



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 22-09-2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Luis Molina Landínez, con C.C. No. 1075286803,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Metodología para la selección de pozos potencialmente candidatos a refracturamiento
en la gerencia de operaciones de desarrollo y producción Huila-Tolima

presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) 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.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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: Juan Luis Molina Landínez

Firma:  _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Metodología para la selección de pozos potencialmente candidatos a refracturamiento en la gerencia de operaciones de desarrollo y producción Huila-Tolima.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Molina Landínez	Juan Luis

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Madera Mejía	Kevis
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Meneses Alzate	Mauricio

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Programa de Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 78

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada mieducación



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

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: Adobe Reader

MATERIAL ANEXO: Ninguno

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): No

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Fracturamiento Hidráulico</u>	<u>Hydraulic Fracturing</u>
2. <u>Refracturamiento</u>	<u>Refracturing</u>
3. <u>Metodología de Selección</u>	<u>Selection Methodology</u>
4. <u>Pozos Candidatos</u>	<u>Candidate Wells</u>
5. <u>Estimulación</u>	<u>Stimulation</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente trabajo comprende el desarrollo de una metodología práctica para una óptima selección de pozos candidatos a refracturamiento hidráulico en la Gerencia de Operaciones Huila (GDH). Este proceso de selección de candidatos es uno de los primeros requerimientos para llevar a cabo un tratamiento exitoso de re-estimulación, en el que también intervienen otros factores como el diseño del fracturamiento y la ejecución en campo.

La metodología de selección consta de tres fases o etapas. La primera fase separa los pozos según la eficiencia de fractura inicial, los de alta eficiencia van directamente a la fase 3 y los de baja eficiencia van a la fase 2. En la fase 2, se evalúan los pozos para definir cuáles tienen potencial de refractura, los cuales pasan a la fase 3. Finalmente, en la fase 3 se realiza el ranking de los mejores pozos a refracturamiento. Los ponderados de cada pozo,



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

que determinan la clasificación de los pozos en cada etapa, se determinan con el porcentaje del parámetro evaluado con respecto al mejor valor de la lista en la matriz de selección.

Se aplicó la metodología a los 15 pozos fracturados del campo San Francisco, de los cuales 8 pozos se presentan como los mejores candidatos a refractura según el ranking final, los cuales fueron evaluados económicamente usando el caudal incremental de petróleo obtenido del análisis nodal realizado a los pozos. Para la muestra evaluada, los mejores pozos candidatos son en su mayoría los mejores pozos del campo.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The present work includes the development of a practical methodology for an optimal selection of candidate wells for hydraulic refracturing in the Operations Management Huila (GDH). This process of candidate selection is one of the first requirements to carry out a successful re-stimulation treatment, which also involves other factors such as fracturing design and field execution.

The selection methodology consists of three phases or stages. The first phase separates the wells according to the initial fracture efficiency, those with high efficiency go directly to phase 3 and those with low efficiency go to phase 2. In phase 2, the wells are evaluated to define which of these have refracturing potential, those with potential go to phase 3. Finally, the ranking of the best wells for refracturing is made in phase 3. The weights of each well, which determine the classification of the wells in each stage, are determined with the percentage of the parameter evaluated regarding the best value of the list in the selection matrix.

The methodology was applied to the 15 fractured wells of the San Francisco field, 8 of which are presented as the best candidates for refracturing according to the final ranking, they were economically assessed using the incremental oil flow rate obtained from nodal analysis performed on the wells. For the sample evaluated, the best candidate wells are mostly the best wells in the field.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Vigilada mieducación



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz Pérez

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez Pérez

Firma:

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS POTENCIALMENTE
CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO EN LA GERENCIA DE OPERACIONES
DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA-TOLIMA

JUAN LUIS MOLINA LANDÍNEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2017

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS POTENCIALMENTE
CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO EN LA GERENCIA DE OPERACIONES
DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA-TOLIMA

JUAN LUIS MOLINA LANDÍNEZ

Trabajo de tesis de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director de Proyecto
ING. KEVIS MADERA MEJÍA

Asesor
ING. MAURICIO MENESES ALZATE

Codirector
ING. JAIRO A. SEPULVEDA GAONA, MSc

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2017

Nota de aceptación

Firma del presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Neiva, ___ de _____ de 2017

Dedicatoria

A Dios, por su infinito amor, por iluminarme y guiarme siempre en el camino que tengo que recorrer en el transcurso de mi vida.

A mis padres, Juan Guillermo y Claudia Salomé, por su amor incondicional que me dieron desde siempre, por su apoyo, enseñanzas y cuidados que llevaré en mi corazón durante toda mi vida, sin los cuales no sería la persona que soy hoy en día.

A mis hermanos, Daniela y Pablo Andrés, por su amor y compañía, por toda esa felicidad que me dieron en los momentos que pasamos juntos, con los que disfrute y aprendí mucho.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por iluminarme y guiarme en mi camino.

A mi familia por su apoyo fundamental en mi vida.

A los directores del proyecto, Kevis Madera y Mauricio Meneses, ingenieros de petróleos de Ecopetrol, por su tiempo, dedicación, paciencia y guía; y en especial por darme la oportunidad de realizar este proyecto.

A Jairo Sepúlveda M.sc.; codirector del proyecto y profesor del programa de Ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana, por sus consejos, enseñanzas y valiosa contribución.

A todos los ingenieros de Halliburton, en especial a Edwin Sepúlveda, por su gran colaboración, consejos y buena disposición para enseñarme en todo lo requerido para la terminación del proyecto.

A los profesores de la universidad, por su enseñanza en los conocimientos que fueron necesarios para desarrollar el proyecto.

A mis amigos y a todas las personas que de una u otra forma contribuyeron en la consecución de este proyecto; en especial a Manuel, Julio y Juan Pablo, por todo el apoyo brindado y por todos los momentos vividos que han sido importantes para mí y que han contribuido en mi formación.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
1. FRACTURAMIENTO Y REFRACTURAMIENTO COMO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN.....	16
1.1. REFRACTURAMIENTO	17
1.1.1 Generalidades.....	17
1.1.2 Razones para refracturar hidráulicamente un pozo	19
1.1.3 Criterios para seleccionar un buen pozo a refracturar.....	20
1.1.4 Orientación de refracturas.....	21
1.1.5 Consideraciones de diseño	23
1.1.6 Ejecución de refracturas.....	26
1.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LAS TÉCNICAS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURA.....	27
2. METODOLOGIA DE TRABAJO	32
2.1. Revisión bibliográfica.....	32
2.2. Antecedentes de campos con pozos objeto de estudio.....	33
2.2.1 Campo San Francisco.....	34
2.3. Selección de pozos a evaluar	35
2.3.1 Pozo 1.....	35
2.3.2 Pozo 2.....	36
2.3.3 Pozo 3.....	37
2.3.4 Pozo 4.....	39
2.3.5 Pozo 5.....	40
2.3.6 Pozo 6.....	41
2.3.7 Pozo 7.....	42
2.3.8 Pozo 8.....	43
2.3.9 Pozo 9.....	44
2.3.10 Pozo 10.....	45
2.3.11 Pozo 11.....	46

2.3.12	Pozo 12.....	47
2.3.13	Pozo 13.....	48
2.3.14	Pozo 14.....	49
2.3.15	Pozo 15.....	50
2.4.	Revisión de software.....	51
2.5.	Procedimiento de construcción de la metodología para la selección de pozos a refracturamiento.....	52
3.	METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAR.....	53
3.1.	Fase 1.....	55
3.2.	Fase 2.....	57
3.3.	Fase 3.....	59
3.4.	Caudal incremental estimado por la refractura	61
3.5.	Evaluación Económica.....	62
	CONCLUSIONES	73
	RECOMENDACIONES.....	74
	REFERENCIAS	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de curvas típicas de declinación para un pozo refracturado...	18
Figura 2. Esquema de reorientación de fractura.	22
Figura 3. Esquema de metodología de refractura según Roussel y Sharma.	31
Figura 4. Diagrama de flujo de la metodología para la selección de pozos a refracturar.	54

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Distribución por campo de pozos fracturados y refracturados.	33
Tabla 2. Información operación principal de fractura pozo 1.	36
Tabla 3. Información de productividad del pozo 1.....	36
Tabla 4. Información operación principal de fractura pozo 2.	37
Tabla 5. Información de productividad del pozo 2.....	37
Tabla 6. Información operación principal de fractura pozo 3.	38
Tabla 7. Información de productividad del pozo 3.....	38
Tabla 8. Información operación principal de fractura pozo 4.	39
Tabla 9. Información de productividad del pozo 4.....	40
Tabla 10. Información operación principal de fractura pozo 5.	40
Tabla 11. Información de productividad del pozo 5.....	41
Tabla 12. Información operación principal de fractura pozo 6.	41
Tabla 13. Información de productividad del pozo 6.....	42
Tabla 14. Información operación principal de fractura pozo 7.	42
Tabla 15. Información de productividad del pozo 7.....	43
Tabla 16. Información operación principal de fractura pozo 8.	43
Tabla 17. Información de productividad del pozo 8.....	44
Tabla 18. Información operación principal de fractura pozo 9.	44
Tabla 19. Información de productividad del pozo 9.....	45
Tabla 20. Información operación principal de fractura pozo 10.....	45
Tabla 21. Información de productividad del pozo 10.....	46
Tabla 22. Información operación principal de fractura pozo 11.....	46
Tabla 23. Información de productividad del pozo 11.....	47
Tabla 24. Información operación principal de fractura pozo 12.....	47
Tabla 25. Información de productividad del pozo 12.....	48
Tabla 26. Información operación principal de fractura pozo 13.....	48
Tabla 27. Información de productividad del pozo 13.....	49
Tabla 28. Información operación principal de fractura pozo 14.....	49
Tabla 29. Información de productividad del pozo 14.....	50
Tabla 30. Información operación principal de fractura pozo 15.....	50
Tabla 31. Información de productividad del pozo 15.....	51
Tabla 32. Matriz 1 para los pozos fracturados evaluados.....	57
Tabla 33. Matriz 2 para los pozos fracturados evaluados.....	59
Tabla 34. Matriz 3 para los pozos fracturados evaluados.....	61

LISTA DE GRAFICOS

Gráfico 1. Distribución porcentual entre pozos fracturados y/o refracturados.....	34
Gráfico 2. Gráficos de IPo para pozos del ranking.....	62
Gráfico 3. Flujo de caja para el pozo 1.	63
Gráfico 4. Flujo de caja para el pozo 4.	64
Gráfico 5. Flujo de caja para el pozo 9.	65
Gráfico 6. Flujo de caja para el pozo 11.	66
Gráfico 7. Flujo de caja para el pozo 2.	67
Gráfico 8. Flujo de caja para el pozo 14.	68
Gráfico 9. Flujo de caja para el pozo 12.	69
Gráfico 10. Flujo de caja para el pozo 13.	70
Gráfico 11. Flujo de caja para el pozo 10.	71
Gráfico 12. Flujo de caja para el pozo 3.	72

NOMENCLATURA

°API: Gravedad específica del petróleo según el Instituto Americano del Petróleo

BOPD: Barriles de petróleo por día

BPD: Barriles por día

BWPD: Barriles de agua por día

CDf: Costo de desarrollo por el fracturamiento

EUR: Recobro último estimado, MBIs

Fcd: Conductividad adimensional de fractura

GOR: Relación gas-petróleo, Scf/STB

IPo: Índice de productividad del petróleo, bls/psi/d

k: Permeabilidad de yacimiento, md

Np: Acumulado de petróleo

Ppg: Libras por galón

Pwf: Presión de pozo fluyente, psi

Ps: Presión estática del yacimiento, psi

qo: Producción de petróleo, BOPD

qw: Producción de agua, BWPD

qt: Producción de total de fluido, BPD/d

RPM: Modificadores de permeabilidad relativa

RR: Reservas remanentes de petróleo

S: Skin o daño de formación

WOR: Relación Agua-Petróleo

RESUMEN

TITULO

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS POTENCIALMENTE CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO EN LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCION HUILA-TOLIMA

PALABRAS CLAVES

Fracturamiento Hidráulico, Refracturamiento Hidráulico, Metodología de Selección, Pozos Candidatos, Estimulación.

DESCRIPCION

El presente trabajo comprende el desarrollo de una metodología práctica para una óptima selección de pozos candidatos a refracturamiento hidráulico en la Gerencia de Operaciones Huila (GDH). Este proceso de selección de candidatos es uno de los primeros requerimientos para llevar a cabo un tratamiento exitoso de re-estimulación, en el que también intervienen otros factores como el diseño del fracturamiento y la ejecución en campo.

La metodología de selección consta de tres fases o etapas establecidas mediante el análisis de la revisión de la bibliografía y la información de los pozos fracturados hidráulicamente en el campo San Francisco. La primera fase separa los pozos según la eficiencia de fractura inicial, los de alta eficiencia van directamente a la fase 3 y los de baja eficiencia van a la fase 2. En la fase 2, se evalúan los pozos para definir cuáles tienen potencial de refractura, los cuales pasan a la fase 3. Finalmente, en la fase 3 se realiza el ranking de los mejores pozos a refracturamiento. Los ponderados de cada pozo, que determinan la clasificación de los pozos en cada etapa, se determinan con el porcentaje del parámetro evaluado con respecto al mejor valor de la lista en la matriz de selección.

Se aplicó la metodología a los 15 pozos fracturados del campo San Francisco, de los cuales 8 pozos se presentan como los mejores candidatos a refractura según el ranking final, los cuales fueron evaluados económicamente usando el caudal incremental de petróleo obtenido del análisis nodal realizado a los pozos. Para la muestra evaluada, los mejores pozos candidatos son en su mayoría los mejores pozos del campo.

ABSTRACT

TITLE

METHODOLOGY FOR THE SELECTION OF POTENTIAL CANDIDATES FOR REFRACTURING IN THE OPERATIONS MANAGEMENT OF DEVELOPMENT AND PRODUCTION HUILA-TOLIMA

KEY WORDS

Hydraulic Fracturing, Hydraulic Refracturing, Selection Methodology, Candidate Wells, Stimulation.

DESCRIPTION

The present work includes the development of a practical methodology for an optimal selection of candidate wells for hydraulic refracturing in the Operations Management Huila (GDH). This process of candidate selection is one of the first requirements to carry out a successful re-stimulation treatment, which also involves other factors such as fracturing design and field execution.

The selection methodology consists of three phases or stages established through the analysis of the literature review and the information of hydraulically fractured wells in the San Francisco field. The first phase separates the wells according to the initial fracture efficiency, those with high efficiency go directly to phase 3 and those with low efficiency go to phase 2. In phase 2, the wells are evaluated to define which of these have refracturing potential, those with potential go to phase 3. Finally, the ranking of the best wells for refracturing is made in phase 3. The weights of each well, which determine the classification of the wells in each stage, are determined with the percentage of the parameter evaluated regarding the best value of the list in the selection matrix.

The methodology was applied to the 15 fractured wells of the San Francisco field, 8 of which are presented as the best candidates for refracturing according to the final ranking, they were economically assessed using the incremental oil flow rate obtained from nodal analysis performed on the wells. For the sample evaluated, the best candidate wells are mostly the best wells in the field.

INTRODUCCIÓN

A medida que avanza la fase de producción en los campos de petróleo en el mundo, en un momento dado llega a una etapa de declinación acelerada de producción, en la cual ésta, si no se controla adecuadamente, reduce ostensiblemente el límite económico de estos activos. Para lograr extender dicho límite económico y responder a la alta demanda energética del mundo, encontramos varias técnicas de recuperación o mejoramiento de producción que pueden usarse dependiendo de la naturaleza de la caída en la misma. Dentro de estas técnicas, el fracturamiento hidráulico se erige como una de las más efectivas en el aumento de la productividad. Sin embargo, en ocasiones no se logra obtener la respuesta de producción que se pretende, intentando posteriormente conseguir el resultado con un trabajo de refractura.

La práctica de refracturamiento, que consiste en volver a fracturar un pozo, comenzó inmediatamente después de la introducción del fracturamiento hidráulico, aproximadamente en el año 1947, pero las primeras aplicaciones demandaban un esfuerzo considerable para diagnosticar problemas y seleccionar pozos candidatos, arrojando resultados variados. Desde los estudios del Instituto Tecnológico del Gas (GTI, por sus siglas en inglés) de 1996 y 1998, y las pruebas de campo asociadas, hasta el éxito continuo de las operaciones de refracturamiento hidráulico en América del Norte y en otras áreas, incluyendo China, Argelia, Brasil y Rusia, resulta claro que en todo el mundo existe un potencial importante de trabajos de refracturamiento, incluso en los campos petroleros ya maduros. En muchos casos, el refracturamiento es mucho menos costoso que un pozo nuevo de desarrollo y puede complementar a la perforación de pozos de relleno, con escasa erogación de capital, especialmente en yacimientos profundos de baja permeabilidad. No obstante, la economía del refracturamiento hidráulico es sumamente sensible a la adecuada selección de candidatos¹. En el pasado, la metodología de selección de candidatos se concentraba en pozos de baja productividad de acuerdo a su potencial de producción; sin embargo, se obtuvieron resultados poco favorables. De hecho, los estudios han demostrado que la selección de pozos pobres o de bajo desempeño para la re-estimulación es probable que resulte en peores resultados que la selección al azar². En la actualidad, se reconoce que en realidad los mejores pozos de un campo petrolero a menudo poseen el mayor potencial de operaciones de refracturamiento hidráulico³.

Por lo tanto, es vital la óptima selección de los pozos candidatos a refracturamiento, como en cualquier tratamiento de estimulación, para aumentar el porcentaje de éxito en el mantenimiento o mejora de la productividad de los pozos escogidos, esto es, minimizando los riesgos al realizar las inversiones de la empresa al tratar un pozo candidato pobremente seleccionado. En este trabajo se presenta una metodología para lograr identificar y seleccionar de la mejor manera posible y práctica los pozos

candidatos a refracturamiento con los mejores indicadores económicos en los distintos campos de petróleo de la Gerencia de Desarrollo Huila de ECOPETROL S.A.

1. FRACTURAMIENTO Y REFRACTURAMIENTO COMO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN

La estimulación de pozos de petróleo tiene como principal objetivo mejorar la producción de petróleo, remediando o incrementando la conductividad natural del pozo con la formación productora. Para lograr dicho objetivo se cuenta principalmente con dos mecanismos que son: la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico; en las que su principal diferencia está en que en la primera, la presión de inyección del fluido de tratamiento no supera la presión de fractura de la formación⁴.

Entre las causas que disminuyen o dañan la comunicación de la formación con el pozo encontramos: el daño ocasionado por los sólidos del fluido de perforación que obstruyen físicamente los conductos de la formación cercana al pozo; las reacciones químicas producidas entre los fluidos de perforación y/o completamiento con la roca de formación; y otros daños que responden a los cambios en las condiciones de producción, los que dependen de la composición del petróleo y de la roca, materializándose bien sea como incrustaciones de calcio, depositación por asfaltenos, parafinas, incompatibilidades de productos químicos, problemas con bacterias, hinchamiento de arcilla, migración de finos, bloqueo por emulsión, cambio de mojabilidad, etc⁵.

El fracturamiento hidráulico, como técnica de estimulación, crea canales de alta conductividad dentro del yacimiento al romper la formación mediante el bombeo de fluido a alta presión, reduciendo la energía requerida para mover el hidrocarburo del yacimiento hacia el pozo, e incrementando el área de drenaje y la producción especialmente en yacimientos de muy baja permeabilidad⁶. Si un tratamiento de fractura inicial fue inadecuado o el empaque de apuntalante se daña o se deteriora con el tiempo, fracturar de nuevo el pozo restablece el flujo lineal hacia el mismo. El refracturamiento puede generar fracturas apuntaladas de mayor conductividad que puedan penetrar más profundo en una formación que la fractura inicial, restaurando o incrementando la productividad del pozo, obteniendo reservas adicionales en ocasiones⁷.

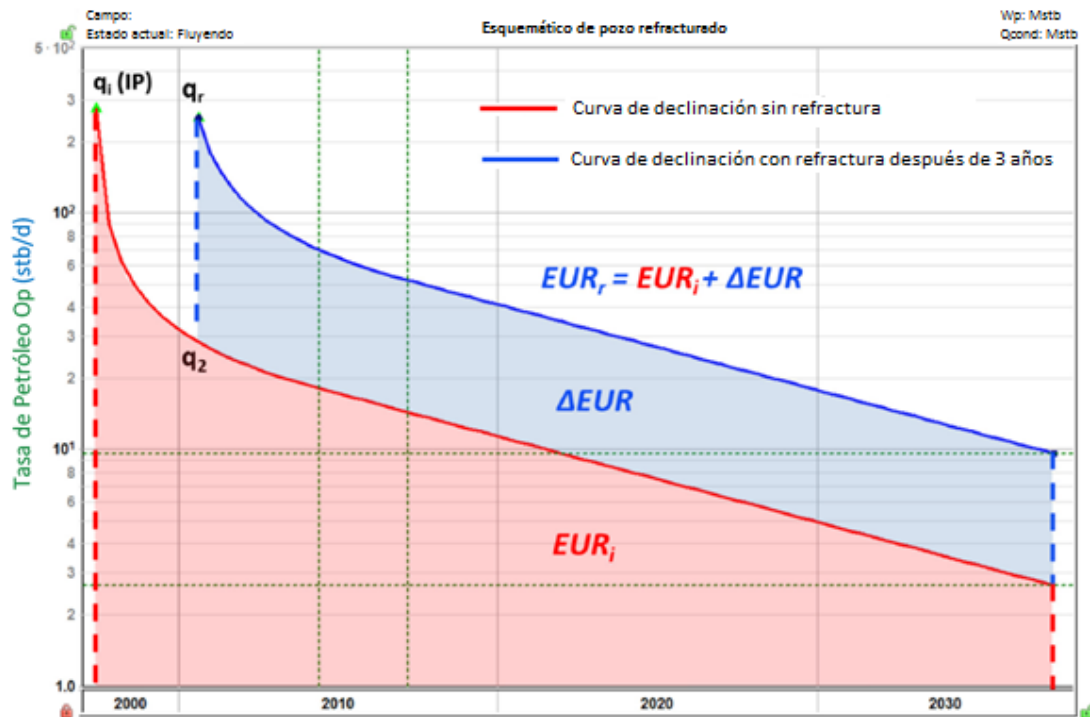
1.1. REFRACTURAMIENTO

1.1.1 Generalidades

El refracturamiento es la técnica que consiste en fracturar hidráulicamente un pozo dos o más veces en la misma formación productora de hidrocarburos. Los primeros pozos refracturados se realizaron en Texas en los primeros años de la década de 1950⁸. Hacia 1970, aproximadamente el 35% de los 500.000 trabajos de fracturamiento que se habían implementado eran tratamientos de refracturamiento⁹. En 1996, el Instituto Tecnológico del Gas (GTI) estimó que sólo entre el 2% y el 3% de las actividades de estimulación se enfocaban en refracturas. A principios de la década del 2010, por los elevados precios del petróleo y por el desarrollo de los yacimientos no convencionales, se revivió en la industria petrolera el interés por el refracturamiento¹⁰. Actualmente la implementación de la técnica se ha disminuido por el resentimiento que se viene experimentando en los precios del petróleo desde finales del 2014.

El refracturamiento restituye o aumenta la productividad del pozo bajo ciertas condiciones, generando a menudo reservas adicionales al mejorar la recuperación de hidrocarburos. Adicionalmente, los 70,000 pozos nuevos perforados aproximadamente cada año sólo representan entre el 7% y 8% del total de pozos productores de todo el mundo¹¹. Por lo tanto, lograr mayor producción de los más de 830,000 pozos terminados previamente resulta esencial para: el desarrollo de los campos petroleros, el mejoramiento de la producción y el manejo de los yacimientos. Además, los aumentos modestos de la producción proveniente de una parte del gran número de pozos existentes, representan volúmenes significativos de reservas incrementales; y el refracturamiento de intervalos previamente estimulados, luego de un período inicial de producción, constituye una forma de alcanzar este objetivo. Estos tipos de re-estimulaciones resultan efectivos en yacimientos de baja permeabilidad, naturalmente fracturados, laminados y heterogéneos, especialmente en yacimientos de gas¹². Idealmente, se espera que el refracturamiento traiga un recobro adicional sin alterar la tasa de declinación como se observa en el gráfico de la figura 1¹³.

Figura 1. Esquema de curvas típicas de declinación para un pozo refracturado.



Modificado por el autor. Tomado de: SPE173340- Orunganti Y.G., Mittal R., y McBurney C., Re-fracturing in Eagle Ford and Bakken to Increase Reserves and Generate Incremental NPV, 2015.

En caso de éxito, los tratamientos de re-fracturamiento tienen un atractivo innegable. La capacidad para incrementar la producción y/o reservas sin los costos de perforar un pozo nuevo, con un impacto ambiental mínimo y con mínimos requisitos de permisos legales, pueden hacer de los tratamientos de re-fracturamiento, uno de los procedimientos más rápidos de implementar que proporcionen excelentes retornos de la inversión. En algunos campos, los re-fracturamientos son altamente predecibles y económicamente consistentes. En otros campos, se requiere un esfuerzo significativo de ingeniería para identificar candidatos adecuados. La caracterización inadecuada de la fractura inicial, el pobre conocimiento de la presión del yacimiento, los débiles criterios de selección de candidatos, y una menor experiencia con el diseño de refracturas, pueden causar que las campañas de re-fracturamiento tengan más incertidumbre que las relacionadas con la perforación “infill” tradicional¹⁴.

1.1.2 Razones para refracturar hidráulicamente un pozo

Las razones para refracturar un pozo podrían abarcar las mismas razones para fracturar hidráulicamente los pozos; sin embargo, en el caso del refracturamiento hay algunas consideraciones adicionales, las cuales están relacionadas específicamente con la fractura original, de las cuales se citan¹⁵:

- Fractura inicial inefectiva: Las causas probables para un desempeño pobre de una fractura inicial son numerosas y entre las cuales se encuentran el diseño inadecuado del trabajo desarrollado, un control de calidad deficiente en el sitio, una selección inapropiada del fluido o del propano, una recuperación insuficiente del fluido de tratamiento o la ocurrencia de problemas mecánicos insuperables durante la ejecución del tratamiento. Cualquiera que pueda ser la causa, una fractura que no sea óptima con respecto a los requerimientos de la formación, se presentara como un candidato potencial para refracturamiento.
- Efecto de daño en el tiempo: Al igual que los efectos de daño transitorio pueden reducir la producción de un yacimiento, lo mismo ocurre con la producción a través de las fracturas hidráulicas. Las incrustaciones y finos invaden y bloquean el empaquetamiento de propano y reducen la conductividad efectiva de la fractura, o la producción continua del propano a largo plazo puede eventualmente impedir alcanzar el potencial de la fractura. De igual forma, la reducción de producción se puede deber también al daño en la conductividad de la fractura en la cara de pozo por intervenciones o “workovers”.
- Propiedades transitorias del yacimiento: Una reducción en la presión de poro creará un cambio en los esfuerzos, sometiendo al propano a incrementos de esfuerzo efectivo, y creando la posibilidad de que el propano se deteriore al triturarse y con ello reducir la conductividad de fractura.
- Avances tecnológicos: Durante los últimos 50 años, el entendimiento del fracturamiento y su aplicación han estado sujetos a un constante desarrollo. Por lo tanto, se supone mejoramientos significativos en todos los aspectos de ejecución de una fractura, proporcionándose un gran potencial para refracturamientos eficientes.

Adicional a las razones enunciadas, se puede encontrar otra razón derivada del concepto de reorientación de fracturas, ampliamente modelado en experimentos de laboratorio a gran escala, y observado en formaciones blandas y someras. Esta reorientación (posible al presentarse cambios en el estado de esfuerzos alrededor de un pozo) puede permitir que en pozos con fracturas iniciales efectivas, las fracturas nuevas (refracturas) se propaguen en un acimut diferente al inicial, generando la posibilidad de contactar nuevas áreas con mayor presión de poro¹⁶.

1.1.3 Criterios para seleccionar un buen pozo a refracturar

En el pasado, la selección de candidatos a refracturar se enfocaba en pozos de baja productividad y de acuerdo a su potencial de producción; sin embargo, se obtenían resultados poco favorables. Por lo tanto, para el éxito en los programas de este tipo de re-estimulación es importante la identificación de los principales candidatos para refracturamiento hidráulico.

Según Vincent, hay numerosos criterios para la selección de candidatos para refracturamiento hidráulico, como los siguientes¹⁷:

- Análisis de pruebas de restauración de presión: Factores que indican alto daño de formación indican mejores candidatos para refracturar.
- Relación fluido - capacidad: Baja tasa de fluido actual comparada con la máxima producción histórica indica buenos candidatos para refractura.
- Relación agua/petróleo: Los de más bajos valores de WOR, se espera que sean los mejores candidatos para refracturar en campos con inyección de agua.
- Recobro: Se consideran preferiblemente pozos con tasas de recobro promedio, debido a que bajas tasas de recobros pueden indicar una calidad pobre de yacimiento, y las altas tasas de recobros pueden indicar buenas estimulaciones existentes.
- Registros en hueco abierto: Su revisión puede resultar en nuevas zonas que se pueden cañonear para producción (Espesor neto sin cañoneo indica mejores candidatos para refractura).
- Historia de estimulación: Los pozos que han sido re-estimulados dentro de sus últimos cinco (5) años han sido considerados candidatos más pobres que aquellos pozos con tratamientos de refractura más antiguos o sin ellos.

De igual forma, Conway et al. Sugiere los siguientes criterios adicionales para determinar pozos candidatos a operaciones de refracturamiento¹⁸:

- Estimación de reservas remanentes: esto puede lograrse en una variedad de formas, desde aproximaciones directas usando balance de materia hasta simulaciones complejas de yacimientos. Sin embargo, el uso de curvas tipo tales como aquellas presentadas por Agarwal et al., parecen ser las más usadas y precisas.

- Evaluación de la calidad de los parámetros de fractura: Al realizar la selección de los candidatos para refracturamiento es importante ser capaz de diferenciar entre un pozo bueno con una mala fractura y un pozo malo. De igual forma se requiere determinar la condición de la fractura existente, y puede ser útil evaluar la fractura más exitosa en el campo y el potencial para crear esa fractura.
- Evaluar la economía basados en drivers y costos: Un claro entendimiento de la economía es esencial para una campaña de refracturamiento. Todos los drivers y objetivos deberían ser evaluados antes de que comience un programa¹⁹.

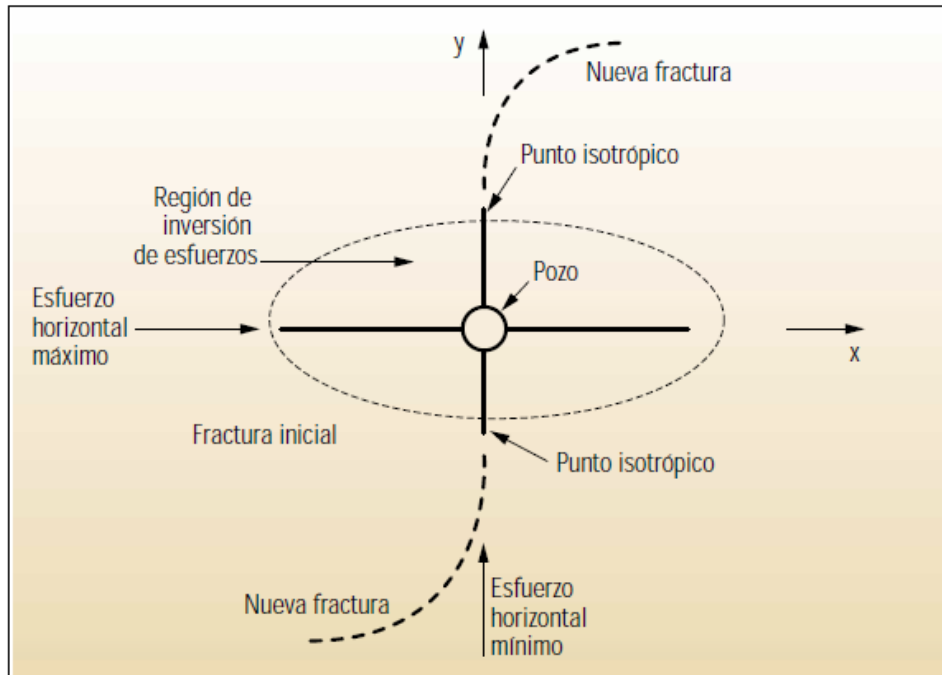
Al igual que en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, numerosos autores han concluido que económicamente los mejores pozos son a menudo los mejores candidatos para refracturamiento hidráulico²⁰.

1.1.4 Orientación de refracturas

Los esfuerzos en sitio en la vecindad de los pozos (fracturados hidráulicamente o sin fracturar) se alteran debido a los esfuerzos poroelásticos generados por los gradientes de presión en el yacimiento. Como consecuencia, la orientación de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo puede cambiar y afectar la dirección de propagación de fracturas²¹. Las tasas de inyección y producción, con la presión de poro del yacimiento, entre otros factores, determinan la magnitud de reorientación de los esfuerzos^{22, 23}.

Warpinski y Branagan propusieron por primera vez aprovechar la reorientación de esfuerzos en la región de influencia para crear una orientación de fractura favorable²⁴. Elbel y Mack presentaron una teoría de reorientación de fractura y la aplicaron para pozos de gas en yacimientos apretados. En esta teoría, la dirección del máximo esfuerzo horizontal se alinea con la fractura vertical inicial. Durante la producción de fluidos, el máximo esfuerzo horizontal disminuye más rápido que el mínimo esfuerzo horizontal, causando la inversión de esfuerzos en la región cercana a la fractura. Como resultado, la segunda fractura puede propagarse ortogonalmente a la fractura inicial hasta el punto isotrópico, en donde el cambio a la dirección original del esfuerzo horizontal máximo causa que la fractura se reoriente gradualmente y llegue a ser paralela a la fractura inicial²⁵. Lo anterior se ilustra en la figura 2. Sin embargo, para ese entonces (1993), a pesar de haber soportes del concepto de reorientación, estos no eran concluyentes, y se requería mejor información para confirmar este concepto; por lo cual, inicialmente se consideraba que las refracturas se propagaban en la dirección de la fractura inicial.

Figura 2. Esquema de reorientación de fractura.



Fuente: Oil field Review. Schlumberger. Operaciones de refracturamiento. Invierno 2003/2004.

En la actualidad, existen numerosas mediciones de campo que han sido publicadas validando las teorías existentes sobre reorientación de fracturas. Wright y Conant²⁶, reportaron por primera vez evidencias de campo sobre reorientación de fractura, en donde el mapeo de las fracturas con inclinómetros en refracturamientos mostraron desviaciones en un ángulo de 30° a 60° con respecto a la fractura inicial; mientras que una fractura hidráulica en un pozo infill en un proyecto de recobro secundario mostró que la fractura empezó y se propagó a un ángulo mayor a 60° con respecto a la orientación de la fractura original. Se evidencio que el buzamiento y el acimut de la fractura fueron afectados por los gradientes de presión del fluido.

Los análisis de la respuesta de presión de dos (2) casos de estudio en el yacimiento de lutitas Barnett, muestran que durante el refracturamiento, a medida que la segunda fractura se propaga, la presión aumenta por encima del esfuerzo de cierre de la fractura inicial, debido a la penetración de la fractura nueva dentro de las regiones de mayores esfuerzos. Por consiguiente, la fractura inicial se vuelve a abrir y consume la mayor parte del fluido hasta que este alcanza la punta de la fractura. Después de esto, ambas fracturas, la inicial y la segunda, continúan su propagación²⁷.

Por consiguiente, al realizar trabajos de refracturamiento hidráulico, usualmente se considera dos posibilidades de propagación de la nueva fractura que son: la reapertura de la fractura inicial y la reorientación de la fractura por un acimut y/o un buzamiento diferentes a los iniciales.

1.1.4.1 Reapertura de fractura inicial:

Este caso es común si se realiza el refracturamiento poco tiempo después de la fractura inicial o si los contrastes de los esfuerzos horizontales son muy altos. Se obtienen altas pérdidas de fluido de tratamiento por filtrado debido al canal existente. Adicionalmente, a menudo se especula que la mayoría del propano de la fractura inicial se asienta en el fondo de la fractura y previene el crecimiento en altura hacia abajo, si la refractura se abre en el mismo plano que la fractura inicial²⁸.

1.1.4.2 Reorientación de fractura

Hay dos razones principales para que una fractura de un tratamiento secundario se reoriente: por los efectos del propano inducido (efectos mecánicos), y por la producción después de la fractura (efectos poroelásticos)²⁹.

La fractura crece perpendicular a la fractura inicial si la refractura se lleva a cabo después de un tiempo considerable de la fractura original, con reorientación de esfuerzos alrededor del pozo. Se pueden obtener altas tasa de pérdidas de fluido debido a zonas ladronas, o incrementos de la presión neta.

La reorientación no depende de la profundidad del yacimiento o del esfuerzo principal mínimo, pero la diferencia de los esfuerzos principales si es fundamental. Al reorientarse la fractura se reduce la probabilidad de interferencia del propano, reduciendo la probabilidad de arenamientos (screenouts) prematuros; y se aumenta la probabilidad de drenar nuevas zonas, sin drenar o poco drenadas por la fractura inicial³⁰.

1.1.5 Consideraciones de diseño

Debido a que con modelos de producción existentes en el mercado no se logra predecir con una buena precisión la producción obtenida a partir de refracturas, se busca con ejemplos de campo obtener una aproximación real de las expectativas y una mejor estimación del potencial económico cuando se re-completan y re-estimulan pozos. Vincent tiene analizada una base de datos que contiene 143 estudios de campo en el que se han realizado tratamientos de re-estimulación. Con

estos resultados de campo, se logra demostrar que el éxito de los re-fracturamientos se puede atribuir a numerosos mecanismos, dentro de los cuales se incluyen los siguientes³¹:

- Geometría de fractura más larga; con la cual se obtiene un mejor contacto con el yacimiento.
- Una mejor cobertura del espesor neto con una mayor altura de fractura en pozos verticales.
- Mayor cobertura lateral en pozos horizontales o iniciación de más fracturas transversales.
- Restauración de la conductividad de fracturas perdidas, ya sea por esfuerzos cíclicos, incrustación o degradación de fractura, daño por gel, incrustación por carbonatos de calcio, precipitación de asfaltenos, o por taponamiento con finos, entre otros.
- Incremento de la conductividad en porciones de la fractura sin propante o con una pobre distribución del propante.
- Mejoramiento del perfil de producción de los pozos.

De esta manera, para diseñar una refractura es importante conocer muy bien el yacimiento a fin de poder hacer un mejor diseño con la información de la fractura inicial, dirigiéndose a re-estimular según el mecanismo que represente un mayor impacto en la producción incremental.

Adicionalmente, se pueden evaluar ciertas consideraciones para incluir en el diseño de refractura según las necesidades del pozo; por ejemplo, la acidificación de los intervalos antes de la refractura; el re-cañoneo; las técnicas de divergencia para forzar la reorientación y tratar zonas sin estimulación previa; incluir propantes más resistentes (para soportar el incremento del esfuerzo efectivo con la declinación de la presión que reducen la conductividad en la fractura); incluir mayores volúmenes de PAD para compensar las pérdidas por filtrado; bombear mayores cantidades de rompedores; etc.

Según observaciones, en algunos trabajos de refracturamiento se concluye que a menudo se pueden esperar gradientes de fracturas más bajos que los encontrados en la fractura inicial. Si la presión del yacimiento ha declinado en la formación productora, es posible que la refractura esté más confinada y logre extenderse en longitud más fácilmente.

Con el análisis de comportamiento después de la fractura y la información asociada, a menudo es posible revisar tratamientos viejos y encontrar fácilmente errores o ineficiencias en el diseño del tratamiento original. Además, el lapso de tiempo entre un tratamiento inicial y una refractura no necesariamente tiene que ser muy grande o requerir un considerable avance tecnológico. Uno de los principales factores que han contribuido a la continua popularidad del fracturamiento hidráulico es la robustez y tolerancia de esta técnica. Muchos tratamientos de fracturamiento continúan siendo diseñados pobremente, sin embargo, hay suficiente incremento en la producción para que sea económico. Esta situación común de falta de optimización de las fracturas, aunque perjudicial en el desempeño posterior de la fractura inicial, es el enfoque de la filosofía de un tratamiento de refractura. Consecuentemente, uno de los prerequisites al considerar un tratamiento de re fractura es la evaluación de la calidad de diseño de fracturamiento original³².

Teóricamente debería ser más sencillo diseñar un tratamiento de refractura que un tratamiento inicial, dado que se ha reunido información durante el tratamiento original de fractura y la disponibilidad de la producción potencial significativa y la historia del yacimiento del pozo y del campo. Lo más importante de cualquier información adicional disponible es la mejor caracterización de la permeabilidad promedio, la cual es esencial para determinar eficientemente la conductividad adimensional óptima para la fractura. Además, y debido a que las condiciones de producción serán registradas y entendidas, es posible obtener un conocimiento más preciso de los requerimientos de la permeabilidad efectiva del propano, con lo que se mejoraría significativamente la precisión de las dimensiones óptimas de la fractura.

En el caso de un pozo con muchos intervalos productores, se debe tomar una decisión económica entre, sí tratar cada zona individualmente o intentar refracturar con un tipo de entrada limitada sobre un número de estos intervalos a la vez. También puede ser que sea mejor aislar las secciones de intervalos largos de perforados, en vez de intentar tratar la sección entera.

Cuando se diseña un tratamiento de refractura, se deben considerar las dos situaciones distintas en la refractura (la re-apertura de la fractura inicial y la reorientación de la refractura) como casos particulares. Para diferenciar entre estas dos clases de re-fractura se recomienda realizar una prueba de bombeo corto que comprenda de 3 a 4 volúmenes del pozo de fluido bombeado sobre la presión de fractura. Después del bombeo la declinación de la presión debería ser monitoreada con cuidado y un análisis breve de la presión de cierre instantáneo y la presión de esfuerzo de cierre rápidamente revelará si la fractura inicial ha sido abierta o si ha ocurrido la reorientación de fractura. La descripción de estos dos (2) casos los tratamos como sigue³³:

- Caso de re-apertura de una fractura existente.

Si la fractura inicial se reabre, la pregunta más importante es si el pozo es un buen candidato para refracturar, y donde la oportunidad de mejorar la producción se relaciona simplemente con la habilidad de mejorar el diseño del tratamiento inicial. Se debe hacer un análisis cuidadoso del tratamiento original de fractura, y si no hay ningún incremento significativo, entonces puede ser que el pozo no sea un candidato apropiado para refracturar. Sin embargo, si se pueden hacer mejoras significativas en el diseño del tratamiento tales como: mejorar el propano, el sistema de fluido y/o la geometría de fractura; entonces el tratamiento puede ser exitoso si quedan suficientes reservas recuperables para justificar el costo de la re-estimulación. Con ese tipo de tratamiento, se recomienda desplazar el propano existente lejos del pozo y luego realizar un mini frac para evaluar la tortuosidad y pérdida de fluido. En los casos particulares donde el tratamiento inicial ha experimentado arenamientos prematuros, Sauer et al. recomienda acidificar para remover los residuos de polímero, usar soda cáustica para romper los empaques de propano cubiertos con resina y una serie de pruebas de inyección y tapones de propano para asegurar que la región cerca a la cara del pozo esté libre del material apuntalante³⁴. Después de que todas las medidas razonables se hayan tomado para limpiar la región cerca a la cara de pozo y desplazar el propano hacia el fondo de la formación, el tratamiento de refracturamiento puede ser diseñado basado en la información generada por las pruebas de inyectividad, de la misma manera como si la fractura original no existiera.

- Caso de reorientación de fractura.

En el caso de abrir una nueva fractura, la práctica aceptada en la industria es diseñar el tratamiento de refracturamiento como si la fractura original no estuviera. Si las pruebas de inyección para diagnóstico se han realizado, entonces, esta información se puede usar como base para el diseño con cualquier información reunida durante la vida productiva del pozo. En ausencia de información adicional, el diseño debería realizarse con base en tratamientos exitosos de pozos vecinos, en el tratamiento inicial (sólo si fue exitoso) y cualquier mejora en el diseño de los tratamientos ya sea en fluidos propano y/o geometría de fractura³⁵.

1.1.6 Ejecución de refracturas

La ejecución de un trabajo de refracturamiento hidráulico demanda una logística similar a la que se realiza cuando se hace una operación de fracturamiento hidráulico. Se utilizan los mismos equipos; fluidos y materiales (principalmente agente de sostén) mejorados; información actualizada de producción y de parámetros de comportamiento del yacimiento y de la primera fractura, para efectos de análisis y comparación con la información del trabajo actual.

Debe mantenerse siempre un buen control sobre las pruebas de laboratorio y de la calidad de los fluidos y materiales (QA/QC) para con oportunidad ejercer el monitoreo, en tiempo real, que demanda este tipo de trabajo a fin de dar respuesta rápida a los desafíos que implican una pronta toma de decisiones sobre problemas que puedan surgir durante el desarrollo del refracturamiento.

1.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LAS TÉCNICAS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURA

Poca información sobre refractura fue publicada antes de 1970; Coulter y Menzie, en el año 1973, mencionan en su artículo algunas consideraciones para tener en cuenta antes de ejecutar un refracturamiento, propuestas por Howard y Fast, y Johnson³⁶. Según estos autores una de las primeras consideraciones al refracturar un pozo sería determinar si la refractura podría ser beneficiosa, lo cual podría depender primariamente de la energía del yacimiento, las reservas recuperables y la rentabilidad económica. Sin embargo, la tendencia general era refracturar aquellos pozos con bajo desempeño con respecto al esperado, incluyendo usualmente dentro de los candidatos a refractura, pozos con: fracturas con baja capacidad de flujo comparadas con la formación; fracturas iniciales buenas pero con degradación de la capacidad de flujo con el tiempo; longitud o altura de fractura insuficientes; o pozos con daño en la cara de la fractura.

El éxito de los tratamientos de refractura, entre mediados de las décadas de 1980 y 1990, fue más significativo en pozos cuyos parámetros de diseño, materiales o ejecución original estuvieron por debajo de los estándares actuales; es decir, las fracturas iniciales eran relativamente pequeñas comparadas con las de la época³⁷.

El Instituto de Investigación del Gas (GRI), actualmente Instituto de Tecnología del Gas (GTI), reconoció en una investigación desarrollada en 1996 los beneficios económicos potenciales que existen para el refracturamiento (principalmente en yacimientos de gas), en la que propuso la regla del “85/15”, que establece que el 85% del potencial de refracturamiento en un campo dado se encuentra en cerca del 15% de los pozos. Debido a las conclusiones de este estudio inicial, en 1998 se realiza un estudio para evaluar las diferentes técnicas de selección de pozos candidatos a refractura, probadas en varios tipos de yacimientos (los campos estudiados debían tener un mínimo de 200 a 300 pozos).

En el estudio de 1998, se evaluaron las 3 técnicas de selección usuales que eran las estadísticas de producción, la tecnología de reconocimiento de patrones “inteligencia artificial” (redes neuronales, algoritmos genéticos, y lógica difusa) y las curvas tipo de producción. Los pozos seleccionados para refracturar, según la

aplicación de las distintas técnicas de selección, se compararon con los resultados de producción después de la refractura para analizar el desempeño de las técnicas con respecto a los resultados reales. A pesar de que las pruebas de refracturamiento fueron exitosas, no lograron identificar una técnica como la más efectiva, cada una seleccionó pozos distintos por motivos diferentes que pueden ser válidos en su totalidad, según las características específicas del yacimiento. De esta manera, el análisis de los resultados de la aplicación de las técnicas revelaba que unas se adaptaban mejor a uno u otro campo. Debido a esto, se requirieron evaluaciones adicionales para validar la eficacia de las técnicas, para lo cual se desarrolló un modelo de simulación de yacimientos de un campo de gas hipotético, el cual presento a la inteligencia artificial como la técnica más efectiva, seguida por las curvas tipos, y por último las estadísticas de producción, las cuales resultaron en menor eficiencia que la selección aleatoria³⁸.

Adicionalmente, se realizó otra evaluación de las técnicas de selección con datos reales del campo Wattenburg, confirmando los resultados obtenidos con el estudio previo del GTI y la simulación de yacimiento. Los resultados de los tres estudios de evaluación de las técnicas de selección, también indicaron que los análisis no analíticos, tales como el análisis de la producción actual y el recobro último estimado (EUR) a fin de identificar los pozos con desempeños deficientes, podrían ser de utilidad para la selección de candidatos en ausencia de otros enfoques.

En cuanto a las técnicas usadas para la selección de candidatos en el estudio del GTI, encontramos que la técnica basada en estadísticas de producción compara la producción de los pozos con los vecinos o con otros pozos similares, seleccionando los pozos según la diferencia entre la producción esperada y la producción real. Es el método más simple para seleccionar pozos entre los evaluados por el GTI, y aunque puede ser eficaz para identificar algunos pozos que están por debajo de su potencial, tiene dos inconvenientes principalmente. Primero, los datos de producción por sí solos no permiten determinar la calidad del yacimiento (si la baja producción de un pozo es por la mala calidad del yacimiento, podría no ser un buen pozo para un tratamiento de re-estimulación). El segundo inconveniente es que no se seleccionaran pozos de alta productividad que aún conserven potencial para el incremento de las reservas. Sin embargo, los métodos de selección basados en estadísticas de producción pueden ser efectivos en aquellas formaciones que presentan poca variabilidad en la calidad del yacimiento³⁹.

Con respecto a la segunda técnica evaluada por el GTI, Mohaghegh et al. proporciona información en el año 2000, sobre las tres técnicas diferentes de inteligencia artificial usadas y su aplicación al estudio. El método comienza empleando una herramienta llamada redes neuronales artificiales. Estas redes intentan resolver problemas de una manera similar a las redes neuronales biológicas. Las conexiones entre las neuronas relacionan los parámetros de entrada con un parámetro de salida especificado. La red se entrena alimentándola con múltiples ejemplos. En respuesta a cada ejemplo, las conexiones de la red se

ajustan para describir mejor el ejemplo. Después de muchos ejemplos, la red alcanza un estado estacionario, y luego se puede utilizar para asignar un conjunto de parámetros de entrada diferentes al parámetro de salida. Esta técnica se ha aplicado en múltiples industrias y es la más adecuada para problemas complejos.

Después del uso de redes neuronales, se emplean algoritmos genéticos. Estos algoritmos se utilizan para optimizar un conjunto de parámetros. El algoritmo funciona creando primero un conjunto de entradas diferentes (cada una tiene múltiples parámetros), denominado población. Para el caso de la selección de candidatos, cada entrada es un pozo individual, y los parámetros son el tipo de propano, el volumen de líquido inyectado, la fecha de la fractura inicial, etc. Al crear las entradas, cada parámetro se selecciona aleatoriamente. La población se evalúa entonces utilizando la red neuronal artificial para encontrar la salida de un conjunto dado de parámetros. Los peores datos de entrada no se tienen en cuenta, y se crean unos nuevos mezclando los parámetros de los datos de entrada más exitosos. También se crean varias entradas aleatorias. Este proceso se continúa varias veces (denominado "generaciones") e idealmente, las entradas que permanecen son las que contienen los parámetros óptimos. Para el caso de selección de candidatos, la producción optimizada para un pozo es el resultado de la red neuronal usando los parámetros óptimos identificados por el algoritmo genético. La diferencia entre la producción real y la producción optimizada es la ganancia potencial por el refracturamiento.

La última técnica utilizada en el método de inteligencia artificial es la lógica difusa. En el caso de selección de pozos candidatos, la lógica difusa aplica una regla sobre buenos candidatos y ubica un pozo en una de varias categorías basado en el cumplimiento de la regla. Los resultados de los algoritmos genéticos se utilizan como entrada a la lógica difusa, además de otros parámetros identificados por las reglas. Después de aplicar cada técnica de inteligencia virtual, los pozos candidatos pueden ser clasificados según el potencial de refractura. Los principales inconvenientes de este método se refieren a los ejemplos utilizados para formar la red neuronal. El tamaño de la muestra de los ejemplos debe ser lo suficientemente grande para que los parámetros no estén sobrevalorados ni subvalorados. Un ejemplo anómalo en un pequeño tamaño de muestra daría como resultado una red neuronal mal ajustada. Adicionalmente, se deben identificar y medir con exactitud todos los parámetros relevantes que afectan el tratamiento de fractura⁴⁰.

Las curvas tipo, usadas también en la selección de candidatos en el estudio del GTI, han sido formuladas para pozos hidráulicamente fracturados y permiten estimar la permeabilidad y el daño del pozo. Los pozos con valores de permeabilidad y daño de formación altos se seleccionan como buenos candidatos para refracturar. Esta técnica tiene algunos inconvenientes, entre ellos, que la mayoría de las curvas tipo se ha hecho sólo para yacimientos de una sola capa, lo que dificulta su aplicación a pozos con múltiples formaciones o capas fracturadas. Adicionalmente, las curvas tipo usualmente no dan soluciones únicas para los diversos parámetros de salida.

El estudio del GTI finalmente seleccionó nueve pozos de las tres cuencas. Los pozos fueron seleccionados mediante la selección de los mejores pozos identificados por cada metodología de selección y los pozos que se encontraban en la lista de los cincuenta mejores para más de una metodología. Los pozos se evaluaron adicionalmente sobre una variedad de factores tales como la integridad mecánica del pozo. Al poner en duda la eficacia de los métodos de selección utilizados, sólo seis de los más de doscientos pozos considerados se identificaron en la lista de los cincuenta para los tres métodos de selección; 29 pozos fueron identificados en más de una lista, y 86 pozos fueron identificados en una sola lista.

Aunque los pozos seleccionados por cada metodología no fueron consistentes; en general, los resultados de producción después del refracturamiento fueron muy positivos. Seis de los nueve refracturamientos fueron económicamente exitosos. De igual forma, teniendo en cuenta los nueve pozos, el programa en su conjunto también fue económicamente exitoso, aumentando las reservas incrementales en 2,9 Bpc a un costo promedio de \$0.26/Mpc. Además, las metodologías de selección se desempeñaron similarmente, comparándose por su número de selecciones exitosas; es decir, aquellas que se clasificaban cerca de la parte superior de su lista con refracturamientos exitosos, o aquellas identificadas como un candidatos pobres y los refracturamientos ejecutados resultaron en fracaso. Tanto el método de estadística de producción como el método de curva tipo tuvieron selecciones exitosas en cuatro de los nueve pozos, mientras que el método de inteligencia artificial hizo selecciones precisas en cinco de los nueve pozos. A pesar de que el porcentaje de selecciones exitosas no es muy atractivo, los resultados del programa indican que el éxito económico sigue siendo posible a pesar del desempeño de las metodologías de selección.

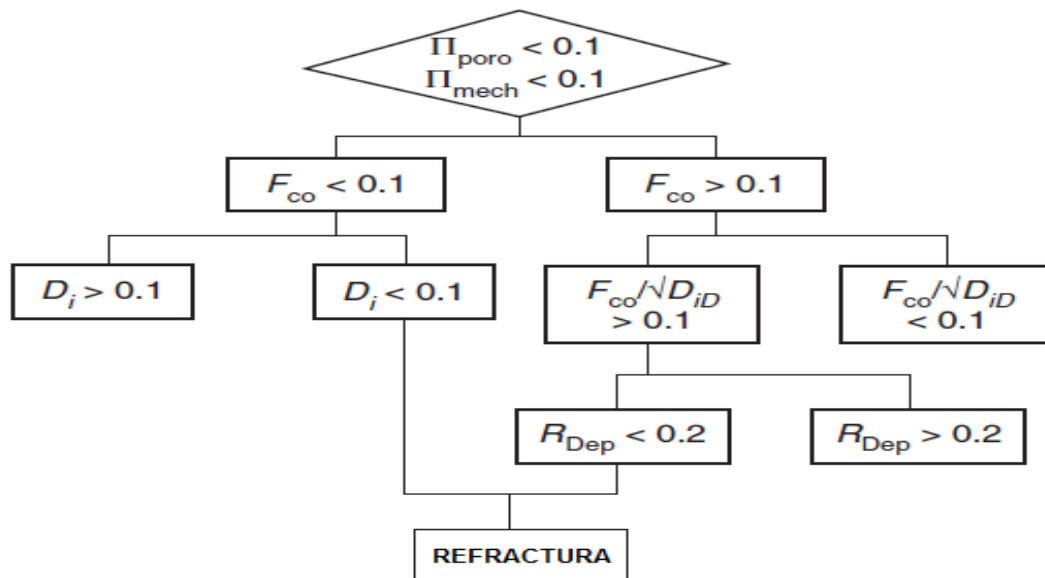
Otros métodos de selección de candidatos a refracturamiento se han propuesto y probado. Shelley aplicó en 1999 una red neuronal artificial para seleccionar pozos para re-estimulación en el campo de Red Oak del sudeste de Oklahoma. Esta red neural difiere de la descrita por Mohaghegh et al., en que ésta incorporaba propiedades del tratamiento de fractura como entradas a la red. Como resultado, la red de Shelley intenta estimar directamente la producción de fractura, mientras que Mohaghegh sólo intenta estimar la producción después de un tratamiento inicial ideal para determinar la diferencia entre la producción real y la ideal. Las predicciones fueron muy buenas y se basaron en 25 pozos, de los cuales 17 fueron utilizados para entrenar la red neuronal y 8 fueron utilizados sólo para probarla. Posteriormente, la red se utilizó para evaluar el potencial de refracturamiento de los pozos restantes, obteniendo que el 30% serían buenos candidatos económicos, el 50% ofrecerían el mínimo potencial para mejorar la producción, y el 20% resultaría en una disminución de la producción con una fractura⁴¹.

En el año 2011, Sinha y Ramakrishnan describen un método diseñado para dejar fuera de consideración, de manera rápida, pozos productores y para seleccionar pozos para un análisis más detallado. El método se basa en un índice de

completamiento que identifica los pozos sub-estimulados y un índice de producción que indican los pozos que tienen las mejores calidades de yacimiento. Los pozos a seleccionar para un análisis posterior serán los que tengan un alto índice de producción y completamiento. Los autores presentan fórmulas de ejemplo para los índices de completamiento y producción, pero estas pueden modificarse según la experiencia del operador⁴².

Por otro lado, Roussel y Sharma describieron un nuevo método de selección de candidatos basado en criterios adimensionales⁴³. Una de las principales ventajas de este método es que sólo se necesita información de producción de los pozos considerados, ya que no se necesitan ejemplos extensos para la afinación como lo requieren las redes neuronales artificiales. Los criterios adimensionales son los números de reorientación de esfuerzos (cuantifica el potencial de reorientación de esfuerzos al refracturar), Π_{poro} and Π_{mech} ; el número de completamiento del pozo (calcula la efectividad del completamiento inicial basándose en la producción inicial), F_{co} ; número de depletamiento del yacimiento (utiliza datos de producción de pozos vecinos para determinar la presión y las reservas restantes del yacimiento), R_{Dep} ; y el número de declinación de la producción (estima la calidad del yacimiento según la magnitud de la disminución de la producción), D_{iD} . El método se probó en un conjunto de pozos refracturados en el campo de Wattenberg, y los pozos seleccionados por el método superaron a la selección aleatoria en un 35%⁴⁴. Esta metodología se ilustra en el algoritmo de decisión de la figura 3.

Figura 3. Esquema de metodología de refractura según Roussel y Sharma.



Modificado por el autor. Tomado de: SPE146103- Roussel N.P., y Sharma M.M., Selection Candidate Wells for Refracturing Using Production Data, 2011.

2. METODOLOGIA DE TRABAJO

Para el desarrollo del presente trabajo se realizó una revisión bibliográfica sobre refracturamiento hidráulico, especialmente en las técnicas existentes para la selección de pozos candidatos a refracturar. Con base en esta revisión, se identifican aspectos importantes en el proceso de selección de candidatos a refractura. Se seleccionan los pozos históricamente fracturados y refracturados en los diferentes campos de producción de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila-Tolima (GDH) como el universo de pozos a estudiar. Una vez analizado este universo de pozos se determina escoger como muestra de estudio final para este proyecto los pozos del campo San Francisco.

En la evaluación de la información de estos pozos para la validación de la metodología de selección de pozos potencialmente candidatos a refracturamiento se hace uso de los software: Well Evaluation Model (WEM) y Fracpro. Adicionalmente, se elabora un esquema de flujo para el proceso de selección de candidatos a refracturar.

2.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La mayor parte de la literatura de referencia para esta investigación se encuentra mencionada en el desarrollo del marco teórico del capítulo anterior, dentro del cual se contextualizan algunas consideraciones del refracturamiento hidráulico y de las técnicas existentes para la selección de los mejores candidatos a refracturar. La mayor información teórica fue sustraída de textos, papers, presentaciones, revistas, manuales, procedimientos y trabajos de otros investigadores, relacionados con el tema objeto de estudio. De igual manera, la información de campo se obtuvo de la base de datos técnicos de los pozos seleccionados como muestra para análisis, en los archivos de las bibliotecas especializadas de la GDH; y muy en particular de los pozos fracturados de los campos San Francisco.

Otra información obtenida que se revisó corresponde a literatura y software de empresas especializadas en operaciones de fracturamiento hidráulico, principalmente de Halliburton y B.J.; información que fue utilizada básicamente para la comprensión detallada de los diseños, equipos, y de las condiciones operacionales bajo las cuales se debía de llevar a cabo en campo la logística de las operaciones de los trabajos de fracturamiento y refracturamiento hidráulico.

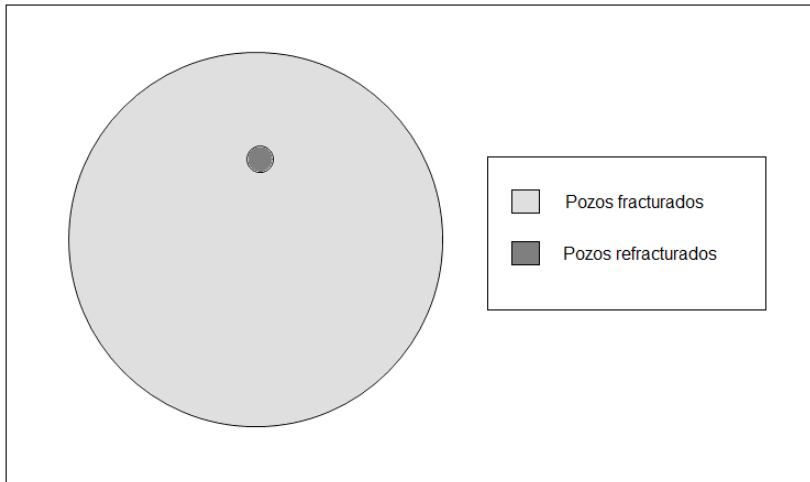
2.2. ANTECEDENTES DE CAMPOS CON POZOS OBJETO DE ESTUDIO

La GDH actualmente cuenta principalmente, entre otros, con los campos de producción Balcón, Arrayán, Tempranillo, Dina Norte, Dina Terciarios, Brisas, Tenay-Tenax, Dina Cretáceos, Palogrande, Cebú, Pijao, San Francisco, Santa Clara, Palermo, Tello, Rio Ceibas, Loma Larga y Yaguará. Los pozos fracturados en estos campos hasta principios del año 2016 eran de aproximadamente 229 pozos. En la tabla 1; se cuantifican los trabajos de fracturamiento y refracturamiento que se han realizado en cada campo, y en el gráfico 1 se resalta que solo el 7% de los pozos fracturados han sido refracturados en los campos de la GDH.

Tabla 1. Distribución por campo de pozos fracturados y refracturados.

Campo	Fracturas	Distribución porcentual de fracturas	Refracturas	Distribución porcentual de refractura sobre fracturas
Yaguará	94	41.0%	14	6.1%
San Francisco	52	22.7%	1	0.4%
Dina Terciario	44	19.2%	-	-
Balcón	8	3.5%	1	0.4%
Dina Norte	6	2.6%	-	-
Santa Clara	5	2.2%	-	-
Tello	5	2.2%	-	-
Loma Larga	3	1.3%	-	-
Rio Ceibas	3	1.3%	-	-
Otros	9	3.9%	-	-
Total	229	100%	16	7%

Gráfico 1. Distribución porcentual entre pozos fracturados y/o refracturados.



De los campos mencionados, los que tienen más información con historial de pozos refracturados hidráulicamente son los campos Yaguará, San Francisco, y Balcón, con 14, 1 y 1 pozos respectivamente refracturados; siendo Yaguará el campo con mayor número de pozos refracturados; aproximadamente el 80%.

2.2.1 Campo San Francisco

El campo San Francisco se encuentra en el Valle Superior del Magdalena, Subcuenca Neiva, entre los municipios de Palermo, Aipe y Neiva, en el departamento del Huila. La roca fuente de los hidrocarburos son los shales del grupo Villeta. Los yacimientos son producto de una trampa estructural, un anticlinal asimétrico con orientación NNE-SSW. Las rocas reservorio son las rocas del Cretácico Temprano (Aptiano -Albiano), siendo el reservorio principal la formación Caballos y el secundario la formación Tetuán (KVT).

La formación productora Caballos, específicamente los intervalos Superior (KCU) e Inferior (KCL), están separados por 100 pies de shale denominados Caballos Medio (KCM). KCU abarca areniscas con porosidades de núcleos entre el 14% y el 20%, y permeabilidades de 150 a 4000 mD. En la parte más baja de Caballos Superior, sus propiedades son variables con porosidades entre 10% y 16%, y la permeabilidad raramente son mayores de 200 mD. A su vez, KCL contiene areniscas con intercalaciones de shale; las porosidades de la base se encuentran en un rango de 9% - 13%, y las permeabilidades exceden raramente 200 mD.

El campo San Francisco fue descubierto en 1985 por HOCOL S.A., dentro del contrato de asociación Palermo, y operado por esta empresa hasta abril de 2012,

fecha en la que finaliza el contrato de asociación. A partir de dicha fecha, el campo empieza a ser operado por Ecopetrol S.A. con una producción diaria aproximada de 6.900 BOPD y 260.000 BWPD. Los pozos en este campo se encuentran aproximadamente a una profundidad promedio de 3.000 ft y producen principalmente de la formación Caballos. En general el petróleo producido tiene una gravedad API aproximada de 27° y una viscosidad de 7 cp. Este activo es considerado en la actualidad un campo maduro, debido a que desde 1993 se viene inyectando agua para efectos de sostenimiento de presión del yacimiento.

A la fecha, en el campo se han perforado 194 pozos de los cuales permanecen activos 97 pozos productores y 75 inyectores; de los cuales se han fracturado aproximadamente 52 pozos y refracturado 1 pozo.

En la actualidad, la producción estimada de fluidos es de aproximadamente 4.800 BOPD, con 98,4% de corte de agua; y 3.112 KPCD de gas. La tasa de inyección de agua es de cerca de 230.000 BWPD.

2.3. SELECCIÓN DE POZOS A EVALUAR

Para realizar el desarrollo y análisis de la metodología para la selección de pozos candidatos a refracturamiento hidráulico, se escogen todos los pozos de las campañas de fracturamiento en los años 2014 y 2015 llevadas a cabo en el campo San Francisco, por la mayor disponibilidad de información; estos pozos fueron tratados con sistemas de RPM's para reducir la permeabilidad relativa del agua.

La información de los pozos de las campañas de fracturamiento enunciadas se presenta a continuación:

2.3.1 Pozo 1

El pozo 1 es un pozo vertical, actualmente en levantamiento artificial con bombeo electrosumergible (BES). En julio del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en tres intervalos productores: 2776-2792 (KCLA); 2612-2641 (KCUF); 2502-2572 (KCUA2/B). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 251,482.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo, de 16 ft, se bombearon 175 bls de fluido activado Ez-Stim (baja carga polimérica) y 143 sacos de arena natural malla 16/30. En el segundo intervalo, de 29 ft, se bombearon 141 bls de fluido activado Ez-Stim y 91 sacos de arena natural 16/30. En el tercer

intervalo, de 70 ft, se bombearon 342 bls de fluido activado y 392 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 2.

Tabla 2. Información operación principal de fractura pozo 1.

POZO 1	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	2776	2792	KCLA	16	3	175	58	14300	4767
Intervalo 2	2612	2641	KCUF	29	5	141	28	9100	1820
Intervalo 3	2502	2572	KCUA2/B	70	41	342	8	39200	956

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 1, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre del 2016) con todos los intervalos productores en producción se presenta en la tabla 3.

Tabla 3. Información de productividad del pozo 1.

POZO 1	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	4487.4	5794.2	1306.8	4640.8	153.3
qo, BOPD	170.5	394.0	223.5	273.8	103.3
qw, BWPD	4316.9	5400.2	1083.3	4366.9	50.0
Ps, psi	672	672	0.0	682	10.0
Pwf, psi	152.1	399.3	247.2	157.0	4.9
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.328	1.445	1.1	0.522	0.2
WOR, fracción	25.32	13.71	-11.6	15.95	-9.4
GOR, scf/bbl	500	500	0.0	266	-234.0

2.3.2 Pozo 2

El pozo 2 es un pozo vertical, actualmente en levantamiento artificial con BES. En mayo del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en dos intervalos productores: 2798-2845 (KCLA); 2856-2876 (KCLB). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 268,047.

La fractura se realizó de la siguiente manera: Se realizó una etapa de fracturamiento hidráulico en los intervalos uno y dos, en total se bombearon 486 bls de fluido Ez-Stim y 341 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 4.

Tabla 4. Información operación principal de fractura pozo 2.

POZO 2	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	2798	2876	KCLA/B	67	23	486	21	34100	1483

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 2, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 5.

Tabla 5. Información de productividad del pozo 2.

POZO 2	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	9699.0	8485.2	-1213.8	7665.1	-2033.9
qo, BOPD	121.2	246.1	124.8	99.6	-21.6
qw, BWPD	9577.8	8239.2	-1338.6	7565.5	-2012.3
Ps, psi	820	820	0.0	822	2.0
Pwf, psi	257.9	294.6	36.7	201.0	-56.9
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.216	0.468	0.3	0.160	-0.1
WOR, fracción	79.00	33.48	-45.5	75.92	-3.1
GOR, scf/bbl	590	590	0.0	681	91.0

2.3.3 Pozo 3

El pozo 3 es un pozo vertical, actualmente en levantamiento artificial con BES. En abril del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en tres intervalos productores: 2670-2709 (KCLA/KCLB); 2522-2536 (KCUF); 2416-2440 (KCU). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 376,071.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo se bombearon 434 bls de fluido activado Ez-Stim y 354 sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se realizó minifrac, con el que se obtuvo un gradiente de fractura de 0.96 psi/ft; durante el fracturamiento se bombearon 312 bls de fluido activado Ez-Stim y 342 sacos de arena natural 16/30. En el tercer intervalo se bombearon 282 bls de fluido activado Ez-Stim y 224 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 6.

Tabla 6. Información operación principal de fractura pozo 3.

POZO 3	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	2670	2709	KCLA/B	39	14	434	31	35400	2529
Intervalo 2	2522	2536	KCUF	14	5	312	62	34200	6840
Intervalo 3	2416	2440	KCU	24	20	282	14	22400	1120

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 3, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 7.

Tabla 7. Información de productividad del pozo 3.

POZO 3	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	2217.0	4934.0	2717.0	3980.6	1763.6
qo, BOPD	75.4	246.7	171.3	143.3	67.9
qw, BWPD	2141.6	4687.3	2545.7	3837.3	1695.6
Ps, psi	953	953	0.0	1038	85.0
Pwf, psi	98.4	260.8	162.4	316.0	217.6
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.088	0.356	0.3	0.198	0.1
WOR, fracción	28.41	19.00	-9.4	26.78	-1.6
GOR, scf/bbl	279	279	0.0	469	190.0

2.3.4 Pozo 4

El pozo 4 es un pozo vertical, actualmente en levantamiento artificial con BES. En junio del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en tres intervalos productores: 3072-3206 (KCLA/B/C); 3072-3098 (KCLA); 2821-2841 (KCUB/KCUC1). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 291,682.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo se bombearon 284 bls de fluido activado Ez-Stim y 193 sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se bombearon 480 bls de fluido activado Ez-Stim y 456 sacos de arena natural 16/30. En el tercer intervalo se bombearon 397 bls de fluido activado y 438 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 8.

Tabla 8. Información operación principal de fractura pozo 4.

POZO 4	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3072	3206	KCLA/B/C	134	10	284	28	19300	1930
Intervalo 2	3072	3098	KCLA	26	4	480	137	45600	13029
Intervalo 3	2821	2841	KCUB/KCUC1	20	17	397	23	43800	2576

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 4, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 9.

Tabla 9. Información de productividad del pozo 4.

POZO 4	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	3102.9	4852.3	1749.4	3647.3	544.4
qo, BOPD	118.5	169.8	51.3	87.5	-31.0
qw, BWPD	2984.4	4682.5	1698.1	3559.8	575.4
Ps, psi	910	910	0.0	1049	139.0
Pwf, psi	54.9	466.2	411.4	154.9	100.0
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.139	0.383	0.2	0.098	0.0
WOR, fracción	25.18	27.57	2.4	40.67	15.5
GOR, scf/bbl	280	280	0.0	453	173.0

2.3.5 Pozo 5

El pozo 5 es un pozo vertical, actualmente en levantamiento artificial con BES. En junio del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en un intervalo productor: 3182-3195 (KCLB). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 236,474.

La fractura se realizó de la siguiente manera: Se bombearon 440 bls de fluido activado Ez-Stim y 426 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 10.

Tabla 10. Información operación principal de fractura pozo 5.

POZO 5	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3182	3195	KCLB	13	11	175	16	42600	3873

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 5, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 11.

Tabla 11. Información de productividad del pozo 5.

POZO 5	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16-pre frac
qt, BPD	4244.0	5749.0	1505.0	4223.0	-21.0
qo, BOPD	93.4	57.5	-35.9	63.3	-30.0
qw, BWPD	4150.6	5691.5	1540.9	4159.7	9.1
Ps, psi	860	860	0.0	860	0.0
Pwf, psi	203.9	125.8	-78.1	156.0	-47.9
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.142	0.078	-0.1	0.090	-0.1
WOR, fracción	44.46	99.00	54.5	65.67	21.2
GOR, scf/bbl	503	503	0.0	898	395.0

2.3.6 Pozo 6

El pozo 6 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con bombeo mecánico. En marzo del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en un intervalo productor: 2952-3001 (KCLA). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 253,817.

La fractura se realizó de la siguiente manera: Se bombearon 465 bls de fluido activado Ez-Stim y 394 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 12.

Tabla 12. Información operación principal de fractura pozo 6.

POZO 6	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	2952	3001	KCLA	49	9	465	52	39400	4378

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 6, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 13.

Tabla 13. Información de productividad del pozo 6.

POZO 6	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	548.0	832.0	284.0	898.4	350.4
qo, BOPD	43.8	56.9	13.1	35.9	-7.9
qw, BWPD	504.2	775.1	271.0	862.4	358.3
Ps, psi	560	560	0.0	650	90.0
Pwf, psi	100.0	278.0	178.0	53.0	-47.0
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.095	0.202	0.1	0.060	0.0
WOR, fracción	11.50	13.62	2.1	24.00	12.5
GOR, scf/bbl	585	585	0.0	493	-92.0

2.3.7 Pozo 7

El pozo 7 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con bombeo de cavidades progresivas (BCP). En septiembre del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en dos intervalos productores: 2784-2791 (KCLA); 2495-2512 (KCUA2). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 259,164.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo se bombearon 374 bls de fluido activado Ez-Stim y 401 sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se bombearon 337 bls de fluido activado Ez-Stim y 212 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 14.

Tabla 14. Información operación principal de fractura pozo 7.

POZO 7	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	2784	2791	KCLA	7	1	374	374	40100	40100
Intervalo 2	2495	2512	KCUA2	17	15	141	337	21200	1413

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 7, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 15.

Tabla 15. Información de productividad del pozo 7.

POZO 7	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	962.0	1389.2	427.2	725.5	-236.5
qo, BOPD	63.6	87.7	24.1	65.3	1.7
qw, BWPD	898.4	1301.5	403.1	660.2	-238.2
Ps, psi	550	550	0.0	750	200.0
Pwf, psi	190.0	301.0	111.0	48.5	-141.5
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.177	0.352	0.2	0.093	-0.1
WOR, fracción	14.12	14.85	0.7	10.11	-4.0
GOR, scf/bbl	0	600	600.0	173	173.0

2.3.8 Pozo 8

El pozo 8 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con BES. En septiembre del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en dos intervalos productores: 3722-3728 (KCLA); 3318-3328 (KCUA1). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 395,988.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo se bombearon 253 bls de fluido activado Ez-Stim y 256 sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se bombearon 331 bls de fluido activado Ez-Stim y 328 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 16.

Tabla 16. Información operación principal de fractura pozo 8.

POZO 8	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3722	3728	KCLA	6	3	253	84	25600	8533
Intervalo 2	3318	3328	KCUA1	10	8	331	41	32800	4100

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 8, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 17.

Tabla 17. Información de productividad del pozo 8.

POZO 8	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	2110.6	2335.8	225.2	1329.6	-781.0
qo, BOPD	66.1	63.5	-2.5	33.2	-32.8
qw, BWPD	2044.6	2272.3	227.7	1296.4	-748.2
Ps, psi	840	840	0.0	1037	197.0
Pwf, psi	461.5	537.3	75.8	293.3	-168.2
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.175	0.210	0.0	0.045	-0.1
WOR, fracción	30.95	35.77	4.8	39.00	8.0
GOR, scf/bbl	464.3	570	105.7	1141	676.7

2.3.9 Pozo 9

El pozo 9 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con BCP. En marzo del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en tres intervalos productores: 3314-3354 (KCLA); 3118-3128 (KCUF); 2980-3020 (KCUA2/KCUB). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 408,386.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo se bombearon 458 bls de fluido activado Ez-Stim y 384 sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se bombearon 195 bls de fluido activado Ez-Stim y 54 sacos de arena natural 16/30. En el tercer intervalo se bombearon 375 bbl de fluido Ez-Stim y 235 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 18.

Tabla 18. Información operación principal de fractura pozo 9.

POZO 9	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3314	3354	KCLA	40	3	458	153	38400	12800
Intervalo 2	3118	3122	KCUF	4	5	195	39	5400	1080
Intervalo 3	2980	3020	KCUA2/B	40	41	375	9	23500	573

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 9, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 19.

Tabla 19. Información de productividad del pozo 9.

POZO 9	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16-pre frac
qt, BPD	359.0	982.0	623.0	1144.2	785.2
qo, BOPD	76.0	186.0	110.0	120.1	44.1
qw, BWPD	283.0	796.0	513.0	1024.0	741.0
Ps, psi	697	697	0.0	650	-47.0
Pwf, psi	221.0	444.0	223.0	130.2	-90.8
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.160	0.735	0.6	0.231	0.1
WOR, fracción	3.72	4.28	0.6	8.52	4.8
GOR, scf/bbl	685	358	-327.0	249	-436.0

2.3.10 Pozo 10

El pozo 10 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con BES. En agosto del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en un intervalo productor: 2714-2729 (KCUA). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 174,350.

La fractura se realizó de la siguiente manera: Se bombearon 413 bls de fluido activado Ez-Stim y 374 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 20.

Tabla 20. Información operación principal de fractura pozo 10.

POZO 10	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	2714	2729	KCUA	15	3	413	138	37400	12467

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 10, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 21.

Tabla 21. Información de productividad del pozo 10.

POZO 10	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	0	275.4	275.4	313.8	313.8
qo, BOPD	0	121.2	121.2	94.2	94.2
qw, BWPD	0	154.2	154.2	219.7	219.7
Ps, psi	1046	1046	0.0	1046	0.0
Pwf, psi		156.0	156.0	264.0	264.0
IP del petróleo, bbl/d/psi	0	0.136	0.1	0.120	0.1
WOR, fracción		1.27	1.3	2.33	2.3
GOR, scf/bbl	359.5	359.5	0.0	31	-328.5

2.3.11 Pozo 11

El pozo 11 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con BES. En noviembre del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en dos intervalos productores: 3660-3686 (KCLA); 3260-3274 (KCUA1). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 375,162.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo se bombearon 551 bls de fluido activado EZ-Stim y 376 sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se bombearon 392 bls de fluido activado y 304 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 22.

Tabla 22. Información operación principal de fractura pozo 11.

POZO 11	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3660	3686	KCLA	26	3	551	184	37600	12533
Intervalo 2	3260	3274	KCUA1	14	5	392	78	30400	6080

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 11, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 23.

Tabla 23. Información de productividad del pozo 11.

POZO 11	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	2873.6	4470.8	1597.2	3968.0	1094.5
qo, BOPD	66.4	115.4	49.0	51.6	-14.8
qw, BWPD	2807.2	4355.4	1548.2	3916.5	1109.3
Ps, psi	1090	1090	0.0	1064	-26.0
Pwf, psi	308.4	710.0	401.6	195.0	-113.4
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.085	0.304	0.2	0.059	0.0
WOR, fracción	42.29	37.76	-4.5	75.92	33.6
GOR, scf/bbl	585	792	207.0	1134	549.0

2.3.12 Pozo 12

El pozo 12 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con BES. En octubre del 2014 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en un intervalo productor: 3206-3230 (KCLA). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 545,961.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el intervalo productor seleccionado se observó tendencia empacante con un total de 490 bls de fluido limpio y 509 sacos de arena resinada 20/40, tal como se ilustra en la tabla 24.

Tabla 24. Información operación principal de fractura pozo 12.

POZO 12	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3206	3230	KCLA	24	3	490	163	50900	16967

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 12, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 25.

Tabla 25. Información de productividad del pozo 12.

POZO 12	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	4113.0	4132.0	19.0	2949.9	-1163.1
qo, BOPD	61.7	219.0	157.3	88.5	26.8
qw, BWPD	4051.3	3913.0	-138.3	2861.4	-1189.9
Ps, psi	820	820	0.0	810	-10.0
Pwf, psi	255.4	211.3	-44.1	165.0	-90.4
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.109	0.360	0.3	0.137	0.0
WOR, fracción	65.67	17.87	-47.8	32.33	-33.3
GOR, scf/bbl	600	600	0.0	379	-221.0

2.3.13 Pozo 13

El pozo 13 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con BES. En septiembre del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en dos intervalos productores: 3536-3556 (KCLA/B); 3202-3278 (KCUA2/B/C1-2). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 346,925.

La fractura se realizó de la siguiente manera: En el primer intervalo se bombearon 372 bls de fluido activado EZ-Stim y 340 sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se bombea 281 bls de fluido activado Ez-Stim y 306 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 26.

Tabla 26. Información operación principal de fractura pozo 13.

POZO 13	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3536	3556	KCLA/B	20	3	372	124	34000	11333
Intervalo 2	3202	3278	CUA2/B/C1	76	5	281	56	30600	6120

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 13, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 27.

Tabla 27. Información de productividad del pozo 13.

POZO 13	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16-pre frac
qt, BPD	1599.8	2406.1	806.3	2201.4	601.6
qo, BOPD	92.8	187.9	95.1	121.1	28.3
qw, BWPD	1507.0	2218.2	711.2	2080.4	573.4
Ps, psi	840	840	0.0	772	-68.0
Pwf, psi	117.9	349.5	231.6	209.0	91.1
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.128	0.383	0.3	0.215	0.1
WOR, fracción	16.24	11.80	-4.4	17.18	0.9
GOR, scf/bbl	214	214	0.0	404	190.0

2.3.14 Pozo 14

El pozo 14 es un pozo vertical, actualmente en levantamiento artificial con BES. En noviembre del 2014 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en un intervalo productor: 3186-3272 (KCLA/B). El costo asociado al tratamiento fue aproximadamente de USD 479,923.

La fractura se realizó de la siguiente manera: Se bombearon 540 bls de fluido EZ-Stim y 550 sacos de arena resinada 20/40, tal como se ilustra en la tabla 28.

Tabla 28. Información operación principal de fractura pozo 14.

POZO 14	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3140	3272	KCLA/B	132	3	540	180	55000	18333

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 14, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 29.

Tabla 29. Información de productividad del pozo 14.

POZO 14	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	1450.9	1210.2	-240.7	1202.5	-248.4
qo, BOPD	43.5	134.5	91.0	62.5	19.1
qw, BWPD	1407.4	1075.8	-331.7	1140.0	-267.5
Ps, psi	847	847	0.0	1066	219.0
Pwf, psi	141.3	407.1	265.8	50.0	-91.3
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.062	0.306	0.2	0.062	0.0
WOR, fracción	32.38	8.00	-24.4	18.23	-14.1
GOR, scf/bbl	530	530	0.0	395	-135.0

2.3.15 Pozo 15

El pozo 15 es un pozo desviado, actualmente en levantamiento artificial con BES. En julio del 2015 se realiza trabajo de fracturamiento hidráulico en dos intervalos productores: 3640-3722 (KCUA); 3640-3653 (KCUC). El costo asociado al tratamiento fue de USD 231,578.04.

La fractura se realizó así: En el primer intervalo se bombearon 267 bls de fluido activado Ez-Stim y 304 de sacos de arena natural 16/30. En el segundo intervalo se bombean 180 bls de fluido Ez-Stim y 190 sacos de arena natural 16/30, tal como se ilustra en la tabla 4.

Tabla 30. Información operación principal de fractura pozo 15.

POZO 15	Profundidad		Formación	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	Fluido bombeado total (bls)	Fluido bombeado/espesor neto (bls/ft)	Propante bombeado total (lbs)	Prop. bombeado/espesor neto (lbs/ft)
	Tope (ft)	Base (ft)							
Intervalo 1	3640	3722	KCUA	82	3	267	89	30400	10133
Intervalo 2	3640	3653	KCUC	13	5	180	36	19000	3800

La información de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico del pozo 15, y a la fecha de análisis de las condiciones actuales del pozo (noviembre de 2016) se presenta en la tabla 4.

Tabla 31. Información de productividad del pozo 15.

POZO 15	Pre-frac	Post-frac	Diferencia post-pre frac	Noviembre-2016	Diferencia nov/16 vs pre frac
qt, BPD	1437.6	1512.0	74.4	809.7	-627.9
qo, BOPD	42.3	62.0	19.7	18.6	-23.6
qw, BWPD	1395.3	1450.0	54.7	791.1	-604.2
Ps, psi	407	407	0.0	977	570.0
Pwf, psi	75.9	201.5	125.7	157.0	81.1
IP del petróleo, bbl/d/psi	0.128	0.302	0.2	0.023	-0.1
WOR, fracción	33.01	23.39	-9.6	42.48	9.5
GOR, scf/bbl	242	242	0.0	1444	1202.0

2.4. REVISIÓN DE SOFTWARE

La revisión de los diseños y los resultados de los trabajos de fracturamiento realizados se hizo a través de software usados por compañías de servicios, que para el caso de la muestra de estudio se refirió a Fracpro (programa utilizado por la empresa de servicios Halliburton, como simulador para el diseño, análisis y monitoreo de las fracturas, y a través del cual se puede determinar la distribución y conductividad del propante, al igual que las propiedades y dimensiones de la fractura obtenida y empaquetada).

Para el análisis y la evaluación requerida del comportamiento de la presión y de los caudales de los pozos fracturados pertenecientes a la muestra de estudio seleccionada se contó con el apoyo de Halliburton, la cual brindó la asesoría y la disponibilidad del programa Well Evaluation Model, software empleado para el modelamiento del análisis nodal (el nodo de referencia es la presión de fondo de pozo), que permite evaluar el comportamiento de producción teniendo en cuenta la petrofísica, fluido, características del pozo, sistema de levantamiento de producción, tipo de completamiento, entre otras opciones.

2.5. PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A REFRACTURAMIENTO

La metodología para la selección de pozos a refracturamiento que se desarrolla en el proyecto se fundamenta en los siguientes aspectos principales: eficiencia de la fractura inicial; causal de una mala fractura como diferenciador de un pozo bueno, de un pozo de yacimiento de calidad pobre; la condición actual de la fractura existente; reservas remanentes de petróleo y energía de yacimiento; y que el pozo permanezca con una buena integridad mecánica para que entren en consideración.

Siguiendo estos criterios, se observa que es importante evaluar la eficiencia de la fractura original para identificar en primera instancia los pozos con resultados buenos en fracturas iniciales, que pueden proporcionar los mejores candidatos en un programa de refracturamiento; y los pozos con malas fracturas, que requieren un posterior análisis de la causa del pobre resultado para determinar si se debió a una fractura inadecuada o si definitivamente no era un buen candidato para la fractura inicial; estableciendo así, si hay potencial para refracturar.

Se seleccionan los pozos de baja eficiencia de fractura con potencial de refractura y los pozos de buena eficiencia de fractura para otro análisis, con el fin de determinar los candidatos que logren los mejores resultados de producción e índices económicos. En este último análisis, se tienen en cuenta las condiciones actuales de la fractura inicial del pozo y del yacimiento para hacer el ranking de los pozos candidatos a refractura.

Para la construcción de la metodología, para la muestra de análisis se seleccionaron todos los pozos de la campaña de fracturamiento del campo San Francisco entre los años 2014 y 2015.

3. METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAR

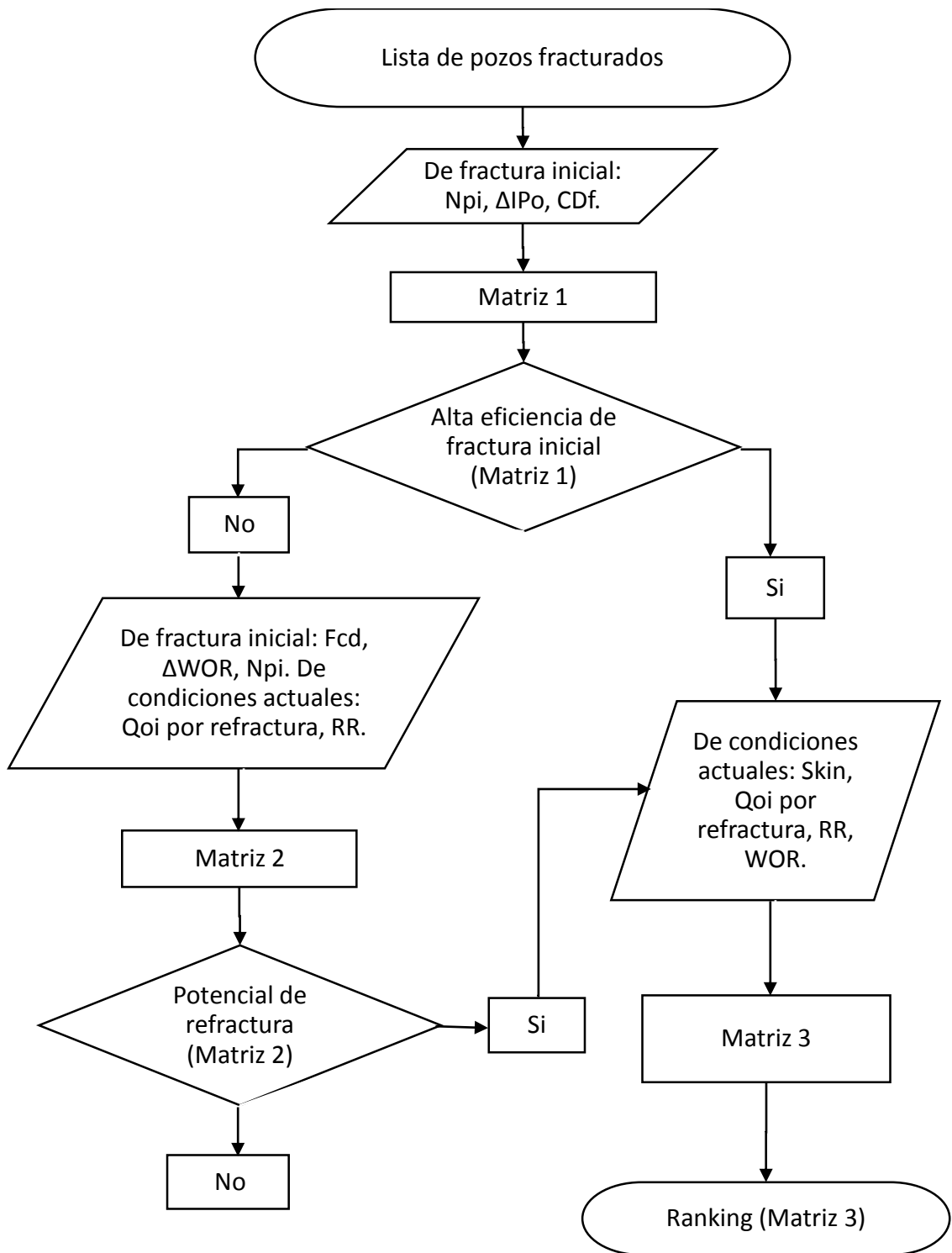
La metodología propuesta consiste en evaluar los pozos fracturados hidráulicamente teniendo en cuenta que los pozos con mejor potencial de refractura son los de mayor productividad y los que mejor responden a los tratamientos de estimulación.

El procedimiento se inicia con la evaluación técnico-económica de la eficiencia de la fractura inicial para los pozos de la muestra de estudio, separando de esta forma los pozos de alto y bajo desempeño. Aquellos pozos que respondan con bajo desempeño se analizan por separado para confirmar que posean potencial de refracturamiento, debido a que si inicialmente no eran buenos candidatos para fractura, es posible que la calidad del yacimiento no sea muy buena si para éstos se ejecutó un buen tratamiento de fracturamiento, siendo pobres candidatos de refractura.

Por último, la clasificación de los pozos potencialmente candidatos a refracturamiento se realiza reuniendo los pozos de alta eficiencia de fractura inicial y los pozos de baja eficiencia que posean potencial de refractura; para esto se tiene en cuenta las condiciones actuales del pozo con el fin de que el ranking resulte en los mejores indicadores económicos.

Según lo considerado, la metodología de selección de pozos candidatos a refracturar consta de 3 fases o etapas, cada una contiene una matriz de selección que clasifica a los pozos según el valor de los parámetros dispuestos. La primera fase divide a los pozos de alta y baja eficiencia de fractura según parámetros técnico-económicos. Posteriormente, en la fase 2 se procede a separar los pozos de baja eficiencia de fractura que tengan buen potencial de refractura de aquellos con poco o sin potencial. La fase 3 clasifica los pozos según su potencial de refractura y se obtienen de los pozos con alta eficiencia de fractura de la primera fase y los pozos de la segunda fase que pueden ser buenos candidatos. Esta metodología se ilustra mediante el diagrama de flujo presentado en la figura 4.

Figura 4. Diagrama de flujo de la metodología para la selección de pozos a refracturar.



3.1. FASE 1

Durante esta fase de la metodología de selección se realiza la evaluación de las eficiencias de fractura iniciales usando los siguientes parámetros: la producción incremental de petróleo acumulada debido a la fractura (Npi), la diferencia entre el índice de productividad del petróleo después y antes de la fractura (ΔIPO), y el costo de desarrollo propio del tratamiento de fractura (CDf). Estos parámetros se definen a continuación:

- Npi: La producción incremental de petróleo acumulada debido a la fractura es la cantidad de petróleo total que se puede atribuir al trabajo de fracturamiento hidráulico. Para obtener este parámetro se requiere que se determine la curva base de declinación de la producción, la cual indica el caudal de petróleo que se obtendría del pozo si no se realizara la fractura; por lo tanto, la producción superior a los valores de esta curva base sería la que se obtiene gracias al fracturamiento. Adicionalmente, para evaluar el valor de Npi se puede calcular la curva de declinación obtenida después de la fractura, prefiriendo que se tenga la mayor cantidad de datos de producción post-fractura para una mejor estimación.
- IPO: El índice de productividad del petróleo es la capacidad que tiene un pozo para producir petróleo. Se expresa como la relación entre el caudal de petróleo producido y la caída de presión del yacimiento. Para la determinación del ΔIPO se requiere seleccionar un dato de producción con su presión de fondo fluyente cuando las condiciones se encuentren estables, y tener una buena estimación de la presión promedio del yacimiento.
- CDf: El costo de desarrollo del tratamiento de fractura para el pozo se define como el valor que cuesta extraer un barril de petróleo atribuido al fracturamiento. Este parámetro se obtiene con la relación entre los costos asociados a la fractura y el valor de Npi. Para calcular el CDf se precisa normalizar los costos de las intervenciones de los pozos para usar y definir los costos pertinentes al tratamiento de fractura, es decir, el valor del tratamiento usado en el costo de desarrollo de la producción incremental incluye el costo de servicio de la fractura, el valor de workover y otros costos asociados sin los cuales no se podría ejecutar la fractura, y excluye los costos adicionales que pueden presentarse como el costo de las bombas de levantamiento artificial (si se cambian), accesorios, entre otros.

Para incluir los parámetros anteriores en la evaluación de la eficiencia de fractura se revisó la información de los trabajos de fracturamiento en la muestra de estudio. Debido a que los buenos resultados de las fracturas hidráulicas se ven reflejados en la cantidad de producción incremental acumulada de petróleo que traen consigo,

al igual que en el incremento del índice de productividad del petróleo (importante para determinar el cambio en la capacidad productiva del pozo); y conforme a que la información se puede adquirir relativamente fácil, se eligen como criterios de selección. Igualmente, al considerar que los fracturamientos de los pozos difieren tanto en su volumen como en los tratamientos adicionales que se incluyan, se escoge el costo de desarrollo de la fractura como criterio de selección al igual que el N_{pi} y el ΔIP_o ; así, si una fractura que se le invirtió una cantidad dada de dinero, obtiene el mismo resultado en producción de petróleo incremental acumulada que otra a la cual se le hizo un fracturamiento en mayor proporción, el que necesitó menos dinero para obtener la misma producción sería el más eficiente.

Para la separación de los pozos según la eficiencia de fractura se calcula un ponderado con los parámetros evaluados. Se asigna un valor del 40% al porcentaje del acumulado de producción incremental de petróleo y al diferencial de índices de productividad de petróleo del pozo después y antes de la fractura con respecto al mayor valor de cada parámetro; y un 20% al porcentaje del costo de desarrollo con respecto al menor valor de la lista de pozos. De este modo, cada parámetro se pondera con respecto al mejor valor en la lista de los pozos fracturados, que para el caso de N_{pi} y ΔIP_o es un valor mayor y para el caso de CD_f es preferible que sea menor.

La matriz 1, correspondiente a la fase 1, se presenta en la tabla 32 junto con la información de los pozos de las campañas de fracturamiento en los años 2014 y 2015 llevadas a cabo en el campo San Francisco.

El límite que separa los pozos en la muestra estudiada, según las eficiencias de fractura, sería el 20% del puntaje total. Así, los pozos con altas eficiencias técnico-económicas de fractura serían los que se encuentran por encima del 20% en la tabla 32, correspondientes a los pozos 1, 12, 9, 10, 3, 2 y 13. Se confirma que estos pozos presentan una alta eficiencia de fractura porque los valores de N_{pi} están por encima de 25 kbbls (valor mínimo para que un trabajo resulte económico, establecido por Ecopetrol para el campo San Francisco según un estudio realizado con Crystal Ball) y los de CD_f están por debajo de 12 \$/bbl (que también corresponden a valores límites según los estudios de rentabilidad de los trabajos del campo). Además, se comprueba que los pozos con mayor producción de petróleo, los que hacen parte de los pozos de alta eficiencia de fractura, mejoraron igualmente su capacidad de flujo en mayor proporción comparados con los de baja eficiencia.

Tabla 32. Matriz 1 para los pozos fracturados evaluados.

POZO	Fecha de fractura	(Δ IPo) post-pre frac, bbl/d/psi	40%	Np incremental, kbls	40%	Costo de Desarrollo, \$/bbl	20%	Puntaje total
POZO 1	18/07/2015	1.117	40.0%	98.84	40.0%	\$ 2.54	20.0%	100.0%
POZO 12	08/10/2014	0.251	9.0%	62.85	25.4%	\$ 8.69	5.8%	40.3%
POZO 9	15/03/2015	0.576	20.6%	34.08	13.8%	\$ 11.98	4.2%	38.6%
POZO 10	04/08/2015	0.244	8.8%	37.84	15.3%	\$ 4.61	11.0%	35.1%
POZO 3	19/04/2015	0.268	9.6%	44.82	18.1%	\$ 8.39	6.1%	33.8%
POZO 2	04/05/2015	0.253	9.0%	28.40	11.5%	\$ 9.44	5.4%	25.9%
POZO 13	14/09/2015	0.255	9.1%	27.34	11.1%	\$ 12.69	4.0%	24.2%
POZO 14	22/11/2014	0.244	8.7%	21.45	8.7%	\$ 22.37	2.3%	19.7%
POZO 11	16/11/2015	0.219	7.8%	21.21	8.6%	\$ 17.69	2.9%	19.3%
POZO 7	29/09/2015	0.175	6.3%	17.36	7.0%	\$ 14.93	3.4%	16.7%
POZO 15	09/06/2014	0.174	6.2%	0.00	0.0%	\$ -	0.0%	6.2%
POZO 4	10/06/2015	0.083	3.0%	3.45	1.4%	\$ 84.58	0.6%	5.0%
POZO 6	29/03/2015	0.106	3.8%	0.00	0.0%	\$ -	0.0%	3.8%
POZO 8	02/09/2015	0.035	1.3%	0.00	0.0%	\$ -	0.0%	1.3%
POZO 5	19/06/2015	-0.064	-2.3%	0.00	0.0%	\$ -	0.0%	-2.3%

De este modo, los pozos con alta eficiencia de fractura (pozos con puntaje total superior al 20%) pasan a la matriz 3, correspondiente a la fase 3; mientras que los pozos con baja eficiencia de fractura (puntaje total inferior al 20%) pasan a la matriz 2, de la fase 2, para una revisión posterior.

3.2. FASE 2

En esta fase se evalúa el potencial de refractura de los pozos resultantes de la fase 1 con baja eficiencia de fractura, para ello se usan los siguientes parámetros: la estimación de reservas remanentes (RR) a la fecha de evaluación, la diferencia entre la relación agua-petróleo del pozo después y antes de la fractura (Δ WOR), conductividad adimensional de fractura (Fcd), producción acumulada de petróleo incremental por fractura (Npi), y el caudal incremental de petróleo estimado, teniendo en cuenta que se refractura con una mayor conductividad que la fractura inicial, a la fecha de evaluación (Qoi por refractura). Estos parámetros se definen a continuación (a excepción del Npi que fue explicado en la fase 1):

- RR: Las reservas remanentes de petróleo en el yacimiento hace referencia al volumen de petróleo que queda en la formación productora y que es extraíble de manera económica por el pozo. Hay varias maneras de determinar este parámetro, uno de ellos requiere que se determine la curva de declinación que

se tiene a la fecha de evaluación y conocer el límite económico para el pozo, así, se puede calcular las RR de la diferencia entre las reservas recuperables últimas del yacimiento (EUR) y el valor del acumulado de petróleo producido hasta la fecha de evaluación.

- WOR: La relación agua-petróleo es la razón del caudal de agua producido al caudal de petróleo producido. Para la determinación del Δ WOR se requiere seleccionar los datos de producción antes y después de la fractura cuando las condiciones se encuentren estables.
- Fcd: La conductividad adimensional de fractura relaciona la capacidad de flujo en la fractura con la capacidad de flujo del yacimiento al pozo a la fractura. Para determinar el valor de Fcd se requiere que el simulador de fractura cuente con los registros de pozo, información del fluido y completamiento, para realizar el ajuste de la presión neta para la fractura ejecutada.
- Qoi por refractura: El caudal incremental de petróleo es la diferencia entre la producción de petróleo estimado con el análisis nodal del pozo y la producción antes de la refractura. Para determinar el Qoi por refractura se precisa estimar la producción incremental con el modelo del comportamiento del pozo ajustado con la fractura inicial, en el que para el software utilizado (WEM), se necesita información del completamiento de pozo, del fluido, de la petrofísica de las formaciones productoras, de la presión de yacimiento, del daño de yacimiento antes de la fractura, y los parámetros de la fractura, entre otros.

Para escoger los parámetros anteriores como criterios de selección se revisó la información de los fracturamientos hidráulicos y de las condiciones del pozo a la fecha de evaluación (noviembre de 2016), junto con la revisión bibliográfica y se tuvo en cuenta que la información se adquiriera relativamente fácil. Además de revisar los parámetros enunciados, se observa en el análisis de la muestra de pozos que la presión estática de yacimiento, en el campo sometido a inyección de agua para mantenimiento de presión, no se presenta como una variable decisiva en la determinación del potencial de refractura. Sin embargo, esto no significa que la energía del yacimiento no sea importante, porque se requiere que haya suficiente presión estática para que la formación sea capaz de devolver el fluido de tratamiento y que el pozo tenga buena productividad.

La separación de los pozos de baja eficiencia con potencial de refractura se realiza ponderando los parámetros evaluados, se asigna un valor del 25% al porcentaje del RR con respecto al mayor valor, 25% al porcentaje de acumulado de petróleo incremental en relación al mayor valor, 20% al porcentaje de la producción diaria incremental de petróleo esperada en la refractura (asumiendo que se obtiene una conductividad de fractura mayor a la fractura inicial) con respecto al mayor valor, 15% al porcentaje del diferencial de WOR del pozo con respecto al menor valor, y

15% al porcentaje de la conductividad adimensional de fractura con respecto al mayor valor de la lista de pozos de la matriz 2.

La matriz 2, correspondiente a la fase 2, se presenta en la tabla 33 junto con la información de los pozos de las campañas de fracturamiento en los años 2014 y 2015 llevadas a cabo en el campo San Francisco.

Tabla 33. Matriz 2 para los pozos fracturados evaluados.

POZO	Fecha de análisis	Fcd	15%	(Δ WOR) post-pre frac	15%	Qoi por refrac, bls/d	20%	Npi, kbls	25%	RR, kbls	25%	Puntaje total
POZO 14	01/11/2016	0.670	2.1%	-24.38	15.0%	166.24	20.0%	21.45	25.0%	534	4.9%	67.0%
POZO 11	01/11/2016	0.620	2.0%	-4.53	2.8%	112.20	13.5%	21.21	24.7%	362	3.3%	46.3%
POZO 4	01/11/2016	0.530	1.7%	2.39	-1.5%	134.64	16.2%	3.45	4.0%	2733	25.0%	45.4%
POZO 7	01/11/2016	1.379	4.4%	0.88	-0.5%	58.85	7.1%	17.36	20.2%	885	8.1%	39.3%
POZO 8	01/11/2016	0.820	2.6%	4.82	-3.0%	102.40	12.3%	0.00	0.0%	2427	22.2%	34.2%
POZO 6	01/11/2016	0.760	2.4%	2.13	-1.3%	28.90	3.5%	0.00	0.0%	2505	22.9%	27.5%
POZO 15	01/11/2016	4.700	15.0%	-9.62	5.9%	31.30	3.8%	0.00	0.0%	226	2.1%	26.8%
POZO 5	01/11/2016	3.118	10.0%	54.54	-33.6%	21.70	2.6%	0.00	0.0%	2473	22.6%	1.6%

Los pozos fracturados con un puntaje total superior al 40% (matriz 2) representarían las mejores opciones para refracturar según lo deseable de cada parámetro. Así, se puede observar en la tabla 33 que los pozos 14, 11 y 4 presentan en general los menores incrementos en el WOR y los mayores incrementos en caudal incremental estimado por la refractura más conductiva. En cuanto a los valores de RR del pozo 14 y 11 que son más bajos en comparación con los demás, no habría inconveniente porque se tienen reservas considerables. De este modo, los pozos con potencial de refractura pasan a la matriz 3, correspondiente a la fase 3.

3.3. FASE 3

En la última fase se integran los pozos con eficiencias altas de fractura provenientes de la primera fase y los que presentan potencial de refractura resultantes de la segunda fase. Los pozos se evalúan para determinar los mejores pozos a refracturar que resulten en los mayores índices económicos mediante los siguientes parámetros: el RR y el WOR a la fecha de la evaluación, el Qoi estimado por refractura y el factor de daño de formación (S) con las condiciones a la fecha de evaluación. De estos parámetros enunciados, los tres primeros se definieron en la fase 2, por consiguiente, se define el S como sigue:

- S: El factor de daño de formación es un valor adimensional que representa la reducción o incremento de la permeabilidad en la región alrededor del pozo. Si este valor es positivo, el daño de formación limita la producción del pozo, por lo contrario, si este valor es negativo, indica que la región esta estimulada y mejora la productividad del pozo. Para determinar el S hay muchas técnicas, en el presente trabajo se estimar este valor a la fecha de evaluación empleando el software (WEM) usado para estimar el Qoi por refractura.

Para escoger los parámetros anteriores como criterios de clasificación se revisó la información de la revisión bibliográfica y se tuvo en cuenta que la información se adquiera relativamente fácil. Según esto, se considera que las condiciones más deseables son que el pozo presente un menor WOR, un daño más alto, y reservas suficientes en el yacimiento. Además, teniendo en cuenta que se tiene más información que la que se tenía antes de ejecutar la fractura anterior, se estima el caudal incremental de petróleo (asumiendo que se obtiene una refractura más conductiva que la fractura inicial) usando un modelo del comportamiento del pozo ajustado con la fractura inicial.

La clasificación de los mejores pozos candidatos a refracturamiento según el potencial de refractura se efectúa ponderando los parámetros evaluados, se asigna un valor del 25% al porcentaje del RR con respecto al mayor valor, 25% al porcentaje de Qoi por refractura, 25% al porcentaje del WOR del pozo con respecto al menor valor, y 25% al porcentaje del valor de skin con respecto al mayor valor de la lista de pozos, todos estos parámetros determinados a partir de las condiciones del pozo a la fecha de evaluación (noviembre de 2016).

La matriz 3 de selección, correspondiente a la fase 3, se presenta en la tabla 34 junto con la información de los pozos de las campañas de fracturamiento en los años 2014 y 2015 llevadas a cabo en el campo San Francisco.

Tabla 34. Matriz 3 para los pozos fracturados evaluados.

<i>POZO</i>	<i>Fecha de análisis</i>	<i>S actual</i>	<i>25%</i>	<i>Qoi por refrac, bls/d</i>	<i>25%</i>	<i>RR, kbls</i>	<i>25%</i>	<i>WOR actual</i>	<i>25%</i>	<i>Puntaje total</i>
POZO 1	01/11/2016	2.9	18.3%	303.7	25.0%	4969	25.0%	15.95	3.7%	72.0%
POZO 4	01/11/2016	2.0	12.5%	134.6	11.1%	2733	13.8%	40.67	1.4%	38.8%
POZO 9	01/11/2016	1.0	6.3%	223.3	18.4%	1251	6.3%	8.52	6.8%	37.8%
POZO 11	01/11/2016	4.0	25.0%	112.2	9.2%	362	1.8%	75.92	0.8%	36.8%
POZO 2	01/11/2016	1.0	6.3%	81.3	6.7%	2819	14.2%	75.92	0.8%	27.9%
POZO 14	01/11/2016	2.5	15.6%	58.8	4.8%	534	2.7%	18.23	3.2%	26.4%
POZO 12	01/11/2016	2.0	12.5%	62.1	5.1%	609	3.1%	32.33	1.8%	22.5%
POZO 13	01/11/2016	1.0	6.0%	106.4	8.8%	767	3.9%	17.18	3.4%	22.0%
POZO 10	01/11/2016	-2.0	-12.5%	1.3	0.1%	421	2.1%	2.33	25.0%	14.7%
POZO 3	01/11/2016	-1.0	-6.3%	93.6	7.7%	2054	10.3%	26.78	2.2%	14.0%

El ranking de los pozos para refracturar estaría dado por la matriz 3, ordenada de mayor a menor potencial de refractura según el ponderado realizado. De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede observar que los últimos dos pozos del ranking presentan los puntajes más bajos y uno no tiene un incremento apreciable en el caudal incremental de petróleo estimado al refracturar, por lo cual quedarían fuera de consideración, siendo posibles candidatos los 8 primeros pozos de la lista.

3.4. CAUDAL INCREMENTAL ESTIMADO POR LA REFRACTURA

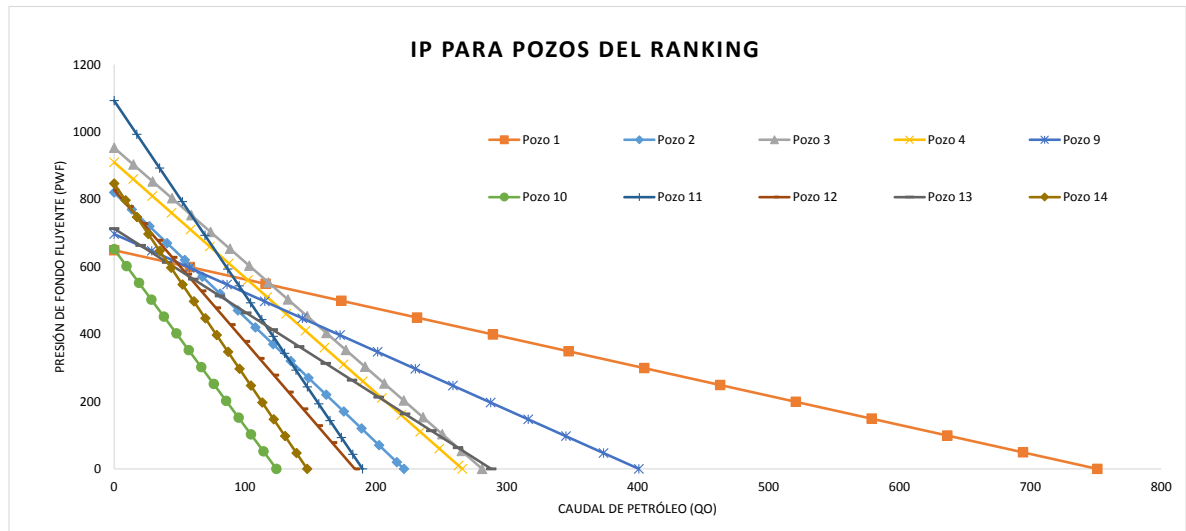
Uno de los criterios usados en la matriz 2 y 3 de la metodología propuesta es el caudal de petróleo incremental estimado para el pozo llevando a cabo el refracturamiento en las formaciones previamente fracturadas, el cual se modelo con WEM usando la opción de dar los parámetros de fractura (longitud media, ancho, y permeabilidad) en lugar del skin, alternativa en WEM para considerar la reducción del daño que para fracturas se encuentra en valores cercanos a -3.

Una característica del campo San Francisco es que sus formaciones productoras tienen bajo contraste de esfuerzos con sus formaciones adyacentes, lo que genera que la fractura tienda a crecer en altura, y por consiguiente, que no se alcancen longitudes muy largas.

Se usaron modelos de comportamiento de pozo que ajustaron la producción antes y después de la primera fractura, estos se modificaron para evaluar las condiciones del pozo a la nueva fecha de evaluación (noviembre de 2016) para lo cual se requirieron datos de fluidos, y del pozo. Debido a que los pozos varían en sus condiciones de productividad, y en ocasiones se ven limitados por los diseños de

pozo, se decide evaluarlos a una misma Pwf, que según los datos de la muestra seleccionada de los pozos fracturados, podría ser de 150 psia. Los resultados obtenidos de la evaluación de productividad de los pozos se presentan en la gráfica 2.

Gráfico 2. Gráficos de IPo para pozos del ranking.



3.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

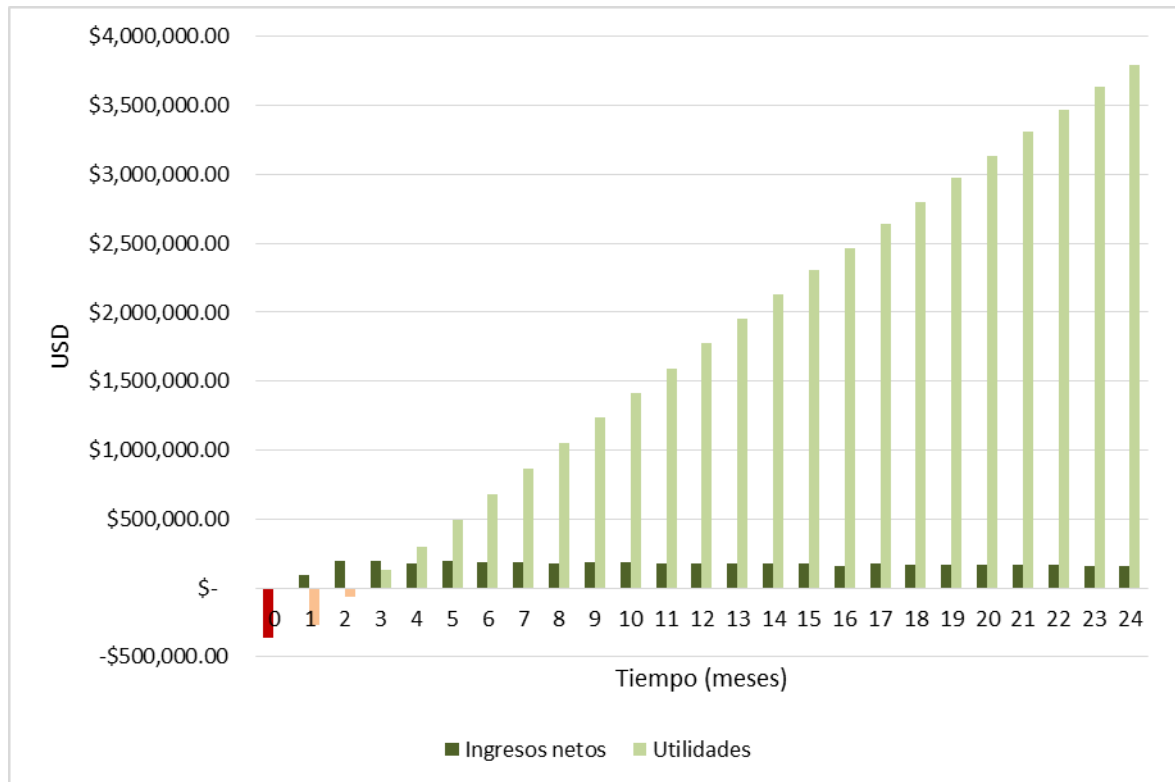
Al ser aplicada la metodología de selección desarrollada para la muestra de estudio de pozos fracturados, se obtiene el ranking con los mejores pozos a refracturar en la matriz 3. Uno de los criterios usados para la clasificación de los pozos es el caudal incremental de petróleo estimado al realizar una refractura más conductiva que la fractura inicial, dato utilizado para la respectiva evaluación económica de cada pozo, que confirma la rentabilidad económica de la operación.

Los indicadores económicos tenidos en cuenta para la evaluación económica son: el valor presente neto, la eficiencia de la inversión y el tiempo de recuperación de la inversión. Para la evaluación económica se estima un valor de costo de la ejecución del refracturamiento de USD 250,000. El flujo de caja que se presenta para cada uno de los pozos cuenta con un horizonte económico de 24 meses. Además, se toma como referencia el precio del barril de petróleo en 45 USD/bl; y el costo de levantamiento, regalías y descuento por calidad y transporte depende de cada campo.

- Pozo 1

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 360,150, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 3'506,973 con una eficiencia de la inversión de 9.74. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 3 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 3.

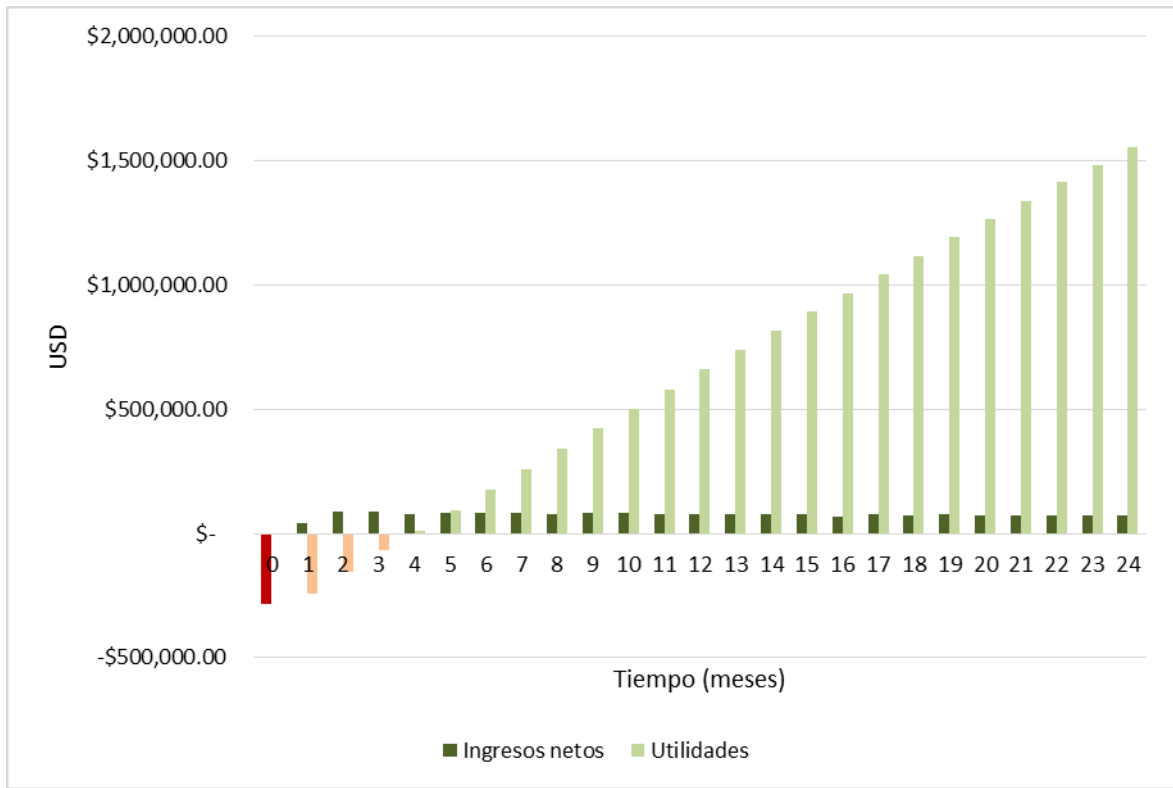
Gráfico 3. Flujo de caja para el pozo 1.



- Pozo 4

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 285,201, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 1'428,710 con una eficiencia de la inversión de 5.01. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 4 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 4.

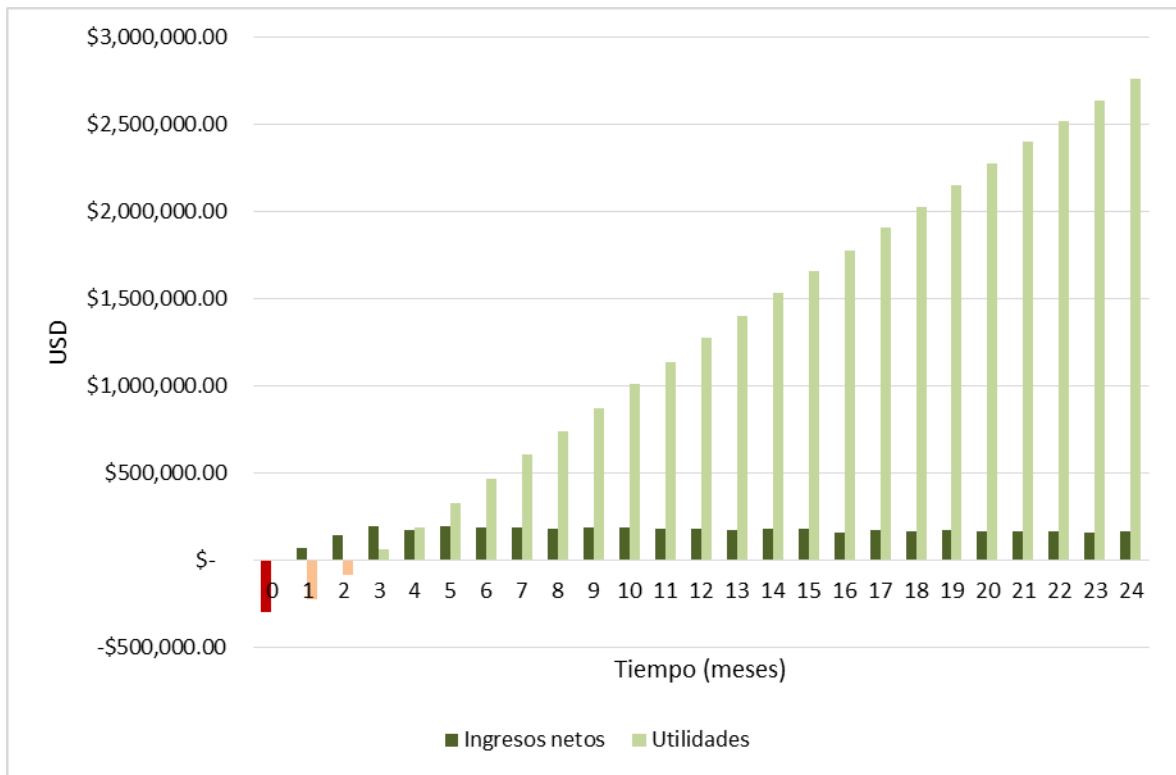
Gráfico 4. Flujo de caja para el pozo 4.



- Pozo 9

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 298,316, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 2'545,044 con una eficiencia de la inversión de 8.53. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 3 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 5.

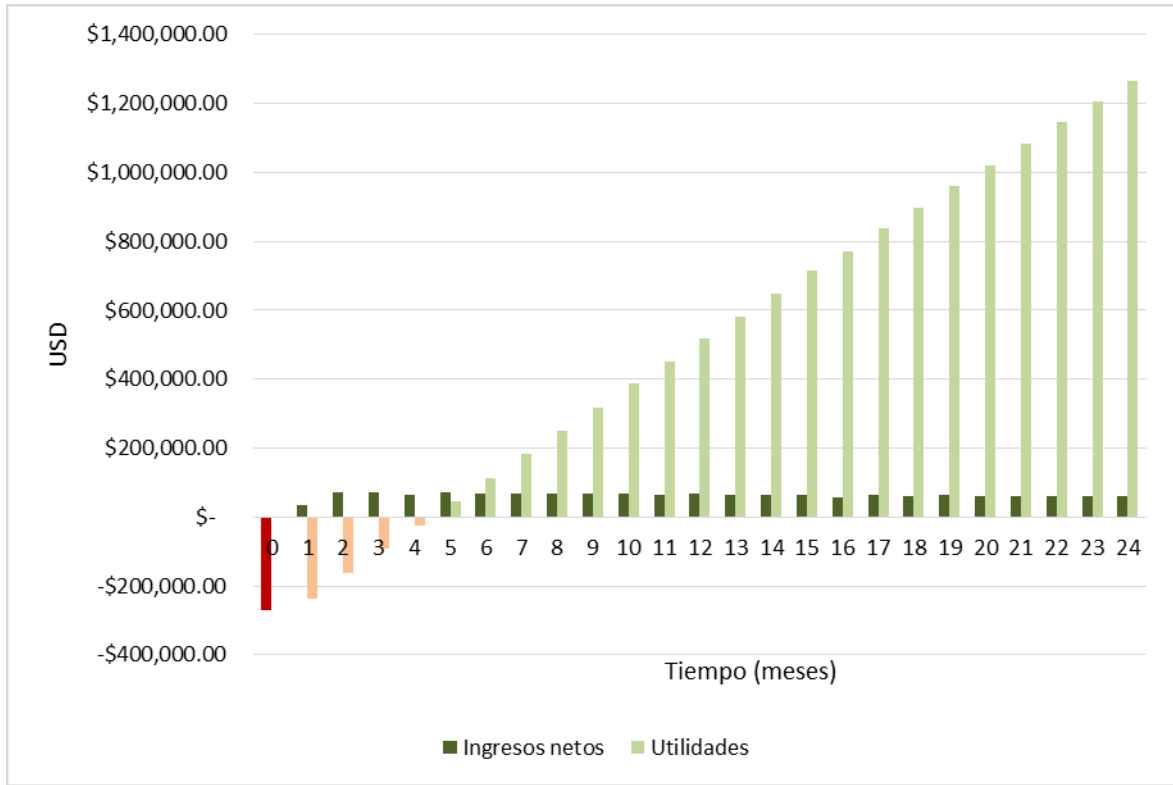
Gráfico 5. Flujo de caja para el pozo 9.



- Pozo 11

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 270,759, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 1'157,925 con una eficiencia de la inversión de 4.28. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 5 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 6.

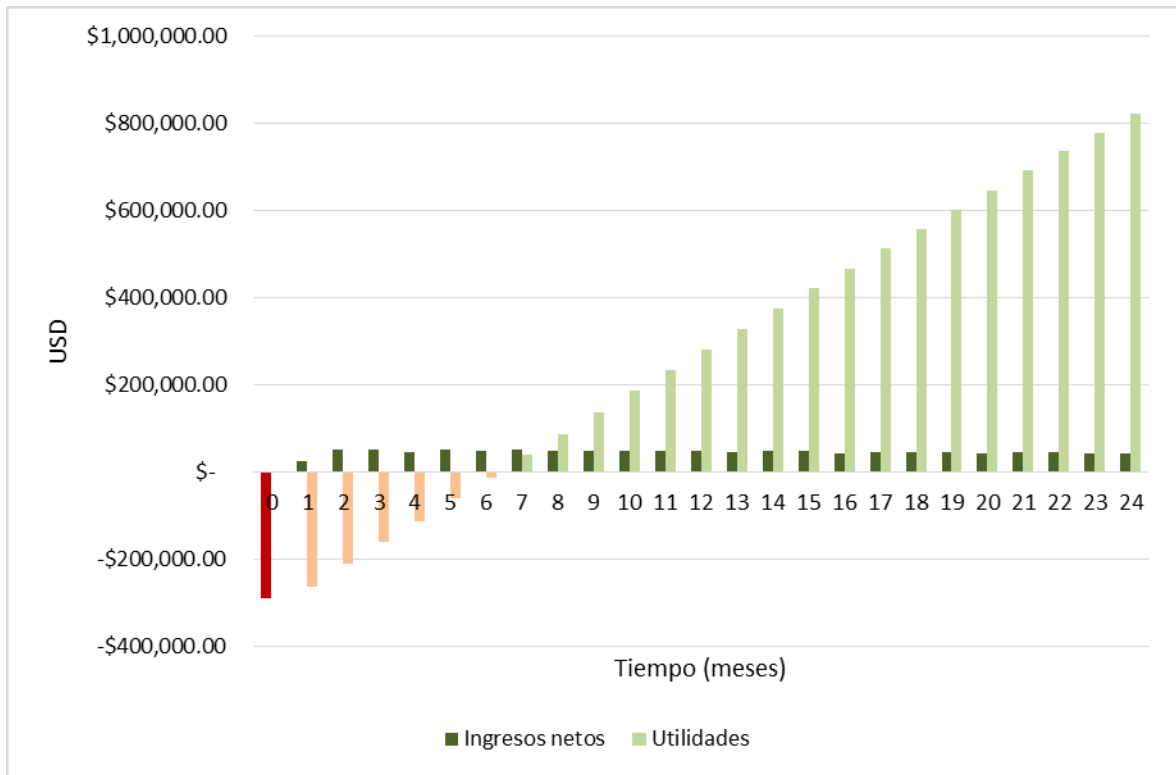
Gráfico 6. Flujo de caja para el pozo 11.



- Pozo 2

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 290,069, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 745,154 con una eficiencia de la inversión de 2.57. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 7 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 7.

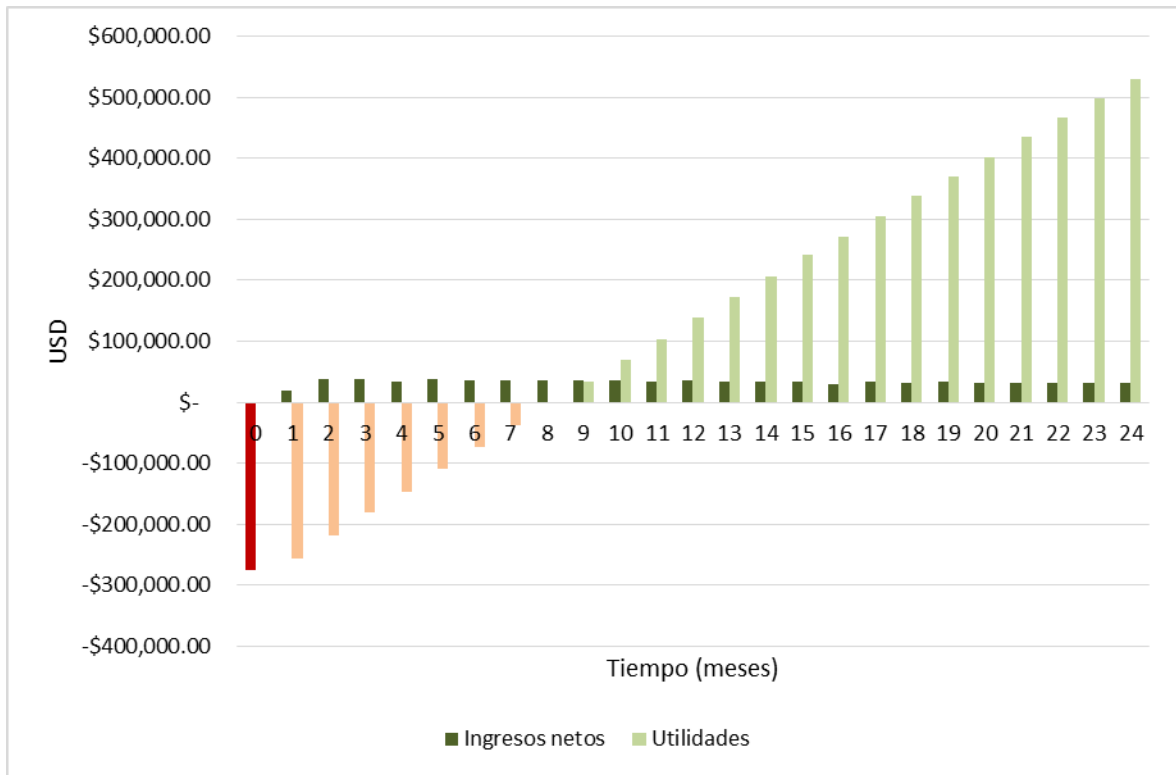
Gráfico 7. Flujo de caja para el pozo 2.



- Pozo 14

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 275,144, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 473,578 con una eficiencia de la inversión de 1.72. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 8 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 8.

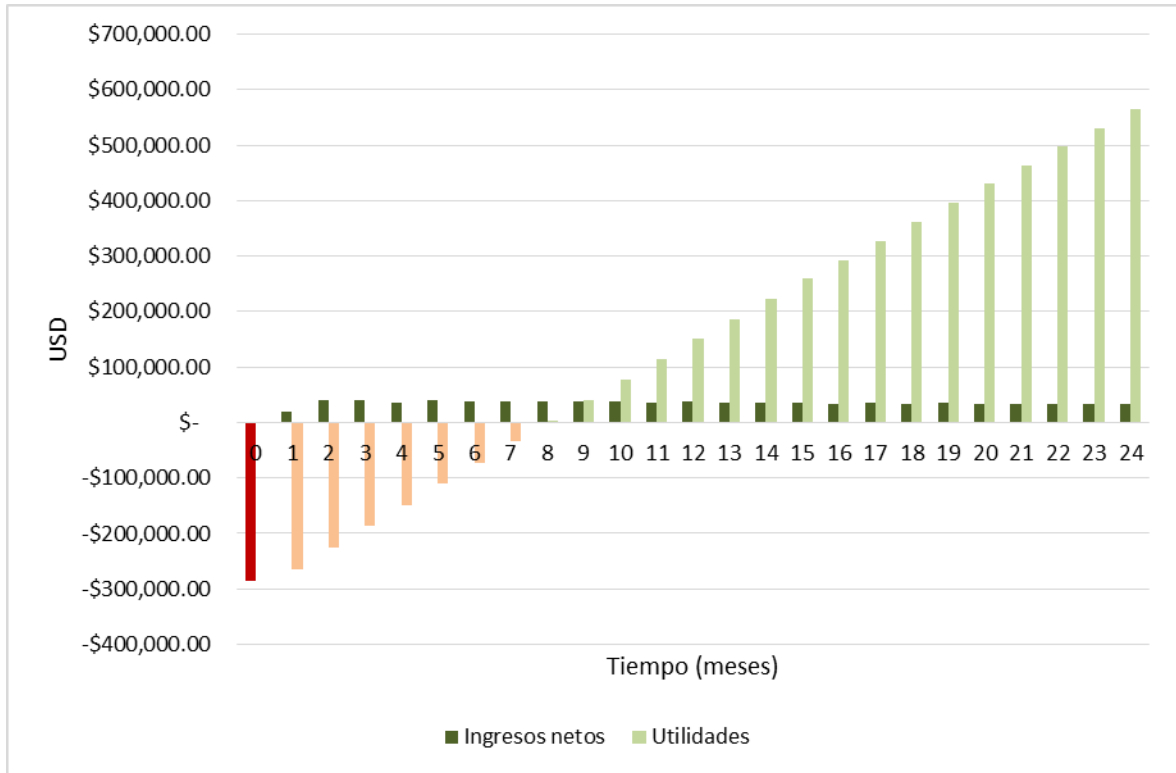
Gráfico 8. Flujo de caja para el pozo 14.



- Pozo 12

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 285,604, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 505,138 con una eficiencia de la inversión de 1.77. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 8 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 9.

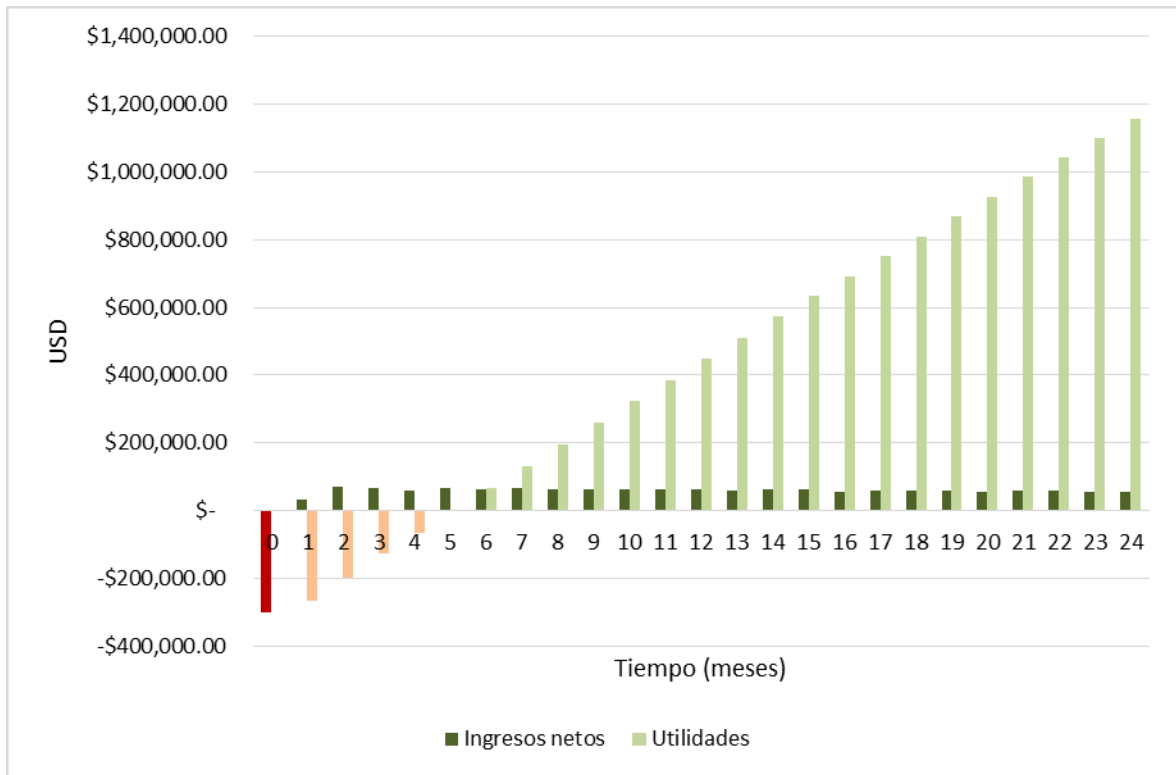
Gráfico 9. Flujo de caja para el pozo 12.



- Pozo 13

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 298,678, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 1'056,152 con una eficiencia de la inversión de 3.54. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 5 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 10.

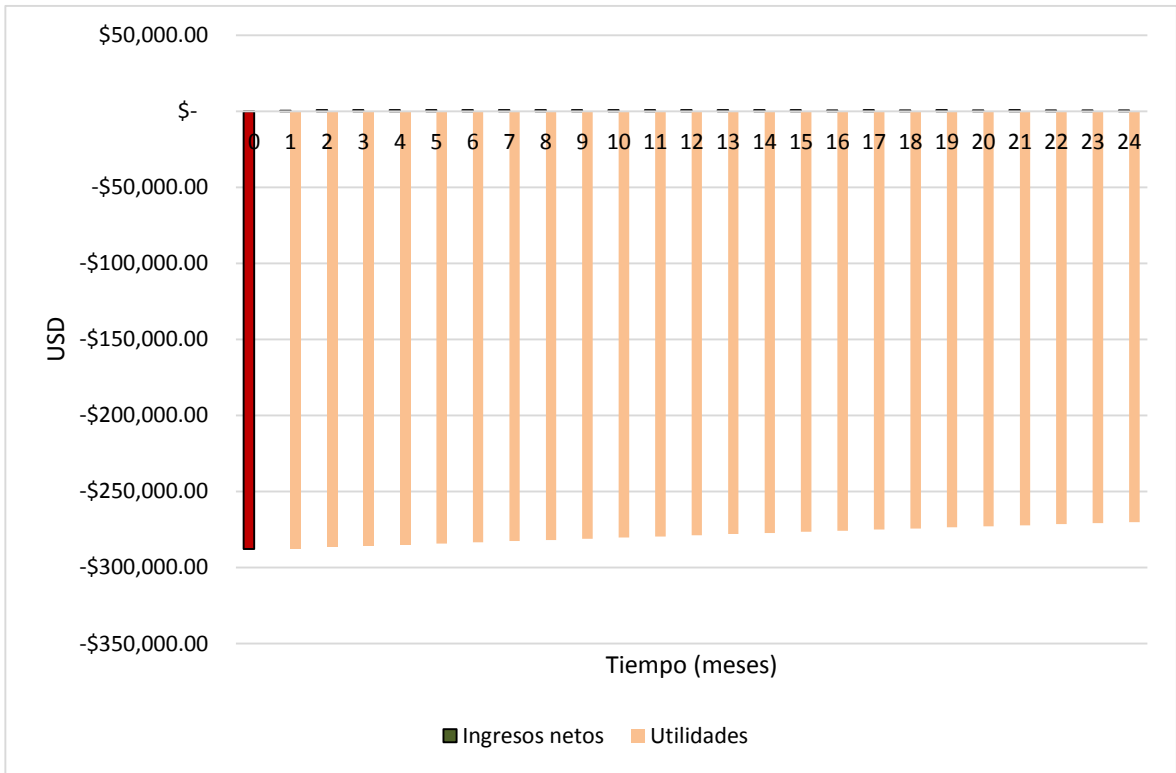
Gráfico 10. Flujo de caja para el pozo 13.



- Pozo 10

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 287,897, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD - 271,343 con una eficiencia de la inversión de 0.94. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 25 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento no es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 11.

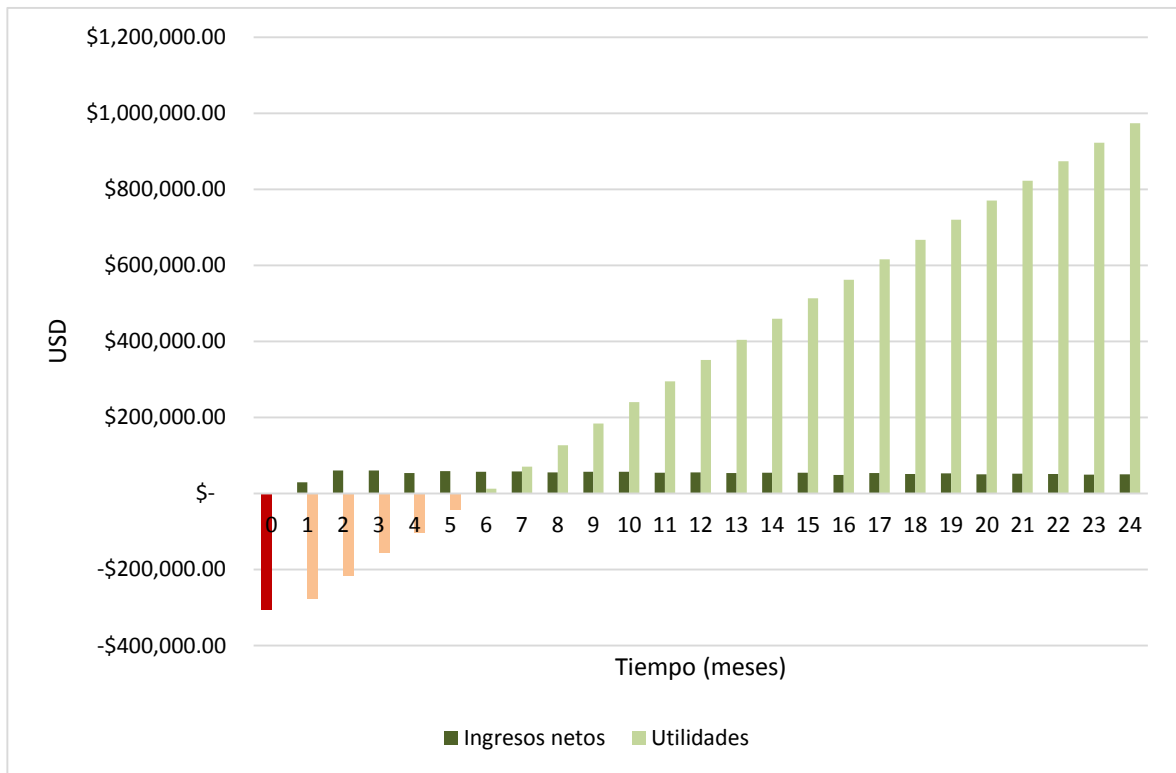
Gráfico 11. Flujo de caja para el pozo 10.



- Pozo 3

El costo de inversión considerando la producción diferida para la refractura es de USD 307,650, con este se obtiene un VPN a 2 años de USD 884,193 con una eficiencia de la inversión de 2.87. El tiempo de recuperación de la inversión se estima en 6 meses y de acuerdo a los resultados obtenidos, el tratamiento es económicamente viable. El flujo de caja para este pozo se presenta en el gráfico 12.

Gráfico 12. Flujo de caja para el pozo 3.



CONCLUSIONES

- Se desarrolló una metodología práctica para seleccionar los mejores pozos candidatos a refracturamiento hidráulico en la GDH, minimizar riesgos y resultar en mejores indicadores económicos.
- Los mejores pozos en productividad de un campo petrolero tienen la mayor probabilidad de ser los candidatos con desempeños superiores al ser refracturados.
- La integridad mecánica del pozo, aunque no hace parte de los parámetros de clasificación en las matrices de selección de la metodología propuesta, es un requisito necesario para que los pozos candidatos puedan ser considerados a operaciones de refracturamiento hidráulico.
- La evaluación económica de los pozos del ranking para refracturar usando la producción de petróleo estimada con el modelo de análisis nodal de cada pozo, indica que solo un pozo no resulta rentable económicamente para la empresa, esto considerando que se realiza una optimización en el diseño de pozo para los pozos en consideración.
- Para la determinación del valor de las reservas remanentes de petróleo es preferible que haya confiabilidad en los estudios de las reservas en los yacimientos. En el presente proyecto se usa el software OFM (Oil Field Manager) para analizar la declinación en producción de los pozos y estimar las RR de los pozos requeridos.
- Aplicando refracturamiento a los primeros 8 pozos del ranking obtenido con la metodología, se estima que se obtiene una producción incremental de petróleo acumulada de 669,325 bls en dos años, correspondiente a un 0.13 % del factor de recobro del campo con un VPN de USD 11'418,674.

RECOMENDACIONES

- Después de las refracturas, analizar el resultado y la efectividad permitirá, junto con otros parámetros del pozo, encontrar el mecanismo de incremento en la producción de los tratamientos de fracturamiento.
- Se debe aprender rápidamente de los resultados obtenidos al iniciar la campaña de refracturamiento, siguiendo la tabla de clasificación de los candidatos y usando las lecciones aprendidas. Adicionalmente, se requiere que se identifiquen los resultados de producción que no se relacionan con los procesos de selección, como por ejemplo, aquellos relacionados con problemas operacionales imprevistos.
- Revisar los tratamientos iniciales de fracturamiento hidráulico, previamente a las operaciones de refractura, permite observar las características importantes del yacimiento que puedan mejorar el diseño de la fractura.
- Según los resultados de refracturamiento, es recomendable evaluar los pozos para analizar el beneficio que trae consigo optimizar la producción del pozo, y de esta forma, lograr maximizar la producción incremental con el nuevo diseño de pozo.
- Para los refracturamientos hidráulicos se pueden usar los avances tecnológicos que van apareciendo continuamente en todos los aspectos del fracturamiento, tanto en los fluidos, propantes, y equipos, como en los simuladores de fractura. Adicionalmente, las mejores técnicas de diagnóstico permiten proporcionar información valiosa para obtener mejores resultados.

REFERENCIAS

1. DOZIER, G., ELBEL, J., FIELDER, E., HOOVER, R., LEMP, S., REEVES, S., SIEBRITS, E., WISLER, D., y WOLHART, S. Refracturing Works. En: Oilfield Review. Invierno, 2003/2004. vol. 15, no. 3, p. 53.
2. MOORE, L.; RAMAKRISHNAN, H. Restimulation: Candidate Selection Methodologies and Treatment Optimization. Artículo SPE 102681, 2006. p. 1.
3. DOZIER, et al. Op. Cit., p.38.
4. [Citado en 3 abril de 2017]. Disponible en Internet: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/well_stimulation.aspx
5. [Citado en 3 abril de 2017]. Disponible en Internet: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/formation_damage.aspx
6. [Citado en 3 abril de 2017]. Disponible en Internet: <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/11/experiencias-de-fracturamiento.html>
7. DOZIER, et al. Op. Cit., p.38.
8. SALLEE, W., y RUGG, F. Artificial Formation Fracturing in Southern Oklahoma and North-Central Texas. En: American Association of Petroleum Geologists. Noviembre, 1953. vol. 37, no. 11, p. 2539-2550.
9. COULTER, G.R., y MENZIE, D.E. The Design of the Refrac Treatments for Restimulation of Subsurface Formations. Artículo SPE 4400, 1973. p. 1.
10. VINCENT, M.C. Restimulation of Unconventional Reservoirs: When are Refracs Beneficial?. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. 2011, p.36
11. WORLD OIL. International Outlook: World trends. Agosto, 2003, vol. 224, no. 8, p. 23-25.
12. DOZIER, et al. Op. Cit., p. 38.
13. FORAN, W.J. An Investigation Into Refracturing Operations in The Barnett Shale Play. Trabajo de grado Maestría en Ciencias en Ingeniería de Petróleos. Texas: Texas A&M University, 2016. p. 6-7.

14. VINCENT, M.C. Refracs- Why Do They Work, And Why Do They Fail In 100 Published Field Studies?. Artículo SPE 134330, 2010. p. 3.
15. ECONOMIDES, M.J., y MARTIN, T. (eds.). Modern Fracturing, Enhancing Natural Gas Production. Houston: Energy Tribune Publishing Inc. 2007. p. 479-480.
16. DOZIER, et al. Op. Cit., p. 47.
17. VINCENT. Restimulation of Unconventional Reservoirs: When are Refracs Beneficial?. Op. Cit., p. 36.
18. CONWAY, M.W., McMECHAN, D.E., McGOWEN J.M., BROWN, D., CHISHOLM, P.T., y VENDITTO, J.J. Expanding Recoverable Reserves Through Refracturing. Artículo SPE 14376, 1985. p. 1-4.
19. ECONOMIDES y MARTIN. Op. Cit., p. 481.
20. VINCENT. Refracs- Why Do They Work, And Why Do They Fail In 100 Published Field Studies?. Op. Cit., p. 22.
21. ROUSSEL, N.P. Stress Reorientation in Low Permeability Reservoirs. Trabajo de grado Doctor en Filosofía (Ph.D.). Texas: The University of Texas at Austin, 2011. p. 12.
22. ZHAI, Z., y SHARMA, M.M. Estimating Fracture Reorientation due to Long Term Fluid Injection/Production. Artículo SPE 106387, 2007. p. 1-2.
23. SINGH, V., ROUSSEL, N.P., y SHARMA, M.M. Stress Reorientation around Horizontal Wells. Artículo SPE 116092, 2008. p. 1.
24. WARPINSKI, N.R., y BRANAGAN, P.T. Altered Stress Fracturing. En: Journal of Petroleum Technology. 1989. p. 990-997.
25. ELBEL, J.L., y MACK, M.G. Refracturing: Observations and Theories. Artículo SPE 25464, 1993. p. 1-6.
26. WRIGHT, C.A., y CONANT, R.A. Hydraulic Fracture Reorientation in Primary and Secondary Recovery for Low-Permeability Reservoirs. Artículo SPE 30484, 1995. p. 1.

27. WENG, X., SIEBRITS, E. Effects of Production-Induced Stress Field on Refracture Propagation and Pressure Response. Artículo SPE 106043, 2007. p. 1-2.
28. ELBEL Y MACK. Op. Cit., p. 2.
29. Ibid., p. 3-4.
30. MARULANDA, M.A. Herramienta Software para la Estimación de la Orientación de Fracturas en Tratamientos de Refracturamiento. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. p. 72-75.
31. VINCENT. Refracs- Why Do They Work, And Why Do They Fail In 100 Published Field Studies?. Op. Cit., p. 1.
32. ECONOMIDES Y MARTIN. Op. Cit., p. 483.
33. Ibid., p. 483-484.
34. SAUER, P.W., BURNS, R.A., SKEES, J.L., AUD., W.W., GENTRY, B., y WING, C. Refracturing Evaluation, Design, and Implementation of a Chester Oil Well in SW Kansas. Artículo SPE 80916, 2003. p. 1-4.
35. ECONOMIDES Y MARTIN. Op. Cit., p. 483-484.
36. COULTER, G.R., y MENZIE, D.E. Op. Cit., p. 1.
37. ECONOMIDES, M.J., NOLTE K.G. Reservoir Stimulation. 3 ed. S.I.: Wiley. 2000. p. P-4.
38. DOZIER, et al. Op. Cit., p.40-43.
39. BRAYANT, S. A. Simulating Refracturing Treatments that Employ Diverting Agents on Horizontal Wells. Trabajo de grado Maestría en Ciencias en Ingeniería. Texas: The University of Texas at Austin, 2013. p. 31.
40. MOHAGHEGH, S., REEVES, S., y HILL, D. Development of an Intelligent Systems Approach or Restimulation Candidate Selection. Artículo SPE 59767, 2000. p. 1-3.

41. BRAYANT, S. A. Op. Cit., p. 33.
42. SINHA, S., y RAMAKRISHNAN, H. A Novel Screening Method for Selection of Horizontal Refracturing Candidates in Shale Gas Reservoirs. Artículo SPE 144032, 2011. p. 1-8.
43. ROUSSEL, N. y SHARMA, M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. Artículo SPE 146103, 2011. p. 2-6.
44. BRAYANT, S. A. Op. Cit., p. 31-35.