

**METODOS EXISTENTES PARA SELECCIONAR POZOS CANDIDATOS A
REFRACTURAMIENTO EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS**

JEHAN ENRIQUE ARDILA PARADA

YORKIN JAIMES MORENO

**ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA**

2014

**METODOS EXISTENTES PARA SELECCIONAR POZOS CANDIDATOS A
REFRACTURAMIENTO EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS**

JEHAN ENRIQUE ARDILA PARADA

YORKIN JAIMES MORENO

Trabajo de Grado para optar por el título de:

Ingeniero de Petróleos

Director:

DRA. ZULY CALDERÓN CARRILLO

Codirector:

MSC. REINEL CORZO RUEDA.

ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

BUCARAMANGA

2014

DEDICATORIA

Lo que una vez fue el sueño de mi vida, hoy se convierte en una realidad. Dedico este trabajo y la alegría de alcanzar esta meta: A dios por estar siempre a mi lado, llevándome por el buen camino, cuidándome de todos los peligros y permitirme culminar mi carrera.

A mis padres, Martha Parada y Jaime Ardila, por cuidarme siempre, creer en mí, comprenderme y apoyarme incondicionalmente en todo momento, por sus enseñanzas y buenos consejos, ya que sin ellos no sería lo que soy. Los amo.

A mi hija, Nicolle Ardila, el motor de mi vida, quien es mi motivación más grande para mejorar cada día.

A mi linda novia, Melissa García, por acompañarme durante toda mi carrera, por brindarme su amor, enseñarme el verdadero valor de las cosas y demostrarme que hay que luchar por lo que queremos sin importar los obstáculos que la vida nos ponga.

A mi hermana, Dayana Ardila, con la cual he compartido bonitos momentos a lo largo de mi vida y que a pesar de las peleas, siempre estuvo ahí cuando la necesité.

A mis amigos, especialmente mi gran amigo y compañero de tesis Yorkin Jaimes por tantas experiencias y enseñanzas, por luchar y compartir este proceso de formación día a día, y a mis familiares que por no nombrarlos no significa que no estén presentes en mi memoria.

JEHAN ENRIQUE ARDILA PARADA

DEDICATORIA

Debo dedicar este logro al Dios padre creador del universo quien es el artífice de mi vida y a quien le debo todo lo que he sido, lo que soy y lo que aspiro ser.

A mis padres Oscar Jaimes y Susana Moreno, quien desde el primer momento en que emprendí este camino de ser profesional, me han brindado su amor y apoyo incondicional en cada una de las etapas vividas, en las victorias pero también en las derrotas, en las alegrías pero también en las tristezas, en los miedos y en las seguridades, nunca faltaron esas palabras de aliento cargadas de esa sabiduría innata que hicieron que cada momento fuera más llevadero.

A una personita a quien sin ella no hubiese sido posible emprender este camino porque desde mis primeros pasos en él, su apoyo fue incondicional y desinteresado. Gracias hermanita Julieta Jaimes Moreno, por tanto amor y cariño.

A una gran mujer que no puede pasar desapercibida por ser un gran motor en mi vida y el amor de mi corazón, a mi novia amada Carmen Yessenia Castillo, por su apoyo, comprensión y tanto amor para mi vida.

A cada persona de mi familia, hermanos(a), tíos(a), primos(a); por sus buenos deseos e intersección para con Dios. A mis amigos con quienes compartí durante este camino y quienes con una palabra o gesto mostraron su apoyo e hicieron que los retos y dificultades fueran más llevaderos, en especial a mi amigo de mil batallas y coequipero en este proyecto, Jehan Ardila Parada, a su novia Melissa García y a cada uno de los que sacaron tiempo para demostrar su apoyo y brindar una palabra de ánimo.

YORKIN JAIMES MORENO

AGRADECIMIENTOS

No nos alcanzaran las palabras para agradecer a cada persona que con su apoyo y cariño lograron que la carga fuera menos pesada, por eso y por tantas cosas más, solo podemos decir desde lo más profundo de nuestras almas y con los sentimientos más sinceros gracias infinitas a:

A la universidad industrial de Santander y la escuela de ingeniería de petróleos por la oportunidad de forjarnos profesionalmente en esta gran institución.

A la Dra. Zuly Calderón Carrillo y el Msc. Reinel Corzo por permitirnos realizar este trabajo, y compartir con nosotros sus conocimientos en investigación.

A los ingenieros Oscar Vanegas Angarita, Nicolás Santos Santos por las observaciones y recomendaciones para la culminación exitosa de este trabajo.

A todos los profesores que estuvieron involucrados en nuestro proceso de formación.

A todos nuestros compañeros de la universidad por brindarnos su amistad y apoyo incondicional en el camino mutuo a ser ingenieros de petróleos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1 REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO	22
1.1 CONCEPTO DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	23
1.2 GENERALIDADES.....	23
1.2.1 ¿Por qué se hace un refracturamiento hidráulico?	26
1.3 MECANISMOS QUE MEJORAN LA PRODUCCION EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	27
1.4 CONDICIONES BAJO LAS CUALES UN REFRACTURAMIENTO TRAE BUENOS RESULTADOS.....	28
1.5 REORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	29
1.5.1 Reapertura de la fractura inicial	29
1.5.2 Reorientación de la fractura	31
1.6 EFECTOS DE LOS ESFUERZOS INDUCIDOS POR LA PRODUCCION DE UN CAMPO SOBRE LA PROPAGACION DE LAS NUEVAS FRACTURAS Y LA RESPUESTA DE LA PRESION.	34
1.6.1 Tratamiento de una nueva fractura	36
2 PROBLEMAS PRESENTES EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO..	40
2.1 HORIZONTES SIN ESTIMULAR.....	42
2.2 FRACTURA CON ESCASA CONDUCTIVIDAD	42
2.3 FRACTURA DE INSUFICIENTE LONGITUD	42

2.4	INEFICIENCIA DE LA FRACTURA.	43
2.5	SCREENOUTS EN LA FRACTURA.	44
2.6	CALIDAD DEL PROPANTE	45
2.7	PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA.....	46
2.8	TORTUOSIDAD Y OTROS EFECTOS EN LA VECINDAD DEL POZO	48
2.8.1	Convección.	49
2.8.2	Tortuosidad.	49
2.8.3	Geometría de fractura alrededor del pozo.	55
2.8.4	Desalineamiento de fases.....	56
2.9	UBICACIÓN INEFICIENTE DEL POZO.....	58
2.10	DEPLETAMIENTO DE LA PRESIÓN	59
2.11	CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS Y SU POTENCIAL DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	59
2.11.1	Completamiento inicial problemático e ineficiente	59
2.11.2	Daño gradual durante la producción	61
2.11.3	Evolución de la tecnología	61
3	HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	63
3.1	¿QUE ES UNA FORMACION DE SHALE?	63
3.1.1	Ambientes de depósito.....	64
3.1.2	Composición de una formación de shale	65
3.1.3	Características de las formaciones shale.....	65
3.1.4	¿Qué es shale gas?	67
3.1.5	Avances tecnológicos en la extracción de shale	68

3.2	PERFORACION HORIZONTAL	69
3.3	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	69
3.3.1	¿Por qué fracturar en shale?	70
3.4	COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE	71
3.5	INFLUENCIA DE LA ROCA SHALE A LA HORA DE FRACTURAR Y REFRACTURAR.....	77
3.6	MECANISMOS DE TRANSPORTE EN SHALE	79
4	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	85
4.1	CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	85
4.2	METODOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	87
4.2.1	Comparación del rendimiento de la producción	88
4.2.2	Tecnología de reconocimiento de patrones	88
4.2.3	Curvas tipo de producción	89
4.2.4	Un novedoso método para la selección de candidatos a refracturamiento en pozos horizontales en yacimientos de shale gas.	91
4.2.4.1	Información requerida	92
4.2.4.2	Indicadores de producción, indicadores de completamiento e indicadores de la calidad del yacimiento.....	92
4.2.4.2.1	Indicadores de producción	93
4.2.4.2.2	Indicadores de completamiento	96
4.2.4.2.3	Indicadores de calidad del yacimiento	102
4.2.4.3	Uso del índice de completamiento en la selección de candidatos potenciales a reestimulación.....	108
4.2.5	Método de selección de candidatos basado en redes neuronales.....	110

4.2.5.1	Proceso de selección	114
4.2.6	Selección de pozos candidatos para refracturamiento utilizando los datos de producción.....	119
4.2.6.1	Criterios adimensionales	120
4.2.6.1.1	Números de reorientación de los esfuerzos, Isidoro y Limache	120
4.2.6.1.2	Numero de completamiento de pozo, Foco	126
4.2.6.1.3	Número de depleción del yacimiento, Red.....	128
4.2.6.1.4	Número de declinación de la producción, Di.	129
4.2.6.2	Método de decisión para la selección de pozos candidatos para refracturamiento.....	132
4.3	VENTAJAS, DESVENTAJAS Y DESCRIPCIO DE LOS METODOS	136
5	METODO DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS PROPUESTO	141
5.1	PROCESO DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS.	141
5.2	BENEFICIOS DEL METODO PROPUESTO	149
	CONCLUSIONES	151
	RECOMENDACIONES.....	155
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.	156

FIGURAS

	Pág.
Figura 1. El refracturamiento mejora la producción, y con frecuencia alcanza tasas de gas que superan la producción máxima de 25 o 30 años antes.	24
Figura 2. Flujo pesado – radial y flujo bilineal en un pozo.....	26
Figura 3. Reorientación de fractura en un Refracturamiento Hidráulico (Vista de Planta).....	32
Figura 4. Esquema de la posible geometría de la nueva fractura en una formación fracturada naturalmente.	39
Figura 5. Fracturamiento hidráulico.....	41
Figura 6. Briding.....	45
Figura 7. Disminución de la conductividad en una fractura.	48
Figura 8. La fractura gira y cambia para alinearse con la dirección preferente de propagación.	50
Figura 9. Diagramática ilustración de los Patrones de Flujo restringido entre las Perforaciones y la Fractura(s) Principal que causan tortuosidad.	51
Figura 10. Ilustración de los efectos de contraste entre esfuerzos horizontales sobre la tortuosidad.	54
Figura 11. Variación de la geometría de la fractura por cambios en la formación.....	55
Figura 12. El desalineamiento entre disparos y el plano de la fractura provoca puntos muy ajustados.	57
Figura 13: esquema de la ubicación ineficiente de los pozos que conduce a productividades sub-optimas	58
Figura 14. Profundidades relativas de las diferentes fuentes de gas	67

Figura 15. Permeabilidad relativa-gas y presion capilar vs saturacion de agua en yacimientos convencionales y no convencionales	74
Figura 16. Imagen de una muestra de Shale del Barnett, con micro-fracturas.	75
Figura 17. Desorción del gas	80
Figura 18. Difusión del gas.	81
Figura 19. Flujo darcy en las fracturas	82
Figura 20. Mecanismos de almacenamiento en yacimientos de shale gas.....	83
Figura 21. Mecanismos de flujo de los yacimientos de shale gas.....	84
Figura 22. Correlación entre el indicador de producción a corto plazo y uno a largo plazo.....	94
Figura 23. Plot especializado de la raíz cuadrada del tiempo	95
Figura 24. Producción acumulativa de 12 meses vs el fluido total	97
Figura 25. Mejores 6 meses vs fluido total.....	97
Figura 26. Efecto de la longitud del completamiento sobre el indicador de producción.	98
Figura 27. Efecto del número de etapas.	99
Figura 28. Efecto del volumen de propante.	100
Figura 29. 3D earth model, creado por la integracion sismica, de registros e informacion geologica.	103
Figura 30. Registros de la porosidad al gas extraídos desde el modelo 3D a través de un lateral horizontal.....	104
Figura 31. Total de fluidos bombeados vs indicador de producción.....	105
Figura 32. Calidad del índice de completamiento vs indicador de producción	106
Figura 33. Índice de calidad del yacimiento vs indicador de producción.....	107

Figura 34. Método basado en el cuadrante para la selección de candidatos a reestimulación.....	108
Figura 35. Selección de candidatos a refracturamiento basado en el índice de calidad del yacimiento.....	110
Figura 36. Self Organizing Map con 8 parámetros de entrada y dos de salida. .	115
Figura 37. Arquitectura de las redes neuronales.....	117
Figura 38. Inversión de esfuerzos desde los efectos mecánicos y poroelásticos.....	121
Figura 39. Geometría de la región de inversión de esfuerzos y la dirección de propagación de la nueva fractura.....	122
Figura 40. Geometría de los pozos vecinos: (a) distribución aleatoria y (b) cuatro pozos en las esquinas del área depletada.	128
Figura 41. Definición del número de declinación de la producción adimensional	130
Figura 42. Cálculo de la declinación de la producción inicial D_i usando los datos de producción de los primeros 12 meses.	131
Figura 43. Algoritmo de decisión para la selección de pozos candidatos para refracturamiento.....	133
Figura 44. Perfil de producción típico de un pozo seleccionado para refracturamiento: $Foco < 0.1$ y $D_i < 0.1$	134
Figura 45. Perfil de producción típico de un pozo seleccionado para refracturamiento: $Foco > 0.1$, $Foco/\sqrt{D_i} > 0.1$ y $Red < 0.2$	135
Figura 46. Gráfico de EUR vs D_i (1/meses) la cual muestra una tendencia normal de los datos para pequeños valores de Fco.	142
Figura 47. Diagrama de flujo para determinar los pozos con completamiento fallido y exitoso que pueden ser buenos candidatos a refracturar.	144
Figura 48. Índice de producción vs índice de completamiento.....	145

Figura 49. Índice de calidad vs Índice de completamiento.....	145
Figura 50. Diagrama de selección de los mejores candidatos a refracturar en pozos con completamientos fallidos	147
Figura 51. Producción acumulada (MCF) vs producción promedio durante el mejor año (MCF/mes).....	148

TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de Shale (Según Mondshine).	66
Tabla 2. Ventajas, desventajas y descripción de los métodos.....	136

RESUMEN

TITULO: METODOS EXISTENTES PARA SELECCIONAR POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS¹.

AUTORES: JEHAN ENRIQUE ARDILA PARADA
YORKIN JAIMES MORENO².

PALABRAS CLAVES: Selección de Pozos, Refracturamiento, Shale Gas, Candidatos, Métodos.

DESCRIPCIÓN

Los beneficios potenciales del refracturamiento han despertado gran interés en los operadores, especialmente ahora que se está dando gran importancia a los yacimientos de shale gas, uno de los mayores retos a la hora de refracturar es la selección de estos pozos ya que es la causa principal del poco éxito en este tipo de procedimientos.

En este trabajo nos enfocaremos en el shale gas, sus características más importantes y como estas afectan a la hora de realizar tratamientos de fracturamientos y refracturamientos respectivamente. Además se realizara una descripción de los problemas de un fracturamiento hidráulico para poder determinar cuáles de estos problemas presentan un alto potencial para refracturar.

Finalmente daremos a conocer los métodos de selección de pozos candidatos, dando prioridad a aquellos métodos que se pueden aplicar a yacimientos de shale gas, como lo son: un novedoso método para la selección de candidatos en pozos horizontales, método de selección de candidatos basado en redes neuronales, selección de pozos candidatos utilizando los datos de producción y se darán a conocer los métodos no recomendados para este tipo de yacimientos. Además propondremos un método con el cual se pueda aprovechar las mejores características de los ya conocidos, y adicionalmente mejorar aquellas desventajas que pueden llegar a tener los métodos existentes.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Dra. Zuly Calderón Carrillo. Codirector: MSC. Reinel Corzo Rueda.

ABSTRACT

TITLE: EXISTING METHODS FOR SELECTING CANDIDATES REFRACTURING IN SHALE GAS RESERVOIRS ³.

AUTHORS: JEHAN ENRIQUE ARDILA PARADA
YORKIN JAIMES MORENO⁴.

KEY WORDS: selecting of wells, Refracturing, Shale Gas, Candidates, Methods.

DESCRIPTION:

The potential benefits of refracturing have aroused great interest in the operators, especially now that it is giving great importance to the deposits of shale gas, one of the biggest challenges when refracture is the selection of these Wells, because is the main cause of the failures in this type of procedures .

In this paper we focus on shale gas, its most important features and how are affecting fracturing treatments and refracturing respectively. Besides a description of the problems of fracturing to determine which of these problems have a high potential for restimulation.

Finally we will present some of the methods of selecting candidates wells, giving priority to those methods that can be applied to shale gas reservoirs, such as: a novel method for the selection of candidates in horizontal wells, candidate selection method based on neural networks, selection of candidate wells using production data and selection methods that are not recommended for this type of reservoir. Furthermore we will propose a method that can exploit the best features of the known methods, and remove the disadvantages that have these.

³ Degree project

⁴⁴ Physical and Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering. Director: Dra. Zuly Calderón Carrillo. Codirector: MSC. Reinel Corzo Rueda.

INTRODUCCIÓN

Los consecuentes avances tecnológicos han permitido durante las últimas décadas desarrollar reservas en áreas tan complejas como es el caso de los hidrocarburos no convencionales, entre estos, el shale gas, extraer el gas de este tipo de roca es un gran reto, por lo cual se han combinado dos tecnologías clave para el desarrollo de estos yacimientos: perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, permitiendo una mayor explotación económica de este recurso.

El fracturamiento hidráulico ha permitido aumentar la producción de muchos pozos, pero algunos análisis de resultados de la implementación de la técnica, han permitido concluir que se cometen errores y se presentan problemas, los cuales dan resultados de producción no esperados. Para solucionar algunos de estos problemas y restituir la producción de los pozos se ha implementado la técnica de refracturamiento hidráulico, la cual se implementa operativamente igual que un fracturamiento, y permite restituir la conductividad del pozo a la formación.

La reestimulación por medio del refracturamiento de pozos existentes representa un enorme recurso sin explotar, pero su principal problema radica en la selección de pozos candidatos, ya que en un principio se consideraron los pozos de bajo rendimiento como los más atractivos, llevando a fracasos y creando estigmas alrededor de este tipo de procedimientos. Con este proyecto se pretende dar a conocer los criterios a tener en cuenta a la hora de seleccionar este tipo de pozos, los problemas de alto potencial a refracturamiento, los métodos de selección de pozos candidatos más importantes que existen hoy día, dando prioridad a aquellos métodos que se pueden aplicar a yacimientos de shale gas. Además propondremos un método, con el cual busquemos aprovechar las mejores características de los ya conocidos, eliminando las desventajas que estos puedan presentar, llevando a los operadores a tener una mayor confianza a la hora de implementar este tipo de técnica.

1 REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Los pozos de petróleo y gas disminuyen su producción debido a factores tales como: El depletamiento del yacimiento, pérdida de la conductividad en el área cercana al pozo, fallas en los equipos, pérdida de la geometría generada por procesos naturales de la formación (generación de finos, incrustación del apuntalante y daño por fluido), pérdida de las características iniciales de la fractura entre otros. Algunos de estos factores pueden ser remediados con la implementación del Refracturamiento Hidráulico. A pesar de la depleción significativa en la producción de gas a lo largo de los años, el gas producto del refracturamiento en yacimientos no convencionales, a menudo excede el pico de producción inicial, lo que demuestra el gran potencial al utilizar esta técnica.⁵

Con el crecimiento diario de la demanda mundial de petróleo, las operaciones de refracturamiento hidráulico de pozos cobran cada vez más importancia. Las importantes mejoras obtenidas en la productividad a cambio de una inversión relativamente baja hacen del fracturamiento hidráulico, ya sea como tratamiento inicial o como operaciones de refracturamiento hidráulico, una de las técnicas de mejoramiento de la producción más atractivas desde el punto de vista económico. Hoy en día los pozos infill son utilizados con más frecuencia para aumentar la producción en los yacimientos, sin embargo el refracturamiento hidráulico ha demostrado ser económicamente más rentable.

⁵M.C Vincent, Consultant. Restimulation of unconventional reservoirs: when are refracs beneficial?. Calgary, Alberta, Canadá, 2010.

1.1 CONCEPTO DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Un refracturamiento hidráulico consiste en efectuar nuevas fracturas a pozos ya fracturados hidráulicamente, y que han producido durante un periodo de tiempo, y su propósito principal es que las nuevas fracturas sean de mayor longitud y/o de mayor conductividad que las fracturas originales, este tipo de operaciones, restablecen la buena conectividad con el yacimiento y permiten explotar áreas con mayor presión de poro. Los requerimientos para un refracturamiento son diferentes en formaciones de alta permeabilidad (gran conductividad de la fractura) en comparación con los de baja permeabilidad (conductividad de la fractura moderada). El entendimiento de estas diferencias básicas es esencial para una reestimulación exitosa. El refracturamiento se implementa operativamente igual al fracturamiento se inyecta un fluido viscoso a alta presión para crear una grieta en la formación, que permita restituir la productividad, utilizar fluidos que no produzcan daños es muy importante especialmente en yacimientos de shale gas donde la saturación de gas ha crecido a largo plazo y la presión del yacimiento puede estar reducida. En la fractura creada se introduce un material esférico que servirá de soporte para impedir que la fractura se cierre, este material debe tener dimensiones mayores que los granos de la formación, para permitir que la fractura tenga una mayor permeabilidad, porosidad y conductividad, para que el fluido fluya con menor restricción de la formación al pozo.

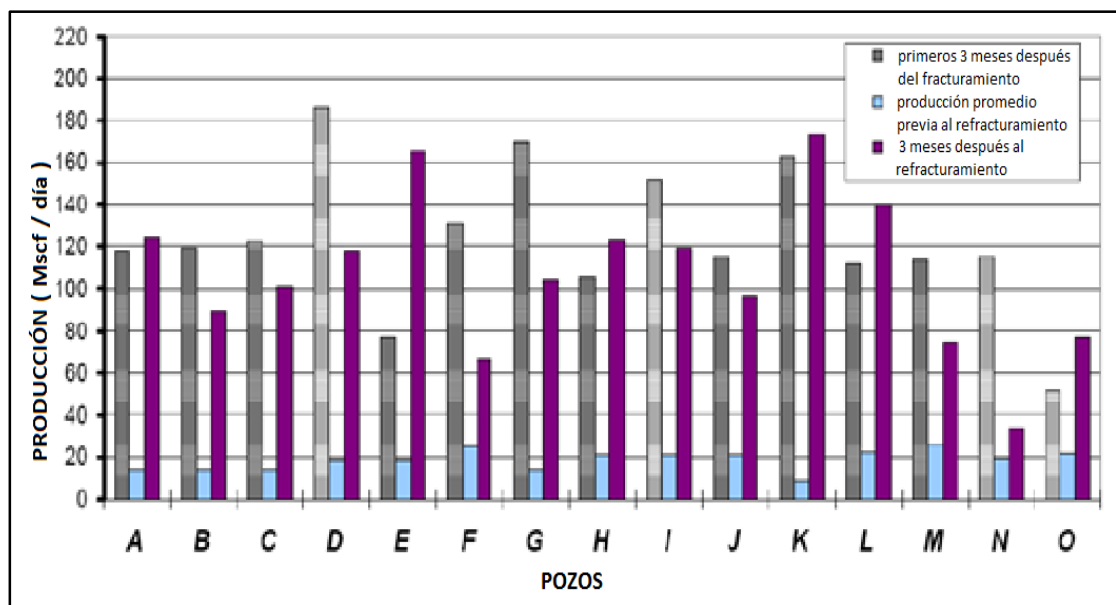
1.2 GENERALIDADES

Durante la producción de los pozos fracturados previamente, la fractura pierde sus características iniciales reduciéndose la conductividad creada, debido a diferentes factores como son: Invasión de agua, arenamiento prematuro, ejecución no conforme a diseño y pérdida de la geometría generada por procesos naturales de la formación, entre otros; todos estos problemas generan como consecuencia

una disminución en la producción y a su vez en el factor de recuperación. La técnica de estimulación de refracturamiento hidráulico mitiga estos problemas y restablece los regímenes de flujo a los iniciales o los aumenta.

Pozos de gas verticales produciendo de las formaciones Medicine Hat (sandstone) y el Milk River (sandstone and shale) desde 1970 a partir de tratamientos de fracturamientos fueron refracturados en múltiples etapas logrando aumentos de producción promedios de 600 hasta 900 %. Seis de los 15 pozos alcanzaron producciones más altas con el refracturamiento que con el fracturamiento realizado 25 años antes, como se muestra en la figura 1. 4 pozos adicionales fueron perforados mejorando significativamente su producción, el pozo cuyo incremento fue el menor fue el perforado en la región con un histórico de producción pobre.

Figura 1. El refracturamiento mejora la producción, y con frecuencia alcanza tasas de gas que superan la producción máxima de 25 o 30 años antes.



Fuente: M.C. Vincent, Consultant. Modificada de “Restimulation of unconventional Reservoirs: When are Refracs Beneficial?” Alberta (Canadá), 2010.

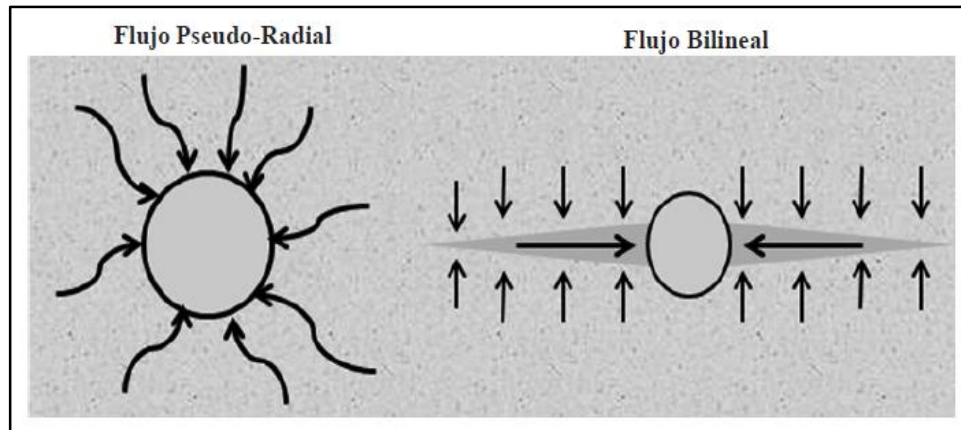
Esta técnica permite la creación de canales de flujo en la formación que permiten disminuir el daño en la cara del pozo, restituir la comunicación entre la cara del pozo y la zona productora en yacimientos irregulares, y facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo en campos maduros.

Es una técnica exitosa, siempre y cuando se seleccione un buen pozo y se tengan en cuenta análisis básicos relacionados con la estimación de las reservas actuales y un análisis de la fractura existente, se ha concluido que se cometen errores en la implementación por no tener en cuenta dichos aspectos y se presentan problemas tales como: pérdida de conductividad de la fractura, Screenouts, ineficiencia de la fractura, pérdida de la geometría de fractura; los cuales causan resultados de producción no esperados.

Cuando se realiza un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, el estado de los esfuerzos en la cara del pozo es desconocido, debido al cambio del comportamiento de los esfuerzos por el flujo de fluidos y al cambio del régimen de flujo que pasa de Pseudo-radial a bilineal, como se muestra en la figura 2; esto se debe a la existencia de la fractura inicial, causando que una fractura en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico se propague en un azimuth diferente que el de la fractura inicial.⁶

⁶ MARULANDA Marvin, CORZO Reinel, CALVETE Fernando, CALDERON Zuly. Refracturamiento Hidráulico: “Una Exitosa Técnica de Estimulación de Pozos”. Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 8 N° 2 de 2010 - Jul/Dic - pp 45/53.

Figura 2. Flujo pesado – radial y flujo bilineal en un pozo



Fuente: MARULANDA Marvin; CORZO Reinel; CALVETE Fernando; CALDERON Zuly; SAAVEDRA Nestor Fernando. Refracturamiento Hidráulico: “Una Exitosa Técnica de Estimulación de Pozos”. En: Revista Fuentes. Vol., 8 N° 2. Jul – Dic de 2010; p. 45/53

1.2.1 ¿Por qué se hace un refracturamiento hidráulico?

La razón más importante para implementar esta técnica de estimulación es que permite drenar zonas que no han sido drenadas por la fractura del fracturamiento Hidráulico. Por otro lado, la técnica de refracturamiento Hidráulico se implementa cuando el fracturamiento hidráulico no es eficiente y se presentan problemas como:

- ❖ Pérdida de conductividad de la fractura inicial.
- ❖ *Screenouts* prematuros que causan fracturas cortas.
- ❖ Fracturas del Fracturamiento Hidráulico ineficientes.
- ❖ Irregularidad en la formación.
- ❖ Daño en la cara de la fractura inicial por cambio de la mojabilidad.
- ❖ Empaquetamiento del propante en la fractura inicial.

1.3 MECANISMOS QUE MEJORAN LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Más de una variable se alterara entre los tratamientos iniciales y la re-estimulación. Por lo general, la masa total de agente de sostén, la concentración y la calidad entre otros se actualizan al mismo tiempo, por lo que es difícil identificar qué parte del aumento de la productividad se debe atribuir a cada una de ellas.

Los tratamientos de refracturamiento pueden mejorar la producción debido a numerosos mecanismos:

- ❖ Aumento de la geometría de la fractura lo cual lleva a una mayor área de contacto con el yacimiento.
- ❖ Mejor cobertura vertical mediante el aumento en la longitud de las fracturas en pozos verticales.
- ❖ Una mayor cobertura lateral en pozos horizontales o el inicio de más fracturas transversales.
- ❖ Incremento de la conductividad de la fractura con respecto a la inicial.
- ❖ Restauración de la conductividad de la fractura perdida debido a esfuerzos cíclicos, degradación del propante, daños en el gel, precipitación de asfáltenos, etc.
- ❖ Uso de fluidos fracturantes más adecuados.
- ❖ Reorientación debido a las alteraciones en los esfuerzos del yacimiento.
- ❖ Incrementar la conductividad en intervalos no apuntalados o porciones de fractura apuntaladas inadecuadamente.
- ❖ Mejorar el perfil de producción en el pozo estimulando preferentemente intervalos de permeabilidad baja.
- ❖ Revitalizar o re-hinchar las fisuras naturales.

Aunque las publicaciones sobre tratamientos fallidos son menos frecuentes, algunas preocupaciones que se presentan son:

- ❖ Baja presión, depleción en los pozos (especialmente pozos de gas) que presenta desafíos con la recuperación de los fluidos de fracturamiento.
- ❖ Pozos con fallas aisladas o con reservas limitadas.
- ❖ Pozos en los que el diagnóstico indica fracturas iniciales eficaces y drenaje a los límites del yacimiento.
- ❖ Pozos con perforaciones existentes indeseables, o la integridad mecánica del tubing, casing o cemento es incierta.

1.4 CONDICIONES BAJO LAS CUALES UN REFRACTURAMIENTO TRAE BUENOS RESULTADOS

No hay condiciones universales bajo las cuales se asegure que un refracturamiento en un yacimiento de shale traerá buenos resultados, ya que estos yacimientos poseen diferencias significativas de uno a otro, debido a que este tipo de roca varía tanto areal como verticalmente, pero se dará a conocer algunas condiciones que pueden ser una señal de que el refracturamiento traerá buenos resultados, o favorecerán la realización de este, como lo son:

- ❖ Que el fracturamiento allá presentado problemas tales como: zonas productivas no estimuladas o pasadas por alto, conductividad insuficiente de fractura inicial o longitud insuficiente de la fractura, los cuales son problemas con un mayor potencial de refracturamiento.
- ❖ Altos factores de daño, esto indica mejores candidatos a refracturar.
- ❖ Baja tasa en la corriente de fluido en comparación con la máxima producción histórica.
- ❖ Encontrar el tiempo óptimo para refracturar con el fin de maximizar el rendimiento del refracturamiento es crucial y desafiante. Algunos operadores sugieren que si la tasa de disminución de la producción de gas cae por debajo de 10 a 15%, un proceso de refracturamiento podría traer buenos resultados.

- ❖ Se recomienda una recuperación promedio ya que la baja recuperación indica una mala calidad del yacimiento, y alta recuperación puede indicar que se está estimulando correctamente.
- ❖ Los pozos que han sido reestimulados dentro de los últimos 5 años son considerados más pobres candidatos que pozos más viejos o sin tratamientos previos de refracturamiento.
- ❖ Pozos con terminaciones de desempeños deficientes, en comparación con los pozos vecinos.
- ❖ Calidad de yacimiento relativamente uniforme y una producción medianamente estable.
- ❖ Si el yacimiento presenta procedimientos previos de estimulación sub-óptimos.
- ❖ Si hay buena calidad de los datos de producción y un fácil acceso a información de petrofísica.

1.5 REORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

En un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico la fractura puede propagarse en dos direcciones: reapertura de la fractura inicial y reorientación de fractura. La reorientación de fractura ayudará a solucionar los problemas generados en el Fracturamiento Hidráulico y evitará los problemas que se pueden presentar por la reapertura de la fractura inicial.

1.5.1 Reapertura de la fractura inicial

En la mayoría de los tratamientos de Refracturamiento Hidráulico, la fractura se propaga por la fractura inicial, debido a los altos contrastes entre el esfuerzo máximo horizontal y el esfuerzo mínimo horizontal; esta reapertura de la fractura, en algunos casos, trae problemas para el tratamiento de Refracturamiento, tales

como, taponamiento de la fractura por el propante inicial, cambio en la mojabilidad de la formación, pérdida de conductividad de la fractura inicial, entre otros. Estos problemas obligan a tomar medidas correctivas para garantizar la eficiencia del tratamiento. A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas de la reapertura de fractura iniciales.

Ventajas

Drenaje de zonas que no fueron drenadas de manera eficiente por la fractura inicial. Este caso se presenta en la mayoría de los tratamientos de Refracturamiento Hidráulico ya que las fracturas iniciales en un 80% no tienen la geometría de fractura deseada para drenar eficientemente la zona de influencia del pozo.

El gradiente de fractura es menor comparado con la creación de una fractura nueva. Esto se debe a que el plano de debilidad creado por la fractura inicial será el mismo para la fractura del Refracturamiento hidráulico.

La productividad del pozo puede aumentar. Cuando en un tratamiento de Refracturamiento hidráulico, se presenta una reapertura de fractura inicial y no se presenta ninguna interferencia del propante inicial, la productividad del pozo aumentará. Este caso es ampliamente mostrado en muchos casos de estudio en donde se evidencia un aumento de la producción y los reportes del tratamiento muestran que no hubo interferencia del propante inicial.

Desventajas

Interferencia del propante de la fractura inicial. El bombeo del propante del Refracturamiento y el propante de la fractura inicial crean un tapón en la fractura, que restringe el flujo de fluidos a través de la fractura, haciendo del Refracturamiento hidráulico un tratamiento ineficiente.

Altos costos en el tratamiento por la interferencia del propante, ya que se debe remover y bombear un fluido para retirar de la fractura este propante removido.

Esto ocasiona altos costos debido a los aditivos utilizados, y en algunos casos este tratamiento químico no es muy eficiente y el propante no es retirado completamente.

Cambio en la mojabilidad de la formación en la cara de la fractura. Con la reapertura de la fractura inicial y debido a la conductividad de estas, el fluido fracturante se filtra hacia la formación cambiando la mojabilidad de la formación cerca a la fractura, esto crea una barrera que restringe el flujo de fluidos causando una disminución en la producción.

Cuando se presenta una interferencia de propante, la producción del pozo disminuye con el Refracturamiento Hidráulico, esto se puede evidenciar en casos de estudio donde se muestra la implementación de varios tratamientos de Refracturamiento Hidráulico y de la implementación de medidas correctivas con el fin de aumentar la producción.

1.5.2 Reorientación de la fractura

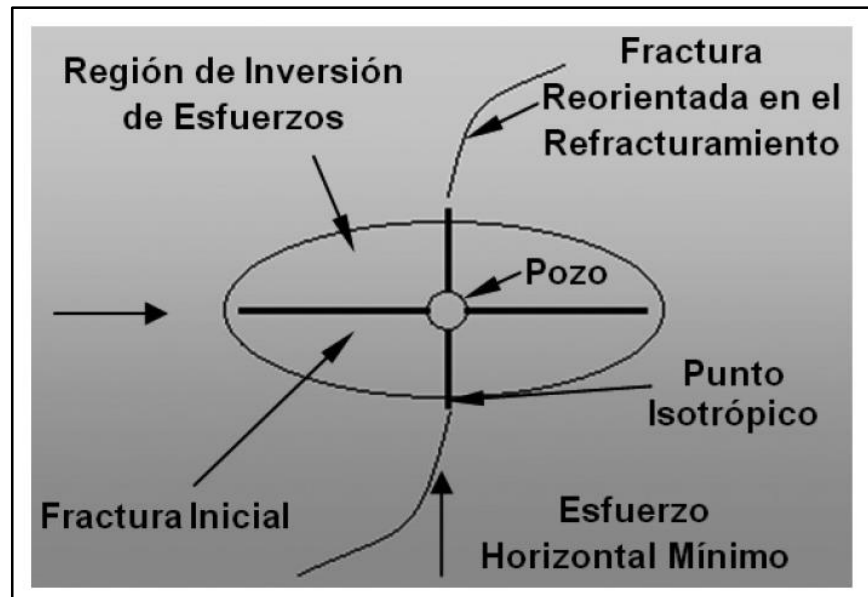
Después de un tiempo de producción en un pozo fracturado hidráulicamente, los cambios de los esfuerzos en la cara del pozo, debido a los cambios del gradiente de presión de poro, permiten que las fracturas durante tratamientos de Refracturamiento Hidráulico se reorienten y drenen zonas que no han sido drenadas por la fractura inicial.

Cuando una fractura se reorienta, se pueden evitar todos aquellos problemas que se presentan cuando la fractura se propaga en la dirección de la fractura inicial, en un Refracturamiento hidráulico.

La causa para que ocurra el fenómeno de reorientación, se debe a que la componente del esfuerzo horizontal (Esfuerzo Máximo Horizontal) paralela a la fractura se reduce más rápidamente en función del tiempo que la componente perpendicular (Esfuerzo Mínimo Horizontal), por tanto esta reducción genera un

área de inversión de esfuerzos, en donde la fractura se propagará en la dirección del estado de esfuerzos de esta área, como se observa en la figura 3.

Figura 3. Reorientación de fractura en un Refracturamiento Hidráulico (Vista de Planta)



Fuente: Siebrits, E. y Elbel, J. Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells. SPE, Dallas (Texas), 2000.

Una fractura que tiene un azimut diferente a la fractura inicial, evitará los daños ocasionados al pozo en el fracturamiento inicial y evitará zonas de permeabilidad relativa causadas por la compactación, debido al flujo de fluidos en las cercanías de la fractura inicial.

Ventajas

La ventaja más importante de la reorientación de fracturas en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, es que ayuda a conectar zonas del yacimiento que no han sido drenadas por la fractura inicial, y de esta manera la fractura se

convierte en un medio para recuperar la productividad de un pozo y aumentar la producción.

Una reorientación de fractura evitará problemas de interferencia de propante, y cambio en la mojabilidad de la formación, ya que se crea una nueva fractura en la formación.

Planificación de pozos inyectoros. Cuando la fractura es reorientada y se conoce su orientación, es importante para planificar el desarrollo de pozos inyectoros, ubicación, patrón y espaciamiento de los mismos. Esto ayudará a crear un mecanismo de línea de impulsión que dará como resultado un mejor drenaje de la formación y el factor de recuperación.

Planificación de pozos Infill. Cuando la fractura es reorientada y se conoce su orientación, es importante para el desarrollo de campos, ya que ayuda en la ubicación de pozos Infill, con el fin de poder realizar el enmallado de perforación del campo.

Desventajas

En pozos con poca producción después de la creación de una fractura inicial, el gradiente de fractura en el refracturamiento para crear una fractura reorientada es aproximadamente igual al del fracturamiento, por lo que no se observa ningún beneficio en reducción en la presión de bombeo para crear dicha fractura.

Desconocer la orientación de una fractura reorientada, causa incertidumbre sobre la propagación de la fractura, ya que puede conectar zonas que pueden generar un impacto negativo en la producción.

En un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, una reorientación permite que la fractura aumente la producción de un pozo, ya que drena una zona que la fractura inicial no drenó eficientemente, estos incrementos de la producción se pueden evidenciar en casos de estudio.

1.6 EFECTOS DE LOS ESFUERZOS INDUCIDOS POR LA PRODUCCION DE UN CAMPO SOBRE LA PROPAGACION DE LAS NUEVAS FRACTURAS Y LA RESPUESTA DE LA PRESION.

Se muestra que la presión de propagación de la fractura ortogonal aumenta rápidamente hasta por encima de la presión de cierre de la fractura inicial, debido a la penetración de la nueva fractura en la región de mayor esfuerzo, lo cual conduce a la reapertura a lo largo del plano de la fractura inicial (denominado fractura en el plano). Los esfuerzos de producción inducidos tienen importantes implicaciones en el diseño de una nueva fractura y en la selección de candidatos.

Un modelo dual-frac PKN (Perkins-Kern-Nordgren), es desarrollado para predecir el crecimiento de las dos intersecciones de fracturas (fractura inicial y la ortogonal) en un campo de esfuerzo variable, y la respuesta de la presión asociada, para obtener una visión del proceso de refracturamiento. Los resultados modelados muestran que un tratamiento de una nueva fractura puede someterse a tres períodos distintos de crecimiento de la misma:

Período I: Propagación de la fractura predominantemente ortogonal. Lo que exhibe un aumento rápido de la presión debido al aumento del esfuerzo en la punta de la fractura ortogonal.

Periodo II: Reapertura de la fractura inicial. Este período muestra una presión relativamente plana ya que el esfuerzo en la punta de la fractura es casi constante.

Periodo III: Extensión de la fractura inicial y la ortogonal. Esto Exhibe un mayor aumento de la presión. Debido a que el esfuerzo en la punta aumenta cuando la fractura se propaga, en el plano más allá de la punta de la fractura inicial. El aumento en la longitud de la fractura en el plano, es significativamente más lento.

Trabajos previos hechos por Mack y Elbel demostraron que la producción de un pozo fracturado provoca que los esfuerzos alrededor de la fractura disminuyan con el tiempo, ya que se depleta el yacimiento, y esta disminución es mayor en la

dirección paralela a la fractura, que normal a ella. Para una formación de baja permeabilidad con un pequeño contraste entre los dos esfuerzos horizontales, este cambio de los esfuerzos de producción inducidos, podría causar una rotación de la dirección del esfuerzo mínimo local en 90° (es decir, paralelo a la fractura inicial en lugar de normal a esta como en una formación virgen). Como resultado, un tratamiento de una nueva fractura puede iniciar una fractura ortogonal a la fractura apuntalada inicial. Como esta fractura se propaga de forma ortogonal desde la fractura inicial, los cambios en los esfuerzos de producción inducidos disminuyen y el esfuerzo mínimo en la punta de la fractura vuelve a la dirección original, provocando que la fractura gire hacia la dirección original, como se ilustró en la figura 3.

El giro de la fractura ha sido estudiado por Siebrits et al., y este depende de muchos factores, tales como los esfuerzos anisotrópicos, tasa de bombeo y del factor de dureza de la fractura. El modelo dual-frac simple presentado aquí que no considera el giro de la fractura puede bajo-predecir la longitud de fractura ortogonal. Un modelo más riguroso debe incluir la simulación del giro de la fractura.

Con el fin de verificar lo dicho anteriormente, el GRI realizó pruebas de campo en el Shale del Barnett, para verificar la reorientación de la nueva fractura lo cual había dado lugar a un incremento en la producción importante. La reorientación de la fractura fue observada por las mediciones de inclinómetros en superficie y es una posible explicación para el gran aumento de la producción que no podría ser igualado por la extensión de la fractura convencional.

En los estudios previos de reorientación de la fractura, la atención se centró en la condición de esfuerzos cerca de la fractura inicial después de un período de producción, que puede conducir a la iniciación de una fractura ortogonal. Una vez iniciada la fractura, se asume que una única fractura ortogonal se propaga lejos del pozo. La simulación numérica muestra que el esfuerzo aumenta rápidamente a lo largo de este camino ortogonal, que inevitablemente causaría que la presión de

inyección supere los esfuerzos de cierre sobre la fractura apuntalada inicial propagándose así una fractura hidráulica por el sendero de la fractura inicial (denominada como la fractura en el plano).

1.6.1 Tratamiento de una nueva fractura

A diferencia del tratamiento de la fractura inicial en un yacimiento no perturbado donde los esfuerzos "in-situ" son uniformes en la formación, un tratamiento de una nueva fractura crea una fractura hidráulica (o fracturas) que se propagan en un campo de esfuerzos no uniformes debido al cambio de esfuerzos de producción inducidos. Durante la producción, la presión de poro es la menor en la fractura y aumenta con la distancia normal a ésta, como hacen los componentes del esfuerzo.

Si la condición de esfuerzos de producción inducidos en las cercanías de la fractura es tal que los esfuerzos en la dirección paralela a la fractura, σ_{xx} , son menores que los esfuerzos normales a la fractura, σ_{yy} , un tratamiento de una nueva fractura probablemente iniciará una fractura ortogonal. Como la fractura ortogonal se propaga lejos del pozo, el esfuerzo normal que actúa en la punta de la fractura, que es igual a σ_{xx} , aumenta rápidamente con la distancia en Y. Esto conduce a un incremento en la presión de propagación de la fractura. Como la punta de la fractura alcanza una distancia donde el esfuerzo normal llega a ser mayor que el esfuerzo normal que actúa sobre la fractura inicial, es decir, $\sigma_{xx}(0, y_{tip}) > \sigma_{yy}(0,0)$, la presión del fluido superará el esfuerzo de cierre de la fractura inicial, causando la reapertura de la misma. En consecuencia, tenemos dos fracturas hidráulicas intersectadas propagándose simultáneamente, una a lo largo de la fractura inicial y la otra ortogonal a ella.

Conoco Phillips compañero de ingeniería de Carl Montgomery, director técnico en perforaciones y completamientos de la SPE, proporciona una perspectiva diferente sobre la mecánica de la fractura, añadiendo la comprensión de que la roca

presenta anisotropía, es inelástica, y de características dilatantes. Señaló que reabrir una fractura original será difícil, porque está conectada con los materiales (deseables e indeseables) que han sido bombeados durante la estimulación original.⁷

Es discutible que el fluido inyectado pueda reabrir la fractura apuntalada existente. Antes de que se iniciara la fractura en el plano, la mayor parte del líquido entra en la fractura ortogonal. Sin embargo, hay una pequeña porción del líquido inyectado que se filtra a través del paquete de propante de la fractura inicial. La penetración del fluido en el paquete de propante aumenta con el tiempo y ésta depende de la viscosidad del fluido, la permeabilidad del paquete de propante y la diferencia entre la presión de inyección y la presión de poro. Cuando la presión de inyección supera el esfuerzo de cierre en el apuntalante, las caras de la fractura comienzan a separarse, creando espacio vacío empujando al apuntalante contra las paredes.

Una vez que la fractura en el plano comienza a propagarse por el sendero de la fractura inicial, esta compite nuevamente con la fractura ortogonal por el fluido. La tasa de flujo dividido entre las dos fracturas es establecida por las resistencias de flujo en las fracturas respectivas. Para predecir la propagación y el correspondiente tratamiento de presión para las dos fracturas que se cruzan, se necesita un modelo dual de la fractura que pueda manejar la variación del esfuerzo a lo largo de la ruta de la fractura.

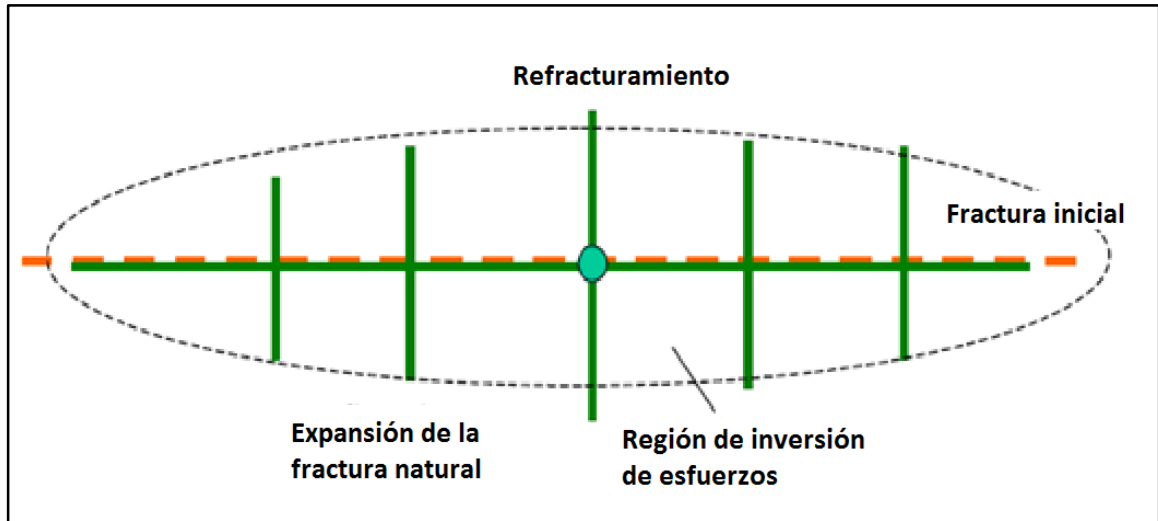
Aunque la medida del inclinómetro en algunos casos de campo estudiados, apoya el proceso de refracturamiento postulado aquí, de ninguna manera es una validación definitiva de la creación de la fractura y la reapertura a lo largo de la fractura apuntalada inicial. Monitoreos micro sísmicos más recientes de los tratamientos de fractura slickwater en el Shale del Barnett, muestran nubes micro

⁷ TECHBITS. Refracturing in Low-Permeability Reservoirs. Marzo del 2006.

sísmicas que sugieren que se crea una red de fractura compleja durante los tratamientos de slickwater. Se infiere que el fluido de fracturamiento a menudo sigue el sistema de fracturas naturales o de fallas, y los componentes ortogonales medidos por los inclinómetros podrían ser debido a la apertura de las fracturas naturales. Es de aclarar que el shale del Barnett, tiene un sistema característico de fracturas naturales anisotrópicas.

Una complejidad adicional en la geometría de la fractura podría encontrarse si hay fracturas naturales intersectando el plano de la fractura hidráulica. Si la inversión de los esfuerzos existe en las proximidades de la fractura inicial, causará el inicio de una fractura ortogonal en el pozo, la misma condición de esfuerzos puede causar fracturas ortogonales adicionales a lo largo de las fracturas naturales atravesadas en el plano de fractura. Como resultado, una "espina" como geometría de fractura, posiblemente podría crearse como lo ilustrado en la Figura 4. Esta geometría de fractura compleja puede ser modelada eficientemente por el modelo 2D presentado en este documento.

Figura 4. Esquema de la posible geometría de la nueva fractura en una formación fracturada naturalmente.



Fuente: X. Weng, y Siebrits. Modificada de “Effect of Production-Induced Stress Field on Refracture Propagation and Pressure Response.” SPE, Schlumberger. Texas, 2007.

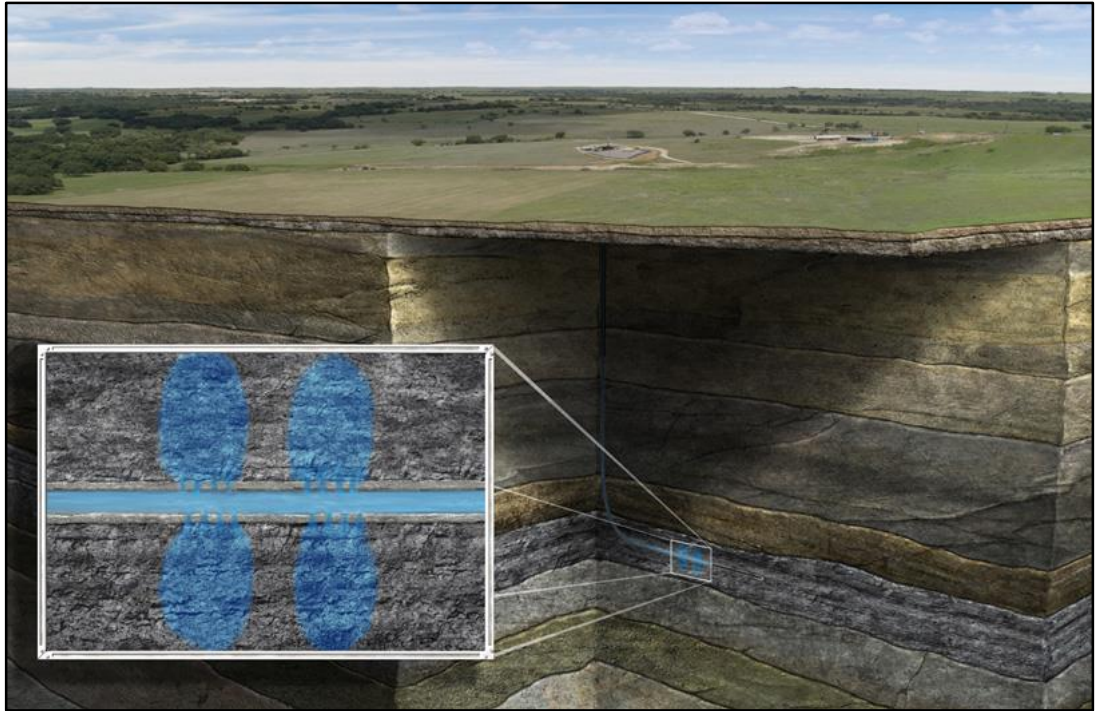
El director técnico de ASRC Energy Services, John McLennan dijo que cree que si se reducen las presiones de poro, hay una reducción de los esfuerzos que podrían conducir a una nueva fractura de geometría compleja. También afirmó que hay un momento óptimo para la estimulación por refracturamiento — retrasar el refracturamiento, permite una reducción en los esfuerzos, así como que el depletamiento se desarrolle lejos del pozo, él también cree que la reorientación disminuye esa posibilidad.⁸

⁸ Ibíd., p.16

2 PROBLEMAS PRESENTES EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

En ciertas ocasiones, la inyección de fluidos a un determinado estrato puede hacerse con la deliberada intención de fracturarlo, para abrir canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá del hoyo, debido a que la baja permeabilidad natural, más la invasión de filtrado y las partículas del fluido de perforación depositadas en el estrato, impiden que pueda existir flujo hacia el pozo. Para estos casos es muy importante tener en cuenta la viscosidad, peso y composición del fluido, como también la presión de ruptura que debe aplicarse para fracturar el estrato. Como la inyección debe concentrarse en determinado intervalo y la prolongación del resquebrajamiento del estrato debe ser radial, es muy importante que la cementación entre el revestidor y el estrato, por encima y por debajo del intervalo escogido para hacer la inyección, sea sólida y fuerte para evitar canalización y fuga del fluido hacia arriba y/o hacia abajo, a lo largo de la cementación, o que el fluido fracture intervalos no escogidos. El fluido inyectado a alta presión penetra en el estrato como una cuña que abre canales de flujo. Sin embargo, al descartar el fluido, durante el flujo desde el estrato al pozo, puede ser que desaparezcan los canales al disiparse la presión de ruptura y asentarse el estrato, o quizás se haya logrado que permanezcan los canales estables y abiertos. Otra modalidad del fracturamiento y en realidad la que se usa en la industria hoy día es que al fluido se le agrega, en relación de volumen por volumen, un material sólido y competente, generalmente arena de determinadas especificaciones respecto a tamaño de granos, circularidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla al estrato, la arena va depositándose en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impedirá el asentamiento del estrato al desvanecerse la presión de ruptura y, por ende, mantendrá los canales de flujo abiertos.

Figura 5. Fracturamiento hidráulico



Fuente: MADRID Marcelo. Agentes apuntalantes – aspectos a considerar en el diseño de fracturamiento hidráulico. {En línea}. {15 de mayo del 2013}. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/12/agentes-apuntalantes-aspectos.html>

Mientras que la selección apropiada de pozos es un factor crítico de éxito para reestimulación, comprender la causa del bajo rendimiento del pozo y cómo tratarlo, también es crucial. A continuación se presentaran los problemas más comunes presentados en un fracturamiento hidráulico y posteriormente se dará a conocer cuales problemas se clasifican como los de mayor potencial para un procedimiento de refracturamiento hidráulico.

2.1 HORIZONTES SIN ESTIMULAR

Esto resulta cuando múltiples horizontes fueron estimulados con una fractura simple. Esta condición se cree mantiene un mayor potencial de reestimulación. Existe una fuerte tendencia para tratar múltiples intervalos con pequeños tratamientos por razones económicas y la producción incremental mediante reestimulación es ciertamente una reserva incremental y no una tasa aceleración.

2.2 FRACTURA CON ESCASA CONDUCTIVIDAD

Una conductividad insuficiente de la fractura se cree que es el segundo mayor potencial desde el punto de vista de reestimulación. Además cuando se encuentra este tipo de problemas, la distinción entre tasa de aceleración y reserva incremental se vuelve más confusa (excepto en casos extremos). Ejemplos de una escasa conductividad, incluyen resistencia insuficiente del propante para la profundidad del yacimiento, asentamiento del propante, bajas concentraciones de propante y daños en el paquete de propante. Diagnosticar estas condiciones requiere una revisión de los registros de fracturamiento.

2.3 FRACTURA DE INSUFICIENTE LONGITUD

Se cree que aumentar las reservas aumentando la longitud de la fractura es más difícil de lograr y por lo tanto es menos atractivo. Esto es porque, a menos que el tratamiento inicial fuera extremadamente pequeño, lograr una mayor longitud de la fractura para obtener reservas incrementales en el margen exterior de la zona de drenaje, traería mayores gastos. Sin embargo, si la longitud adicional puede lograrse y ampliar el área de drenaje del pozo, entonces la producción incremental también debería ser una reserva adicional. La oportunidad de reestimulación a través de la extensión de la fractura es probablemente limitada a aquellos casos

donde la longitud de fractura inicial es muy corta y sería diagnosticada por un pequeño tratamiento en relación con un gran espesor neto.

2.4 INEFICIENCIA DE LA FRACTURA.

En tratamientos de Fracturamiento Hidráulico debido a pérdidas de fluido fracturante hacia la formación, la fractura no logra la geometría diseñada, causando una fractura ineficiente que no drena la formación como se desea y no alcanza el objetivo de aumentar la producción.⁹

Las propiedades de la roca tienen mucho mayor impacto sobre el ancho de la fractura. El módulo de Young de rocas de yacimientos comunes puede variar en casi dos órdenes de magnitud, de 10⁷ para arenas compactas y profundas a 2 x10⁵ psi en diatomitas, carbón y tizas blandas. La diferencia en el ancho de la fractura entre esos extremos será de más de 2.5 veces. Lo que implica que en rocas sólidas, donde el módulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga. Inversamente, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado puede resultar en anchas pero cortas fracturas. Este es uno de esos fenómenos donde el estado natural ayuda al éxito del fracturamiento hidráulico, desde que reservorios de baja permeabilidad que requieren fracturas largas usualmente tienen valores del módulo de Young grandes. Bajos módulos de Young no están necesariamente asociados con formaciones de alta permeabilidad, aunque hay algunos casos en que esto es verdadero¹⁰.

⁹ *Ibíd.*, p.4.

¹⁰ RODRIGUEZ Luis Antonio. Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgo en el noroeste de Perú. Perú, 2010.

2.5 SCREENOUTS EN LA FRACTURA.

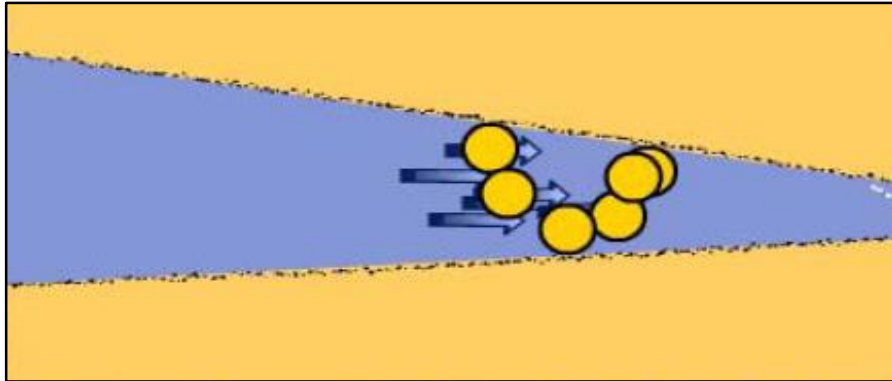
En un tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, se inyecta un material de soporte dentro de la fractura con el fin de evitar que ésta se cierre. En algunos casos por la fricción entre estas partículas, este material no se distribuye de forma homogénea causando un taponamiento en la fractura¹¹.

Durante el bombeo el objetivo es que el agente de sostén se dirija hasta el fondo de la fractura. Hay que pensar en los granos de arena como dos personas que quieren pasar por una puerta al mismo tiempo, si las personas son gordas no van a entrar o de lo contrario necesitamos una puerta más ancha. En la fractura sucede lo mismo. Para que los granos del agente de sostén puedan penetrar dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos dos veces y medio el diámetro de los granos. O sea, por una arena 12/20 el ancho deberá ser dos veces y medio el diámetro de un grano malla 12. En caso contrario, se forman puentes en la fractura que impiden el flujo de la mezcla gel-agente de sostén. Si en la fase de diseño vemos que no se puede conseguir el ancho suficiente deberemos buscar otra granulometría. En los tratamientos tipo "Tip Screen Out" estamos buscando la formación de estos puentes, pero en un lugar bien especificado dentro de la fractura.

De la misma manera que los granos tienen dificultades para entrar en el interior de la fractura, pueden tener dificultades a pasar por los punzados. Gruesbeck y Collins determinaron en 1978 una relación entre el diámetro mínimo del punzado y el diámetro promedio del agente de sostén. Este trabajo experimental realizado concluyó que para que pueda entrar cualquier concentración de agente de sostén el diámetro del punzado debía ser por lo menos 6 veces el diámetro del grano mayor del agente de sostén. Para más seguridad algunos autores consideran 6 veces el diámetro máximo del agente de sostén y otros consideran 8 veces el diámetro promedio. En la figura 6 se puede observar el efecto Bridging.

¹¹ Ibíd., p.4.

Figura 6. Bridging.



Fuente: Fuente: MADRID Marcelo. Agentes apuntalantes – aspectos a considerar en el diseño de fracturamiento hidráulico. {En línea}. {15 de mayo del 2013}. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/12/agentes-apuntalantes-aspectos.html>

2.6 CALIDAD DEL PROPANTE

Sin un material apropiado, una fractura hidráulica creada se acortará después que se disipa la presión de fracturamiento dentro del yacimiento. El propante más común es la arena natural, especialmente en formaciones de bajo esfuerzo. Gran parte de la reducción de la permeabilidad de una fractura empaquetada por esfuerzo inducido es causado por el aplastamiento de las partículas y el movimiento de los fragmentos dentro del espacio poroso de la fractura empaquetada. Una delgada costra de resina aplicada a los granos de arena no solamente mejora su resistencia sino también retiene fragmentos si ellos ya han sido despedazados.

Las propiedades de los propantes que afectan el éxito de un fracturamiento hidráulico incluyen: tamaño del grano, distribución del tamaño del grano, calidad

(% de impurezas), redondez y esfericidad, densidad del propante y la porosidad de la fractura empaquetada. Todas estas propiedades afectan la permeabilidad inicial del propante y especialmente a largo plazo, que a su vez influyen en la conductividad de la fractura.

La distribución del tamaño del grano, calidad, redondez y esfericidad, todas ellas afectan el valor del esfuerzo (menor redondez significa mayor posibilidad para fragmentarse). La subsecuente deposición de estos fragmentos rotos junto con impurezas pre-existentes o pequeñas esferas (en un rango ampliado de partículas) dentro del espacio poroso de la fractura empaquetada resulta en una reducción inevitable en la permeabilidad de la fractura empaquetada.

Grandes tamaños de propante tienen grandes permeabilidades. Sin embargo, a altos esfuerzos partículas de gran tamaño son más susceptibles a quebrarse debido a que a medida que el tamaño del grano se incrementa, la resistencia decrece. Por lo tanto, la reducción relativa de la permeabilidad/conductividad con el incremento del esfuerzo es mayor en propantes de gran tamaño. Junto con el hecho que partículas grandes forman espacios porosos mayores donde los fragmentos pueden migrar, sus ventajas pueden desaparecer a altos esfuerzos. Es entonces concebible que la permeabilidad/conductividad de propantes de gran tamaño a altos esfuerzos puede ser menor que el de un propante de tamaño pequeño¹².

2.7 PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA.

El empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido producido desde la formación a través de la fractura. Por lo tanto el parámetro más importante será la conductividad en condiciones de fondo de pozo. Recordemos que la conductividad de la fractura es el ancho por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo y por la altura ($k_f \cdot w \cdot h$). El ancho de la

¹² Ibíd., p.22.

fractura es directamente proporcional a la concentración de agente de sostén dentro de la fractura (no confundir concentración en la fractura [lb/pie²] con la concentración en el fluido de fractura [PPG]). Esta concentración, cantidad de agente de sostén por unidad de área, se expresa en libra por pie² (lb/pie²), y por lo tanto este término es dependiente de la gravedad específica del material utilizado. O sea, a misma concentración (lb/pie²) el ancho será diferente según el material utilizado. Cuando la industria empezó a fracturar el único agente de sostén disponible era la arena. Entonces se utilizó este término sin posibilidad de confusión, y seguimos utilizándolo hoy. Ahora sería más conveniente hablar de ancho de fractura y no de concentración en lb/pie² ya que por una misma concentración el ancho dependerá de la gravedad específica del material. La permeabilidad final de la fractura es función del tipo de agente de sostén, de la concentración alcanzada dentro de la fractura (lb/pie²), de la temperatura del yacimiento, de la presión de cierre, de la dureza de la formación (E), de la cantidad de finos, de la calidad del gel utilizado (cantidad de residuo dejado en la fractura), etc. La conductividad necesaria dependerá del fluido a producir, de la permeabilidad de la formación:

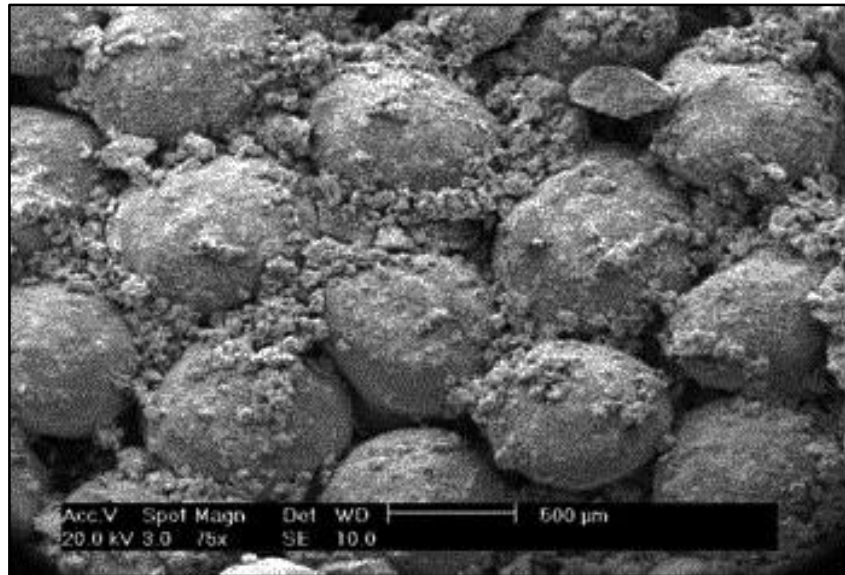
En pozos de gas de baja permeabilidad => conductividad baja

En pozos de petróleo de alta permeabilidad => conductividad alta

Una disminución de la conductividad de la fractura tiene un impacto negativo en la producción de un pozo, figura 7. Este fenómeno es causado por la migración de finos de la formación, residuos de gel del fracturamiento, daño del propante (Crushing) y el incrustamiento del propante en la cara de la fractura (Embedming). Una pérdida de la conductividad de la fractura restringe el flujo de fluidos de la formación al pozo, causando una disminución en la producción¹³.

¹³ Ibíd., p.4.

Figura 7. Disminución de la conductividad en una fractura.



Fuente: MARULANDA Marvin; CORZO Reinel; CALVETE Fernando; CALDERON Zuly; SAAVEDRA Nestor Fernando. Refracturamiento Hidráulico: “Una Exitosa Técnica de Estimulación de Pozos”. En: Revista Fuentes. Vol., 8 N° 2. Jul – Dic de 2010; p. 45/53

2.8 TORTUOSIDAD Y OTROS EFECTOS EN LA VECINDAD DEL POZO

En pozos desviados, disparados inadecuadamente o mal diseñados, se observan en la vecindad grandes pérdidas por fricción. Es importante entender estos fenómenos y el efecto que tiene la geometría de la fractura cerca del pozo en el desarrollo del tratamiento. Esas pérdidas en la vecindad del agujero son atribuidas a efectos como la tortuosidad (cambio o giro imprevisto o repentino de fractura), alineación inadecuada de la fase de disparos, puntos estrechos inducidos de la roca y fracturas múltiples.

Todos ellos disminuyen el éxito del tratamiento, pues incrementan la presión neta y aumentan las probabilidades de arenamiento causado por el limitado ancho de fractura cerca del pozo¹⁴.

Las mayores implicaciones han sido para yacimientos de bajas permeabilidades, donde restricciones en la tortuosidad imponen una ventana estrecha para el éxito del diseño de un fracturamiento, especialmente teniendo en cuenta las altas presiones de fracturamiento que son considerablemente mayores que las presiones de fracturamiento de los yacimientos convencionales, esto inducido por la respuesta no lineal de las rocas a las (múltiples) fracturas.

2.8.1 Convección.

Este es un problema predominante en yacimientos de baja permeabilidad y tiene que ver con errores en la ubicación del propante en la zona de interés cañoneada; el agente de sostén cae por fuera de la zona de interés o incluso deja de formar una conexión con las perforaciones desde que se emanaron las fracturas.

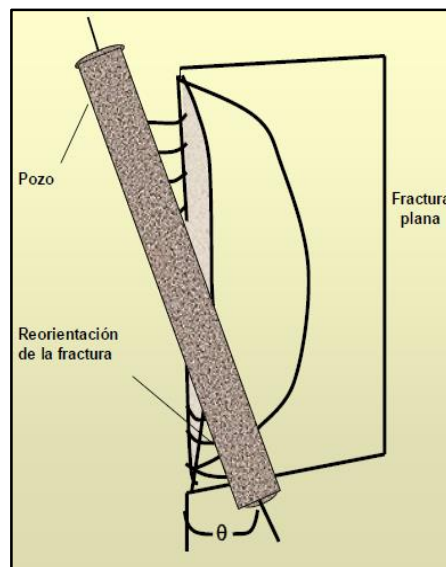
2.8.2 Tortuosidad.

Las altas concentraciones de propante necesarias para ambientes de altas permeabilidades y también la desviación de los pozos, son asociadas con las causas más comunes de la existencia de tortuosidad en las fracturas. Cuidadosa selección y evaluación de la información adecuada desde muchos ambientes, ha mostrado que la tortuosidad puede estar presente en muchos yacimientos pero especialmente en yacimientos de baja permeabilidad, donde la convección prohíbe el uso excesivo de volúmenes de fluidos y hace más común la presencia de la tortuosidad.

¹² PEMEX UPMP. Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos. México, 2008.

Se define como un camino “retorcido” que conecta el pozo al cuerpo principal de la fractura. En la figura 8 se muestra cómo una fractura puede cambiar y girar para alinearse con el plano preferente de fractura. El ancho de fractura es proporcional a la diferencia entre la presión en la fractura y el esfuerzo contra el cual se abre la fractura. Cuando la fractura se abre contra un esfuerzo mayor que el mínimo *in situ*, el ancho de la fractura se reduce con relación a aquella que gira. Este proceso de reducción del ancho de fractura a lo largo de la reorientación del camino restringe el flujo y podría causar un arenamiento en la vecindad del pozo¹⁵

Figura 8. La fractura gira y cambia para alinearse con la dirección preferente de propagación.



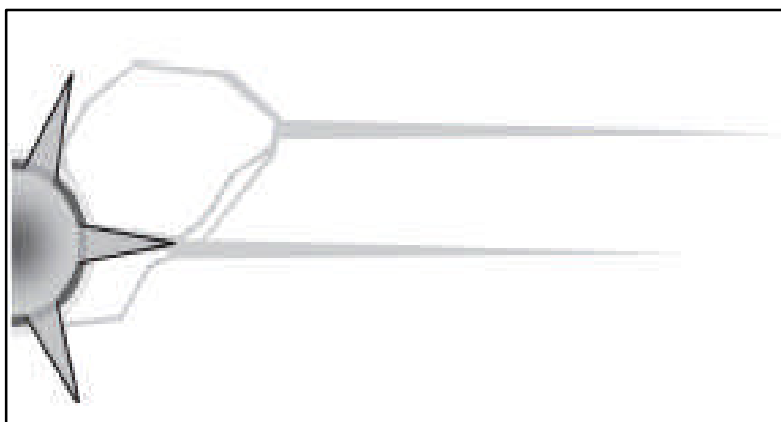
Fuente: PEMEX UPMP. Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos. México, 2008.

La tortuosidad empieza donde las perforaciones finalizan. En un mundo ideal esto podría ser una recta lisa y amplia conexión entre las perforaciones y el cuerpo principal de la fractura o fracturas. Sin embargo algunas veces este no es el caso

¹³ Ibid. p.28.

y la trayectoria de flujo es restringida. En algunos casos puede ser tan restringida que afecta significativamente el tratamiento. En efecto, la tortuosidad es probablemente la principal causa de arenamientos prematuros. La figura 9 muestra una ilustración diagramática de la tortuosidad. Debido a que la conectividad de la fractura al pozo es crucial en reservorios de alta permeabilidad, es esencial mitigar la tortuosidad; para formaciones de baja permeabilidad es menos crítico pero todavía deseable¹⁶

Figura 9. Diagramática ilustración de los Patrones de Flujo restringido entre las Perforaciones y la Fractura(s) Principal que causan tortuosidad.



Fuente: RODRIGUEZ Luis Antonio. Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgo en el noroeste de Perú. Perú, 2010.

La tortuosidad fue primero documentada por Palmer y Veatch (1990), aunque muchos otros han estado observando este fenómeno por algún tiempo sin conocer exactamente qué es lo que era. Cleary et al. (1991) fue el que empezó a describir y considerar la tortuosidad para la modelación de la fractura. En 1993, Cleary et al.

¹⁴ Ibid., p.22.

Fue el primero en documentar procedimientos de campo para mitigar y aún eliminar los efectos de la tortuosidad.

No todos los pozos son afectados por la tortuosidad. No todas las formaciones son susceptibles a la tortuosidad. Sin embargo, en algunas formaciones puede ser casi imposible colocar cualquier propante, a pesar del hecho que es relativamente fácil crear y propagar la fractura por sí misma. Los siguientes son algunos factores que afectan la tortuosidad, algunos de los cuales pueden ser controlados y algunos no:

- ❖ Longitud del intervalo perforado. Toda perforación es una fuente potencial de iniciación de la fractura. Mientras más perforaciones existan, se tendrá mayor chance de tener múltiples fracturas y complejidad entre las perforaciones y la fractura (s). Reducir el número de perforaciones ayuda a tener menos problemas. Mientras esto puede ayudar en la ejecución de la fractura, esto puede llevar a fracturas restringidas durante la producción, un impedimento considerable en formaciones de alta permeabilidad.
- ❖ Dirección y fases de la perforación. La óptima estrategia de perforación en pozos verticales es balear 180° de fase en las perforaciones, orientadas en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. La fractura también tenderá a propagarse en esta dirección. Sin embargo, el único camino para hacer esto es a través del uso de balas de perforación orientadas y el conocimiento a priori del azimuth de la fractura. Las perforaciones que se apuntan fuera de la dirección del esfuerzo horizontal máximo incrementan la complejidad de la situación near-“wellbore”. En adición, las estrategias de perforación que producen espirales de huecos alrededor del “wellbore”, más que líneas verticales, también son elementos que adicionan a la complejidad.

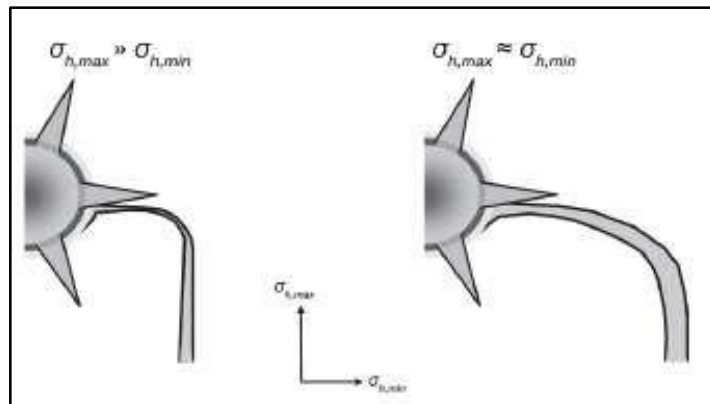
- ❖ Desviación del pozo. Las fracturas tienden a propagarse a lo largo de un plano vertical, cuando esta es la trayectoria de menor resistencia y controlada por los esfuerzos in-situ de las formaciones. Sin embargo, en la región alrededor del “wellbore”, debido a que esta tiene una forma cilíndrica, los esfuerzos no son mayores que los esfuerzos a mayor distancia “far field” (fuera de la influencia del “wellbore”). En adición, el acto de perforación en el “wellbore” (que casi siempre ha sido perforado y cementado sobre balanceado) y de bombeo a la formación para crear la fractura, adicionalmente cambia los esfuerzos alrededor del “wellbore”. Esto significa que para pozos no verticales, con un azimut fuera de una de las orientaciones de los esfuerzos principales, la fractura probablemente se iniciará sobre un plano diferente a aquel determinado por los esfuerzos “far field”. Sin embargo, en algún punto fuera del “wellbore” (dentro de unos cuantos diámetros del “wellbore”) el régimen de esfuerzos “far field” se volverá nuevamente dominante y el plano de la fractura cambiará, a menudo súbitamente. Esto incrementa la complejidad de la fractura y pérdidas de presión.

- ❖ Características mecánicas de la roca de la formación. Formaciones que son duras y quebradizas (es decir tienen alto módulo de Young y baja dureza de fractura) tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad que aquellas que son suaves y dúctiles. Esto es debido a que es más fácil crear y propagar fracturas en materiales duros y quebradizos.

- ❖ Contraste entre los esfuerzos máximo y mínimo horizontal. El efecto del contraste entre el esfuerzo horizontal mínimo in-situ y el esfuerzo horizontal máximo in-situ es ilustrado en la figura 10. Si los esfuerzos “far field” están en una dirección significativamente diferente de la orientación de la

propagación de la fractura inicial, la fractura tendrá que hacer un cambio radical en su dirección en algún punto. Cuando los esfuerzos horizontales son muy similares este será un cambio gradual en dirección, acompañada por un ancho de fractura pleno. Sin embargo, cuando hay un gran contraste entre estos esfuerzos, el cambio en la dirección será muchos más abrupto y se tendrá una reducción dramática en el ancho, conduciendo a un flujo restringido. Grandes contrastes en los esfuerzos horizontales son típicamente encontrados en formaciones que han experimentado cambios tectónicos y otras actividades geológicas, entonces, es razonable asumir que formaciones en áreas geológicamente activas o con una significativa historia de fallamiento tendrán una tendencia incremental hacia la tortuosidad.

Figura 10. Ilustración de los efectos de contraste entre esfuerzos horizontales sobre la tortuosidad.



Fuente: RODRIGUEZ Luis Antonio. Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgo en el noroeste de Perú. Perú, 2010.

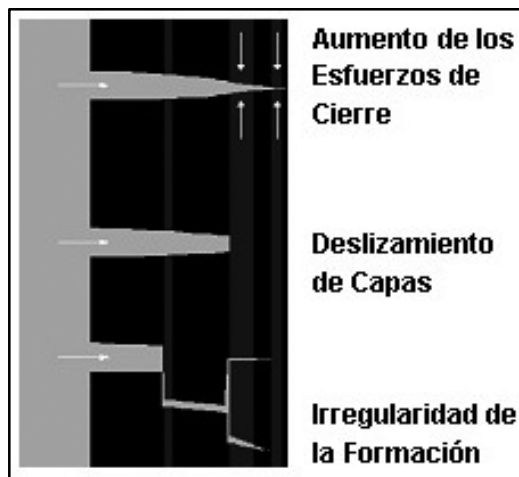
Una no razonable manipulación de los parámetros de trabajo (reología y/o caudal) puede afectar enormemente los resultados a gran escala de la geometría de la fractura en yacimientos de baja permeabilidad. Un resultado práctico es que altas

concentraciones de propante pueden ser usadas para colocar apropiadamente el propante en yacimientos de baja permeabilidad; aunque esto es completamente opuesto a la teoría típica de diseño, se requiere únicamente para crear la conductividad adecuada necesaria para llevar tasas de producción bajas desde tales yacimientos.

2.8.3 Geometría de fractura alrededor del pozo.

En tratamientos de fracturamiento hidráulico la geometría de la fractura es modificada (ver figura 11), por aumento en los esfuerzos de cierre, irregularidad de la formación y deslizamientos de capas por movimientos tectónicos; generando geometrías de fracturas no deseadas que causan restricciones en el flujo de fluido e ineficiente drenaje de la formación¹⁷.

Figura 11. Variación de la geometría de la fractura por cambios en la formación.



Fuente: MARULANDA Marvin; CORZO Reinel; CALVETE Fernando; CALDERON Zuly; SAAVEDRA Nestor Fernando. Refracturamiento Hidráulico: “Una Exitosa Técnica de Estimulación de Pozos”. En: Revista Fuentes. Vol., 8 N° 2. Jul – Dic de 2010; p. 45/53

¹⁵ Ibid., p.4.

Algunos estudios han encontrado que los disparos deben estar orientados en un rango de 10° a 20° dentro del plano normal del mínimo esfuerzo para que la fractura inicie en los disparos y se extienda. Otros estudios muestran que, si no se orientan en la dirección señalada y los pozos son direccionales, la fractura puede crecer en forma de “S”. En realidad, es muy difícil predecir las caídas de presión cerca del pozo en agujeros desviados debido a la incertidumbre de la geometría de fractura cerca de la vecindad del pozo. El propósito principal de conocer los efectos cerca del pozo es entender el origen de su arenamiento, y que esto pueda predecirse y prevenirse¹⁸.

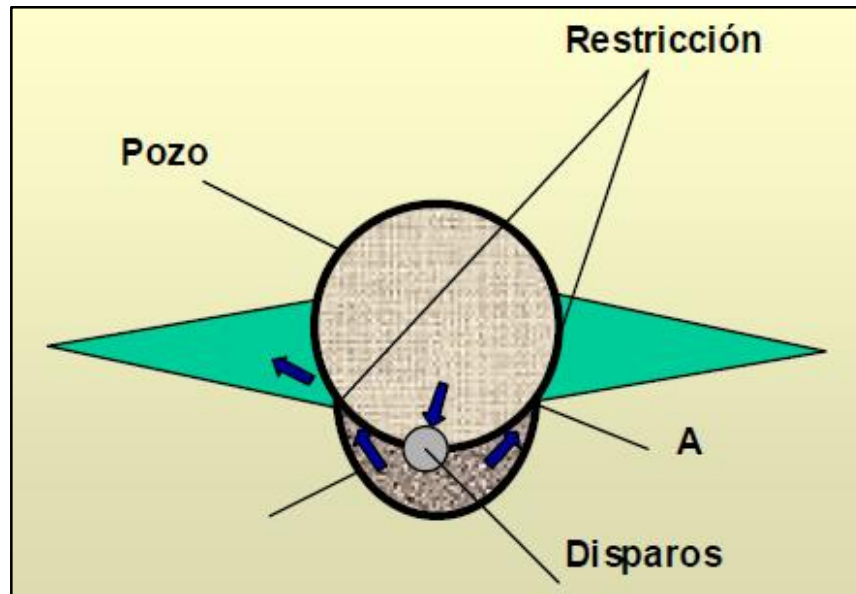
2.8.4 Desalineamiento de fases.

De todas las variables que pueden ser controladas para un fracturamiento, la posición, número, tamaño y fases de las perforaciones probablemente tienen la más significativa influencia en el éxito del tratamiento. Cuando son usadas efectivamente para el fracturamiento, ellas pueden utilizarse para controlar el punto de iniciación de la fractura. Está claro que en formaciones de baja permeabilidad, muchas fracturas empaquetadas se conectan al “wellbore” a través de menos de 20 perforaciones, por lo que no hay necesidad de perforar el resto de la arena neta.

La mayoría de los disparos no están alineados con el plano preferencial de fractura, a menos que se contara con la información de la dirección de esfuerzos de un pozo en particular y de los accesorios necesarios para perforar la tubería. Si se usa una pistola fase 0° , la orientación de los disparos al plano de la fractura puede ser tan similar como una fase de 90° . Por otra parte, una alineación casi perfecta de fase 0° causa una propagación preferencial de fractura de una “ala” con penetración de la “ala” compañera, debido a la caída de presión que resulta del flujo alrededor del anular hacia la “ala” no conectada.

¹⁸ Ibid., p. 28.

Figura 12. El desalineamiento entre disparos y el plano de la fractura provoca puntos muy ajustados.



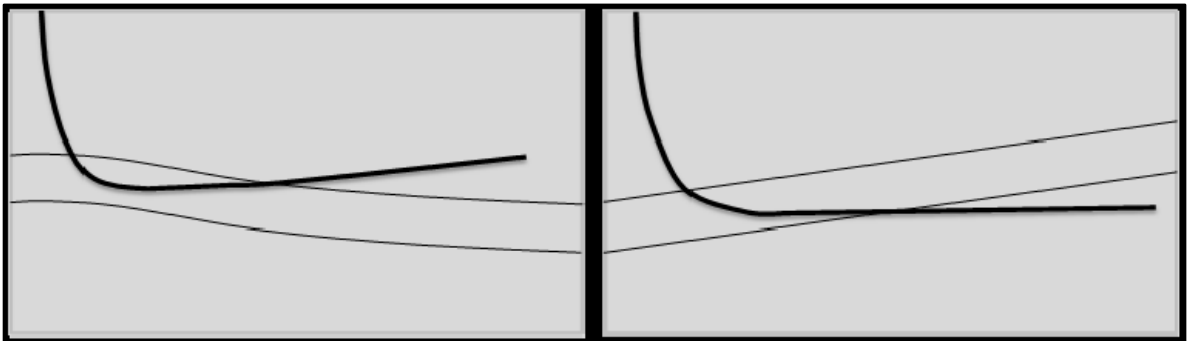
Fuente: PEMEX UPMP. Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos. México, 2008.

Nolte señaló que si la fractura no inicia en los disparos, el fluido se comunicará con la fractura a través de estrechos canales alrededor de la tubería de revestimiento, atravesando el micro anillo (A) y pasando el área restringida antes de entrar al cuerpo principal de la fractura, con tal velocidad que erosionan los puntos estrechos. Estos canales pueden causar altas presiones de tratamiento debido a las restricciones en la anchura (ver figura 12), lo que puede provocar un arenamiento prematuro debido al puenteo o taponamiento del apuntalante, cuando éste quiere entrar a la fractura.

2.9 UBICACIÓN INEFICIENTE DEL POZO

La orientación ineficiente del pozo basada en los esfuerzos in-situ del campo e insuficiente aterrizaje del lateral en la zona sweet, etc., son ejemplos de la ineficiente ubicación del pozo (Baihly, 2010). La "zona sweet" en yacimientos de shale se refiere a la zona más productiva en el yacimiento definida por la riqueza orgánica, porosidad alta al gas, fracturas naturales, etc. En rocas shale, los pozos deben colocarse en la proximidad de las zonas sweet. La ubicación correcta del pozo maximiza el retorno de los costos incurridos en la realización del mismo.

Figura 13: esquema de la ubicación ineficiente de los pozos que conduce a productividades sub-optimas



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

2.10 DEPLETAMIENTO DE LA PRESIÓN

Interferencias en el pozo debido a una red de fracturas hidráulicas o naturales y pozos con espaciamentos cerrados pueden conducir a una productividad reducida en pozos subsiguientes¹⁹.

2.11 CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS Y SU POTENCIAL DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Los resultados de la implementación del fracturamiento hidráulico han mostrado que la técnica es buena, pero que en algunos casos se pueden presentar problemas que no permiten alcanzar el objetivo de esta técnica. Con el fin de mitigar estos problemas y restituir la producción de los pozos la industria de los hidrocarburos ha buscado una solución en la implementación de la técnica de estimulación de refracturamiento hidráulico.

Para ayudar en este procedimiento de clasificación de los problemas, se ha establecido tres categorías que son: completamiento inicial problemático e ineficiente, daño gradual durante la producción y evolución de la tecnología.

2.11.1 Completamiento inicial problemático e ineficiente

Esta categoría constituye el tipo más común de problemas a modo de ejemplo podemos mencionar falta de control de calidad durante los tratamientos de fracturas iniciales, daño producido por los polímeros residuales de los fluidos de estimulación, selección inadecuada de apuntalantes, tratamientos de

¹⁷ SINHA Shekhar y RAMAKRISHNAN Hariharan. A Novel Screening Method for Selection of Horizontal Refracturing Candidates in Shale Gas Reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

fracturamiento con diseños inapropiados, la utilización de fluidos incompatibles, tratamientos de una sola etapa que dejan ciertos intervalos productivos sin estimular, baja conductividad de la fractura, longitud insuficiente de fractura, alto factor mecánico o de daño entre otros.

Cualquier problema o ineficiencia en el trabajo inicial de completamiento daría lugar a redes de fracturas poco deseables.

Se ha determinado tres problemas específicos clasificados en orden de mayor potencial de refracturamiento son:

- ❖ Zona productiva no estimulada o pasada por alto: La tendencia es tratar múltiples intervalos en menos etapas para reducir costos del tratamiento, la productividad de pozos mediante la estimulación de nuevas zonas casi siempre representa una incorporación de reservas incrementales.
- ❖ Conductividad insuficiente de fractura inicial: La distinción entre aceleración del régimen de producción e incorporación de reservas incrementales verdaderas derivadas de la mayor conductividad resultante del refracturamiento suele ser confusa.
- ❖ Longitud insuficiente de la fractura: la captura de reservas incrementales en el margen externo de un área de drenaje atreves del aumento de la longitud de la fractura es difícil. Un tratamiento relativamente pequeño comparado, comparado con el mayor espesor del intervalo productivo neto, suele ser un indicativo de una longitud de una longitud de fractura limitada. La generación de fracturas hidráulicas de mayor longitud puede ser costosa a menos que el tratamiento original fuera extremadamente pequeño, sin embargo si el refracturamiento logra aumentar la longitud de la fractura y expande el área de drenaje de un pozo, la producción incremental debería representar una incorporación de reservas verdadera.

Las fracturas hidráulicas pueden perder su efectividad en los años posteriores a un tratamiento de estimulación inicial por el daño gradual que se produce durante

la vida productiva de los pozos. En este tipo de problemas se encuentran pérdida de conductividad de la fractura por la trituración o encastramiento del apuntalante en la formación y el taponamiento del empaque con finos de formación o incrustaciones. El contraflujo del apuntalante desde la zona vecina al pozo puede permitir que las fracturas hidráulicas se cierren. Habitualmente se dispone de poca información para identificar estos mecanismos específicos.

Los pozos que presentan este tipo de problemas tienen el mayor potencial para la aplicación de medidas de remediación mediante refracturamiento hidráulico, en pozos antiguos donde estos problemas ocurren con mayor frecuencia, la presión de yacimiento de ser suficiente para justificar el refracturamiento. La edad del pozo puede ser el mejor indicador de daño gradual y de la posibilidad de aplicar nuevas tecnologías de estimulación.

2.11.2 Daño gradual durante la producción

El diagnóstico de este tipo de problemas suele ser difícil. El contraflujo de apuntalante, el daño causado por el fluido de tratamiento y los altos factores de daño mecánico, las frecuentes reparaciones correctivas, y las acumulaciones de finos o incrustaciones durante el inicio del flujo polifásico o la incursión de agua, son manifestaciones de problemas que se desarrollan con el tiempo.

Estos problemas conducen al deterioro gradual de la producción y según estudios seleccionar pozos a reestimulación con este tipo de problemas no es muy recomendable.

2.11.3 Evolución de la tecnología

Los avances acontecidos en tecnología de terminación y estimulación también ofrecen oportunidades de refracturamiento hidráulico de pozos terminados originalmente con tecnología más antigua. Los nuevos diseños de tratamientos, los modelos de computación avanzados, los fluidos de fracturamiento menos

dañinos, los aditivos de fluidos y los apuntalantes mejorados, ayudan a crear fracturas de mayor longitud, más anchas y más conductivas.

3 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Son todos aquellos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Incluyen arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, arenas bituminosas, shale gas.

La expresión no convencional, deriva de que para tener acceso a este tipo de recurso, se ha requerido el desarrollo de tecnologías más allá de las usadas en el negocio tradicional de petróleo y gas, algunas de las diferencias de este tipo de yacimientos con un yacimiento convencional es que poseen baja porosidad, permeabilidad, mecanismos de absorción, requieren trabajos de estimulación para fluir y poseen condiciones de flujo no favorables a diferencia de los convencionales que son HC entrampados, con propiedades petrofísicas aceptables, fáciles de desarrollar y condiciones de flujo favorables.

3.1 ¿QUE ES UNA FORMACION DE SHALE?

Se conoce como shale a una formación que originariamente fue una acumulación de capas de arcilla o lodo y que debido a las diversas circunstancias geológicas, fue comprimida y dio origen a una roca sedimentaria de grano muy fino. Se caracterizan por poseer estructura foliada (la cual permite que sean fácilmente separadas en delgadas láminas, manteniendo su composición), con una estructura molecular de 1 átomo de silicio y 4 de oxígeno. Dentro de los esquistos más comunes podemos encontrar: esquisto de mica, homblenda, clorita y talco.

En general este tipo de yacimientos son muy complejos y sus característica físicas como la permeabilidad en la matriz, su mayor heterogeneidad y su porcentaje de contenido de materia orgánica (TOC) dan como resultados unas altas tasas de

producción inicial y pequeñas áreas de drenaje en el pozo, la que hace que los yacimientos de shale sean difíciles de producir en forma rentable, ya que requieren un gran número de fracturas y su explotación y posterior fracturamiento hidráulico dependen de una mayor eficiencia operativa en la interpretación sísmica, perforación, completamiento del pozo y manejo adecuado del fracturamiento hidráulico con respecto a los fluidos de trabajo.

3.1.1 Ambientes de depósito

En los yacimientos de shale gas y shale oil, el ambiente de la materia orgánica, usualmente se desarrolla en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, (ambientes anoxicos), donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos de 0,5 mililitros de oxígeno por litro de agua (Boyer, 2007).

Estos tipos de ambiente se desarrollaron mayoritariamente hacia el Cretácico, el cual ha sido considerado como un evento anoxico mundial, en donde enormes cantidades de carbono se acumularon en los sedimentos marinos de edad cretácica, depositados en plataformas someras y bancos, y donde su preservación fue debido a la ocurrencia de eventos anoxicos oceánicos, durante el cual, las aguas profundas contenían oxígeno insuficiente para oxidar el carbono en la interface sedimento-agua.

Tiratsoo (1973), citado en Arthur & Schlanger (1979), postulan que la ocurrencia de la gran cantidad de oil a mediados del cretácico es debida a la combinación de factores climáticos, oceanográficos y tectónicos. Incluso las cifras actuales pueden subestimar la abundancia relativa del petróleo cretácico, debido a un alto grado de preservación de carbono orgánico en los sedimentos marinos.

Se puede identificar dos periodos durante los cuales los shale negros y calizas negras fueron depositados en muchas partes del océano del mundo. Un periodo de intensificación en la deposición de shales negros se extendieron desde al

menos el Barremiano Tardío hasta el Albiano tardío conformando el denominado evento anoxico oceánico 1 (OEA 1, por sus siglas en ingles), y un segundo periodo se extiende desde el cenomaniano tardío al Turoniano Temprano, conformando el denominado evento anoxico oceánico 2 (OAE 2, por sus siglas en inglés) (Arthur & Schallinger, 1979).

3.1.2 Composición de una formación de shale

Minerales de arcillas (15%-100%): principalmente (grupo de la caolita, montmorillonita o illita), que se forman en el campo sedimentario (de neo formación) y de restos de cuarzo, feldespato y mica. Componentes adicionales son hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros. Son de colores muy variables: gris, verde, rojo, café, negra. Las variedades negras son particularmente ricas en sustancias orgánicas. El shale es una roca másica, terrosa, normalmente bien compactada, a menudo portafosiles, por ejemplo foraminíferos, ostrácodos, graptolites y trilobites. Muchos Shale Gas muestran bioturbación es decir una estructura sedimentaria irregular producida por la acción de organismos excavadores al fondo del mar.

3.1.3 Características de las formaciones shale.

- ❖ Baja permeabilidad y una alta sensibilidad al agua. Los pequeños diámetros de poro explican por qué los shale se consideran frecuentemente impermeables. La permeabilidad puede oscilar entre 10^{-6} y 10^{-12} D, pero se encuentra por lo general en el orden de los nanodarcies (10^{-9} D).
- ❖ Tamaño de poro (1-10 nanómetros) de los Shale también es muy pequeño: oscila entre 1 y 10 nm. En consecuencia, los mecanismos de transporte, tanto hacia dentro como hacia afuera de la formación, son muy lentos. Adicionalmente, no puede formarse un revoque sobre las paredes del pozo.

- ❖ La porosidad total de los shale disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede con otras rocas.
- ❖ Los shale pueden ser clasificados de acuerdo a varios aspectos según sus propiedades químicas y físicas.

Tabla 1. Clasificación de Shale (Según Mondshine).

Clas e	Textura	CEC Meq/100g	Contenido de agua Wt%	Minerale s de arcilla	Peso de la arcilla %	Densidad Gm/cc
A	Blando	20-40	25-70	Smectita + illita	20-30	1.2-1.5
B	Firme	10-20	15-25	Illita + nivel mixto	20-30	1.5-2.2
C	Firme – duro	10-20	2-10	Illita + nivel mixto	20-30	2.3-2.7
D	Duro	3-10	5-15	Illita + posible smectita	20-30	2.2-2.5
E	Quebra dizo	0-3	2-5	Illita + kaolinita, clorita	5-30	2.5-2.7

Fuente: SUAREZ Fabián A, MARIN Andrés M. Determinación de un fluido de fractura adecuado para trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de shale gas (valle medio del Magdalena). Bucaramanga, 2012, p 25. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). UIS. Facultad de Físico – Químicas.

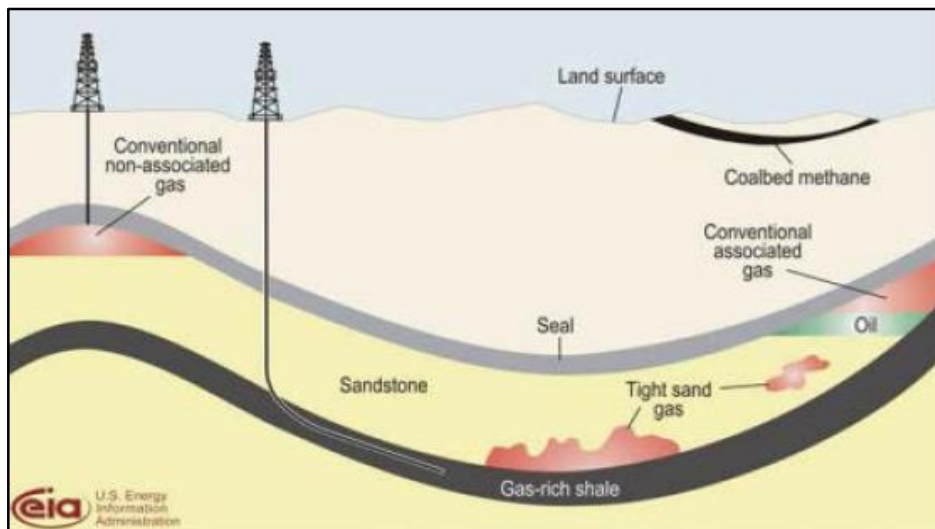
3.1.4 ¿Qué es shale gas?

El shale gas es una fuente no convencional de gas natural. No obstante, su nombre se debe a su procedencia, el shale. El shale negro contiene material orgánico, los cuales a ciertas condiciones de temperatura y presión se fragmentan, formando gas natural. Debido a la baja densidad del gas natural, este suele deslizarse a través del esquisto formando grandes depósitos de gas. Sin embargo, la baja permeabilidad de esta roca bloquea el paso de grandes cantidades de gas natural, las cuales son absorbidas por la arcilla del esquisto, dando lugar al shale gas.

La baja permeabilidad del shale imposibilita la fácil extracción del gas natural. Por ende, a pesar de ser una fuente de energía conocida desde el siglo XIV, solo los avances tecnológicos de la era moderna (década de los 90'), traducidos en mejoras en los métodos de extracción masiva, comercial y lucrativa del shale gas.

Los yacimientos de shale se encuentran a mayores profundidades como se muestra en la figura 14 y también se puede apreciar que el recurso se encuentra ampliamente disperso de forma horizontal.

Figura 14. Profundidades relativas de las diferentes fuentes de gas



Fuente: Wikipedia. Shale gas. {En línea}. {23 de mayo del 2013}. Disponible en: http://en.wikipedia.org/wiki/Shale_gas.

3.1.5 Avances tecnológicos en la extracción de shale

Los avances tecnológicos han sido y continúan siendo los principales impulsores del aumento en la recuperación del gas.

Las cuatro tecnologías básicas que han aumentado la recuperación de gas de esquisto son:

- ❖ Slickwater fracturing (SWF): Esta tecnología sustituyó las fracturas de gel, gas y espuma en muchos shales, esta tecnología utiliza muy pocos aditivos en el fluido de fractura (viscosidad ultra baja) la cual bajo el costo de la fractura, penetrando y agrandando las fracturas naturales aumentando de esta manera el área de contacto y el buen estado de las fracturas.
- ❖ Horizontal Wells: Estos pozos reemplazaron los pozos verticales generalmente transversales a la dirección de la fractura con longitudes, son usualmente entubados y cementados o aislados para permitir fracturamiento de múltiples etapas.
- ❖ De diez a veinte o más etapas de fractura incrementan el contacto con la formación y permiten producir grandes tasa iniciales y recuperación mejorada.
- ❖ El fracturamiento simultáneo o secuencial, utiliza cambios de los esfuerzos creados por fracturas en un pozo, por desviar fracturas en un pozo adyacente en una parte no estimulada de la roca produciendo significativas mejoras de la productividad en un solo tratamiento.

Las tecnologías actuales de extracción son dos y funcionan de manera complementaria: perforación horizontal y fracturamiento hidráulico. La primera tiene el propósito de atravesar y llegar a los yacimientos, mientras la segunda, a

través de presión de fluidos, aumenta la permeabilidad de la roca permitiendo la salida del gas natural.

3.2 PERFORACION HORIZONTAL

Incluyen aquellos pozos con ángulos de desviación cercanos a 90 grados, operacionalmente se obtienen ángulos mayores a 80 grados y son de alcance extendido. Para realizar una perforación horizontal, primero se perfora verticalmente para llegar unos pocos cientos de pies arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador gira en un ángulo de 45 grados para así taladrar a través del depósito de shale gas permitiendo una mayor extracción de este. Este tipo de pozos pueden proveer solución óptima en yacimientos de shale gas, permitiendo así una mejor recuperación y drenaje del yacimiento.

3.3 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación implementada para aumentar la productividad en pozos de petróleo y gas. Esta técnica crea unos canales de flujo en la formación que permiten disminuir el daño en la cara del pozo, restituir la comunicación entre la cara del pozo y la zona productora en yacimientos irregulares, y facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, en campos maduros.

La matriz de la formación de shale tiene una permeabilidad primaria al gas sumamente baja (microdarcys – nanodarcys), lo que constituye una roca prácticamente impermeable a los líquidos. El gas migra a través de las fracturas, por lo tanto, es imprescindible conectar varias de ellas, para poder alcanzar una producción suficientemente alta como para que el proyecto sea económicamente viable.

En este procedimiento se bombean fluidos (agua, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca aumentando la permeabilidad del canal para que el gas fluya hacia la superficie. Esto es de vital importancia para la extracción de shale gas, ya que este se encuentra en pequeños poros independientes de shale, los cuales necesitan un canal común para una extracción exitosa en masa, los propantes más comunes son: arena, cerámica, y polvo de aluminio.

El fracturamiento hidráulico ha permitido aumentar la producción de muchos pozos, pero algunos análisis de resultados de la implementación de la técnica, han permitido concluir que se cometen errores en la implementación y se presentan problemas tales como: pérdida de conductividad de la fractura, Screenouts, ineficiencia de la fractura, pérdida de la geometría de fractura; los cuales causan resultados de producción no esperados.

3.3.1 ¿Por qué fracturar en shale?

El principal objetivo de realizar un tratamiento en este tipo de yacimientos es obtener un caudal suficientemente alto de gas que permita la explotación económica.

En pozos de petróleo, la fractura hidráulica tiene el propósito no solo de incrementar el área de flujo, si no de abrir un canal de alta conductividad por el cual pueda fluir libremente el petróleo desde el yacimiento hacia el pozo. Para crear conductividad, la fractura además de tener alta permeabilidad en el canal, también debe tener espesor, ya que debe conducir un fluido viscoso a lo largo de esta a una determinada velocidad con una caída de presión mínima.

En el caso de pozos de gas, como carecen de alta viscosidad, ya que su valor en varios ordenes de dimensión inferior a la correspondiente al crudo, es mucho más importante el área del flujo que la conductividad del canal. Es por ello por lo que en este caso la superficie se crea por incremento de la longitud – o penetración

horizontal – de la fractura. El incremento del área de flujo en comparación con un pozo sin fracturar puede llegar a ser del orden de 10^6 o mayor.

3.4 COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE

La estructura de la roca shale se caracteriza por ser un yacimiento de doble porosidad (matriz y fractura o red de fracturas). Así, al igual que en los yacimientos convencionales, se asume que la matriz almacena la mayoría del gas, pero tiene muy baja permeabilidad. Por otra parte, las fracturas hidráulicas debido a su alta permeabilidad proveen la capacidad conductiva que se necesita para la producción, pero tienen una capacidad baja de almacenamiento de gas.

En cuanto a las similitudes, en yacimientos convencionales, el gas se almacena en los espacios porales de la matriz. En yacimientos de shale, el gas también se almacena en la matriz, la diferencia es que no se almacena en el volumen poroso sino se encuentra adsorbido en la superficie de los micro poros de la matriz (la absorción es el mecanismo de almacenamiento más importante en los shales). La cantidad de gas que puede ser absorbido es directamente proporcional a la presión del gas y al área superficial del poro (no a su volumen). Como la permeabilidad de la matriz es tan pequeña, el movimiento del gas a través de la misma, es por difusión.

Algunas lecciones aprendidas a lo largo de los años son:

- ❖ No hay shales iguales, este tipo de roca varía tanto areal como verticalmente incluso a lo largo del pozo.
- ❖ Diferentes tipos de shale, combinados con diferencias en los esfuerzos insitu y cambios en la geología suelen ser suficientes para requerir cambios de estimulación de un pozo y poder tener así mejores recuperaciones.

- ❖ Entender y reconocer el desempeño de este tipo de pozos requiere la identificación de un conjunto de datos críticos que deben ser recogidos para permitir optimizar y diseñar la estimulación.
- ❖ No hay un completamiento o diseño único para pozos en yacimientos de shale.

La primera necesidad es la identificación y obtención de información crítica suficiente para seleccionar y optimizar la estimulación y producir económicamente yacimiento, este conjunto de datos puede incluir sísmica 3D, cartografía geológica, el núcleo, el estudio petrofísico, registro de pozo abierto, DFITs, FET, comportamiento de la estimulación, información de flujo de retorno y respuesta de producción. Toda esta información puede no estar disponible a la vez, sobre todo en los primeros pozos, pero el reto es obtenerla rápidamente, verificar e incorporar la información de una manera que permita el aprendizaje eficiente. Uso de pozos verticales para explorar shale, técnicas de completamiento y respuestas de producción son un tema común en los nuevos plays.

Mejorar la colocación y la longevidad de las pequeñas fracturas (fisuras, microgrietas, laminaciones, etc.) debe mejorar y estabilizar la producción. Aunque las mejoras en la complejidad de la fractura no garantizan que las grietas mantengan una trayectoria de flujo viable. Se están abordando métodos mejorados de apuntalar las pequeñas fracturas, pero se necesita apuntalante desarrollado específicamente para apuntalar las fracturas y micro grietas naturales. Buoyant Proppant, agente de sostén más pequeño y propante formado in situ se han discutido.

El shale es diferente en muchos aspectos a las formaciones convencionales, por ejemplo:

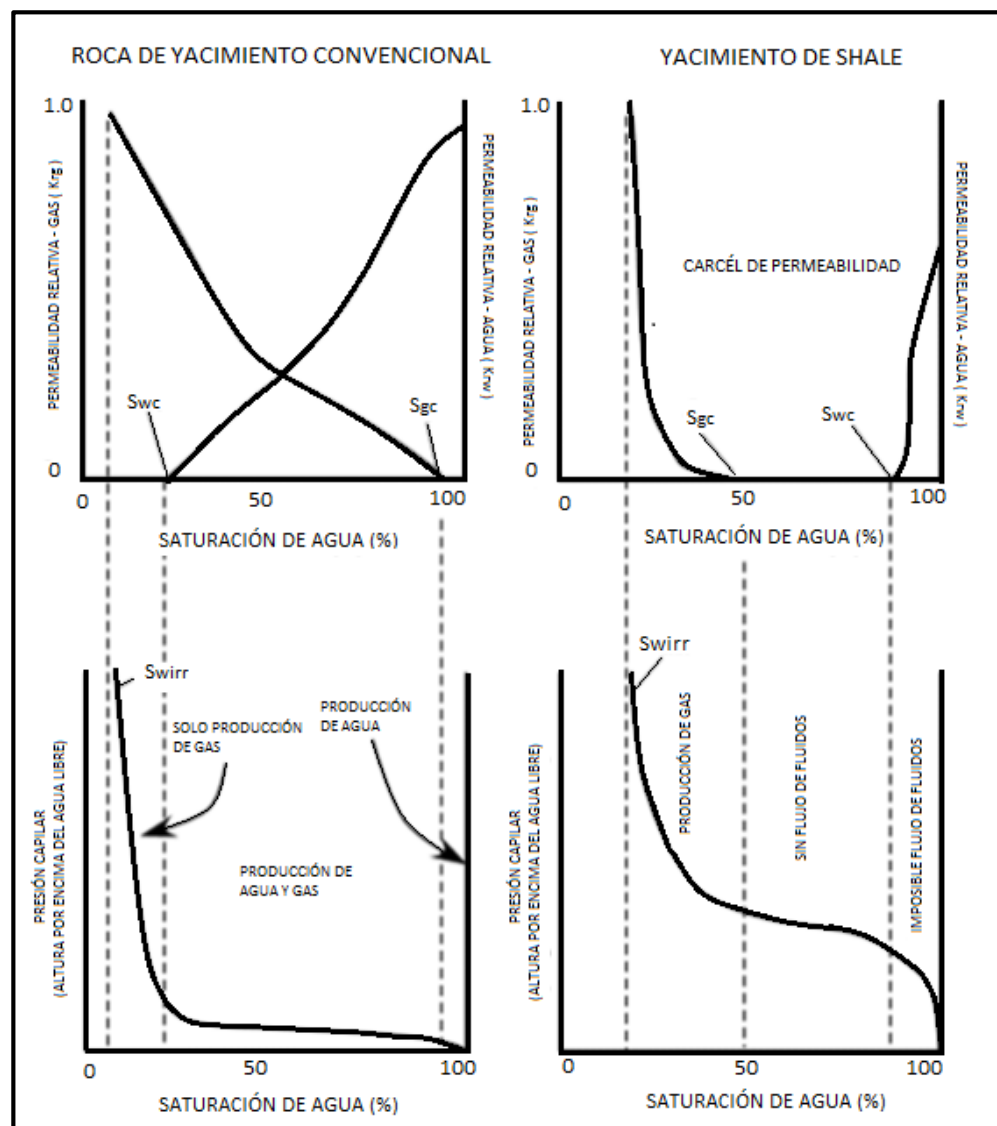
- ❖ Presión capilar: en yacimientos de baja permeabilidad puede ser hasta de 2000 psi, debido al pequeño tamaño de poro. Donde las fracturas hidráulicas tienen una permeabilidad grande, la presión capilar es muy

pequeña y puede despreciarse. Pero ésta jugará un rol importante en las fracturas naturales y la matriz, porque la presión capilar será la fuerza necesaria para embeber el agua dentro de la matriz y mantener el agua en las fracturas naturales.

- ❖ Permeabilidad Relativa: la mayoría de la literatura considera que la permeabilidad relativa para yacimientos convencionales es una representación correcta también para formaciones de shale. Pocos artículos presentan la permeabilidad relativa como inferior a las curvas convencionales. El problema con las curvas convencionales es que considera cualquier incremento en el agua de formación como una permeabilidad relativa del gas inferior. Esto se contradice con la práctica real, ya que cuando el agua es expuesta a la matriz, esta no solo no reduce la permeabilidad relativa sino que incluso algunas veces aumenta el flujo de gas si el pozo está cerrado.
- ❖ Cárcel de Permeabilidad (permeability jail): La cárcel de permeabilidad es un término acuñado por una de las curvas de permeabilidad relativa, recientemente adaptado derivado de la literatura de areniscas de baja permeabilidad. Blasingame (2008), afirmó que en realidad el pobre desempeño del pozo se explica por el concepto de la cárcel de permeabilidad. Debido al esfuerzo de sobre carga y la saturación parcial del agua, la permeabilidad relativa de un yacimiento de baja permeabilidad pueden cambiar. Como en la figura 15, la cárcel de permeabilidad describe la región de saturación a través de la cual hay permeabilidad eficaz insignificante al agua o gas (Shanley et al. 2004). En la formación convencional, la saturación crítica del agua y la saturación de agua irreducible ocurren en valores similares, pero en formaciones de baja permeabilidad, ocurren a valores de saturación de agua muy diferentes.

En formaciones convencionales, la falta de producción de agua implica que la formación está cerca de la saturación de agua irreducible. Sin embargo en una formación de baja permeabilidad, la falta de reflujo de agua es debido a que la saturación de agua es inferior a la saturación crítica del agua, y no debido al hecho de que la saturación del agua es igual a la saturación de agua irreducible.

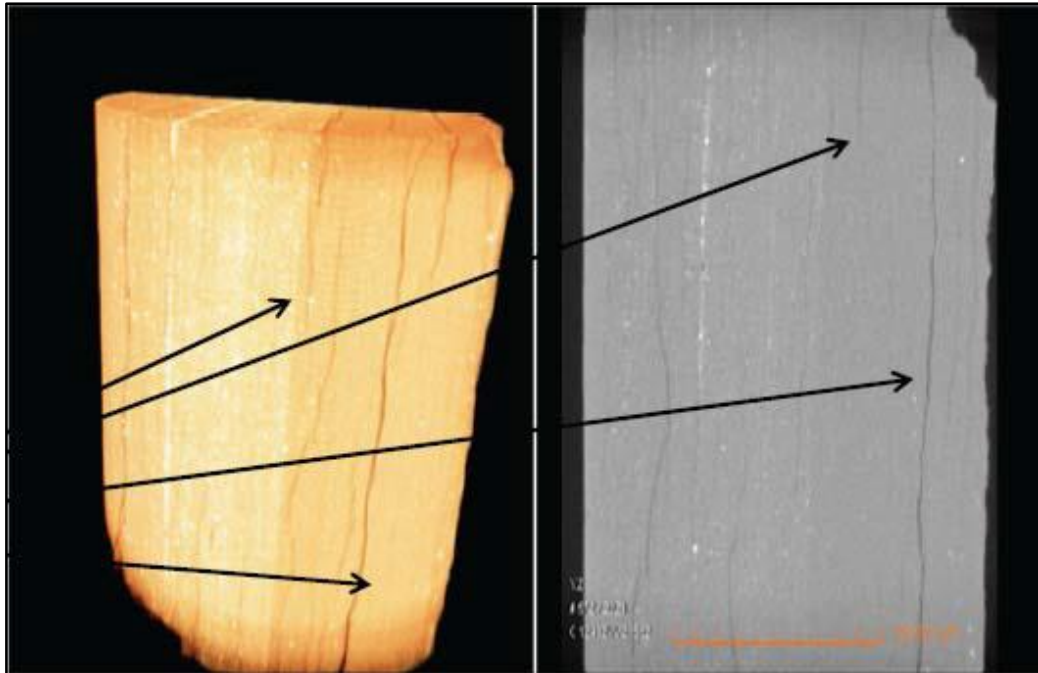
Figura 15. Permeabilidad relativa-gas y presión capilar vs saturación de agua en yacimientos convencionales y no convencionales



Fuente: ALKOUH Ahmad, WATTENBARGER Robert A. Modificada de “New Advances in Shale Reservoir Analysis Using Flowback Data”. SPE, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 20

- ❖ Imbibición: Odusina et al. (2011) es uno de los pocos estudios que hicieron un experimento con núcleos de (1x1) in, pero informó fracturas naturales presentes en la muestra, lo que podría mostrar el efecto de la imbibición desde las fracturas y no desde la matriz como se muestra en la figura 16. El autor concluyó que las formaciones de Eagle Ford y Barnett, mostraron preferencia por la imbibición al agua. Wang et al. (2010) llevó a cabo un estudio de imbibición sobre un núcleo delgado (1 a 5 mm) que es de un afloramiento de shale. El autor informó disolución mineral (fractura) y agrietamiento debido a la hinchazón de la arcilla durante el proceso de imbibición. Esto demuestra que la prueba se ve muy afectada por el micro-fractura y no por la matriz.

Figura 16. Imagen de una muestra de Shale del Barnett, con micro-fracturas.



Fuente: ALKOUH Ahmad, WATTENBARGER Robert A. Modificada de “New Advances in Shale Reservoir Analysis Using Flowback Data”. SPE, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013.

- ❖ Mineralogía y humectabilidad: Chalmers et al (2012) mostró un diagrama ternario mineralógico de los diferentes minerales, para formaciones de shale como Barnett, Haynesville, Woodford y Marcelo. La mayoría de estas formaciones consisten principalmente de arcillas y cuarzo. Las paredes de la materia orgánica no han sido humedecidas con agua desde que fueron creadas por la generación de gas, por lo que nunca han contenido agua. A diferencia del material orgánico, las arcillas son mojadas con agua.
- ❖ Roychaudhuri et al (2011) realizó imbibición de agua en muestras de shale y concluyeron que la arcilla y el porcentaje de contenido de materia orgánica tienen un efecto sobre la imbibición. Si la muestra tiene menos arcilla y más contenido orgánico total (TOC), embebe menos agua y viceversa. La razón de esto es que las arcillas son generalmente mojadas por agua, que causa que más agua se sienta atraída por la superficie de la matriz. Por otro lado, la materia orgánica no es mojada con agua, por lo que repele el agua, y su presencia provoca que más agua sea rechazada de la superficie de la matriz. Esto apoya el concepto de que la formación de shale tiene un complejo sistema heterogéneo de mojabilidad.

A diferencia de las formaciones convencionales, las formaciones de shale tienen mayor presión capilar debido al pequeño tamaño de los poros y al mismo tiempo la permeabilidad relativa es menor que en las curvas convencionales; también puede tener la cárcel de permeabilidad donde ningún fluido fluirá a algunos valores de saturación. La imbibición es reportada en shale, pero la mayoría de los autores lo atribuyeron a micro-fracturas (grietas). Las formaciones de shale tienen una mojabilidad heterogénea, debido a la mineralogía mixta de las arcillas que son mojadas por agua, y la materia orgánica que no es mojada por agua. Además, los

fluidos de fracturamiento y refracturamiento tienen aditivos que alterarán la mojabilidad. Esto hace difícil predecir las formaciones de shale.

3.5 INFLUENCIA DE LA ROCA SHALE A LA HORA DE FRACTURAR Y REFRACTURAR.

- ❖ En formaciones de baja permeabilidad (shale) se requieren fracturas largas y delgadas a diferencia de las formaciones de alta permeabilidad que se requieren fracturas cortas y anchas esto es debido a que se requiere un área de flujo máxima.
- ❖ En este tipo de formaciones es fácil hacer fracturas significativamente más conductivas que la formación debido a la baja permeabilidad de la formación, estas formaciones poseen rigidez y fragilidad suficiente para mantener abiertas las fracturas.
- ❖ En general las arcillas ricas en cuarzo, promueven la creación de sistemas ramificados de fracturas, mientras que en las lutitas ricas en contenido de arcillas como muchas lutitas del cretácico son más plásticas (dúctiles), absorben mayor energía, requieren altas presiones de fractura y favorecen las fracturas en un solo plano este último tipo de lutitas constituyen buenas barreras de fractura y roca sello.
- ❖ Los sistemas de lutitas productoras de gas pueden ser sobre-presurizados, sub-presurizados o normales. Los beneficios de tener altas presiones en el yacimiento son un mayor volumen de gas almacenado en un volumen dado de arcilla, también permite el fracturamiento a bajas presiones debido al reducido esfuerzo efectivo y mantiene abiertas las fracturas naturales e inducidas durante la producción inicial. Cuando la producción disminuye con el paso del tiempo, el gas adsorbido es desorbido de la superficie interna de los micro poros y junto con el gas libre almacenado en los micro poros, se difunde y fluye a través de la matriz dentro de la red de fracturas, en donde se dirigirá hacia los pozos.

- ❖ Ningún yacimiento de shale es igual a otro hay diferencias importantes entre cada uno de ellos por lo que el método y tecnología utilizada en uno de ellos no necesariamente garantiza el éxito en otros, este tipo de roca varía tanto areal como verticalmente incluso a lo largo del pozo.
- ❖ Es difícil detectar los límites en este tipo de formaciones por lo que posicionar el pozo para asegurar la máxima producción de hidrocarburos en múltiples capas del yacimiento es algo complejo.
- ❖ En el caso de pozos de gas, como carecen de alta viscosidad, ya que su valor es varios órdenes de dimensión inferior a la correspondiente al crudo, es mucho más importante el área del flujo que la conductividad del canal. Es por ello por lo que en este caso la superficie se crea por incremento de la longitud o penetración horizontal de la fractura.
- ❖ No hay una estimulación de shale universal, aunque los elementos de diseños de fractura son a menudo similares. Fracturas de agua dominan, pero las fracturas con gel pueden ser mejores para shales dúctiles donde la capacidad de flujo es más crítica a diferencia de los shales frágiles.
- ❖ La productividad es limitada por la capacidad de la formación para entregar hidrocarburos a la fractura.
- ❖ El volumen de fluido requerido para el tratamiento en pozos de baja permeabilidad es significativamente mayor al requerido por un yacimiento de alta permeabilidad.
- ❖ Las arcillas son heterogéneas, la calidad del yacimiento y la producción variaran aun entre yacimientos muy cercanos.
- ❖ El almacenamiento de hidrocarburos y los mecanismos de producción aún no están bien entendidos, esto complica la estrategia de terminación.
- ❖ La saturación de gas inicial en yacimientos de lutitas productivas es típicamente alta, mientras que en la saturación inicial de agua es generalmente baja por debajo del 30%, estos parámetros son difíciles de medir en este tipo de formaciones, formaciones ricas en materia orgánica y

muy bajo contenido de agua como Bakken, Marcellus, Lewis y Barnett producen muy poca o nada de agua.

- ❖ Identificar las zonas productivas y los fluidos en las zonas, así como predecir las zonas de producción de agua es complicado.
- ❖ Se requieren muchos días para estimular múltiples etapas y poder lograr un fracturamiento efectivo, lo que con lleva a mayores costos.
- ❖ El rendimiento de un pozo de shale decae abruptamente después del primer o segundo año de explotación.
- ❖ Los fluidos de fracturamiento y refracturamiento tienen aditivos que alterarán la mojabilidad. Esto hace difícil predecir las formaciones de shale.
- ❖ Diferentes tipos de shale, combinados con diferencias en los esfuerzos insitu y cambios en la geología, suelen ser suficientes para requerir cambios de estimulación de un pozo y poder tener así mejores recuperaciones.
- ❖ Entender y reconocer el desempeño de este tipo de formaciones requiere la identificación de un conjunto de datos críticos, que deben ser recogidos para permitir optimizar y diseñar la estimulación.
- ❖ La combinación de características que poseen este tipo de formaciones como lo son grano fino, alto contenido de arcilla, poros pequeños y baja permeabilidad y normalmente se encuentran saturadas con agua de formación hace que los shale Gas sean altamente susceptibles a fenómenos de inestabilidad.

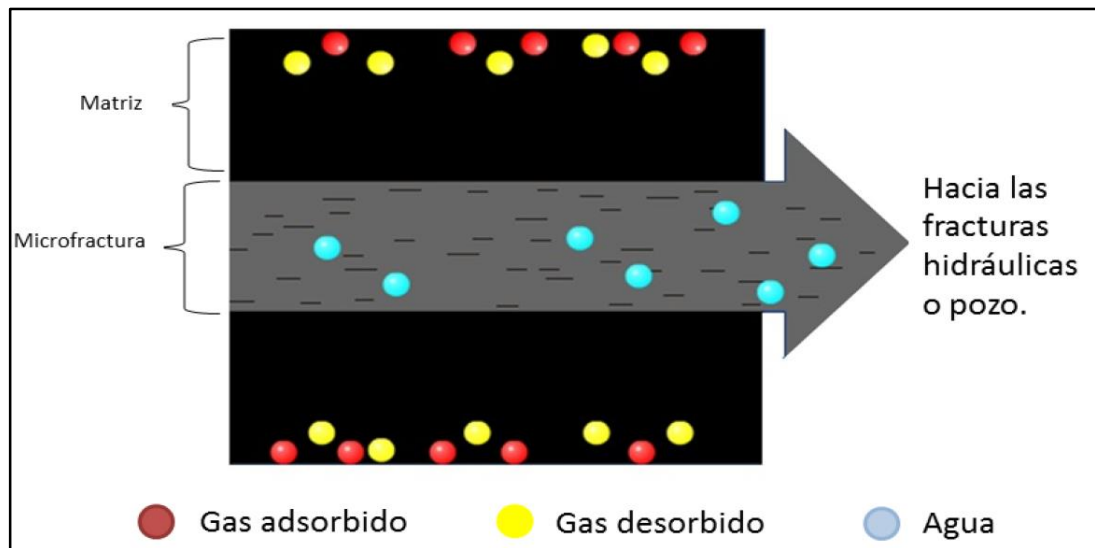
3.6 MECANISMOS DE TRANSPORTE EN SHALE

Debido a que la estructura de este tipo de roca es diferente ocurren principalmente 3 procesos los cuales dominan en diferentes momentos durante la producción: desorción, Difusión y Flujo Darcy.

- ❖ Desorción: La adsorción del gas es un fenómeno de superficie y es causado por las fuerzas de atracción intermoleculares. La desorción es el proceso opuesto a la adsorción.

De esta forma, las moléculas adheridas a la superficie de la roca, empiezan a desprenderse debido a la caída de presión (ver figura 17). La relación de equilibrio entre el gas adsorbido y el gas desorbido que ocurre en la superficie del shale, está dada por la isoterma de langmuir y es función de la presión ya que a medida que se reduce la presión, una mayor cantidad de gas se libera.

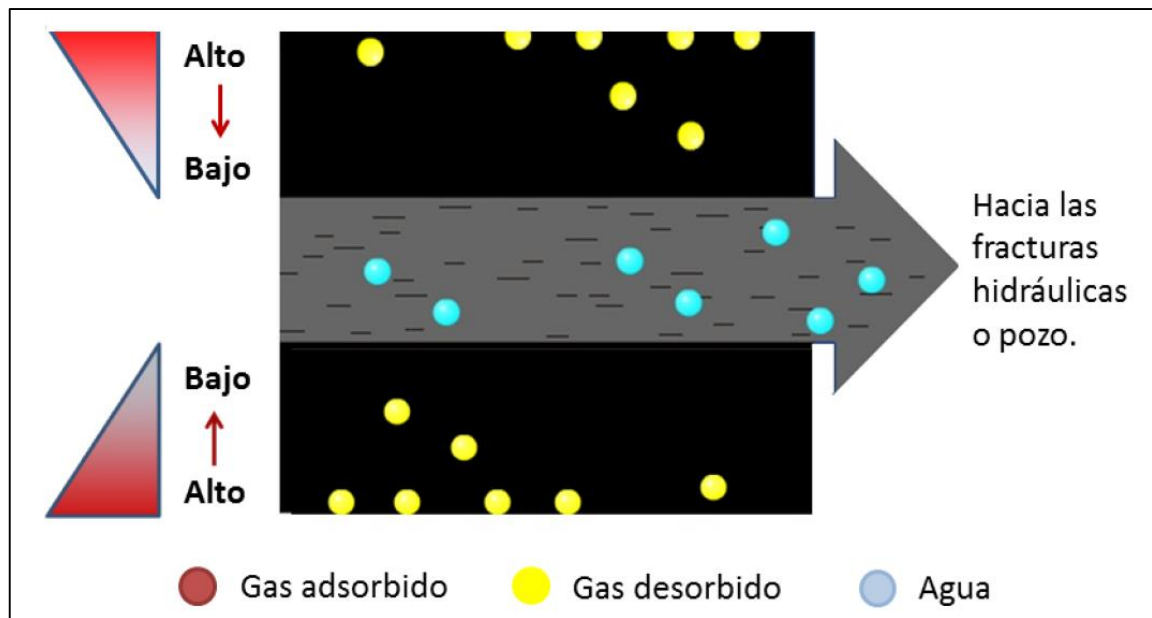
Figura 17. Desorción del gas



Fuente: MORAD Kamal. Reservoir Engineering Aspects of CBM. 2006

- ❖ Difusión: Después de la desorción, el gas empieza a desplazarse por la matriz; pero, debido a que la permeabilidad de esta es bastante pequeña (casi despreciable), el gas no se moverá a través de la misma con flujo Darcy. El mecanismo de transporte por la matriz es entonces difusión.

Figura 18. Difusión del gas.

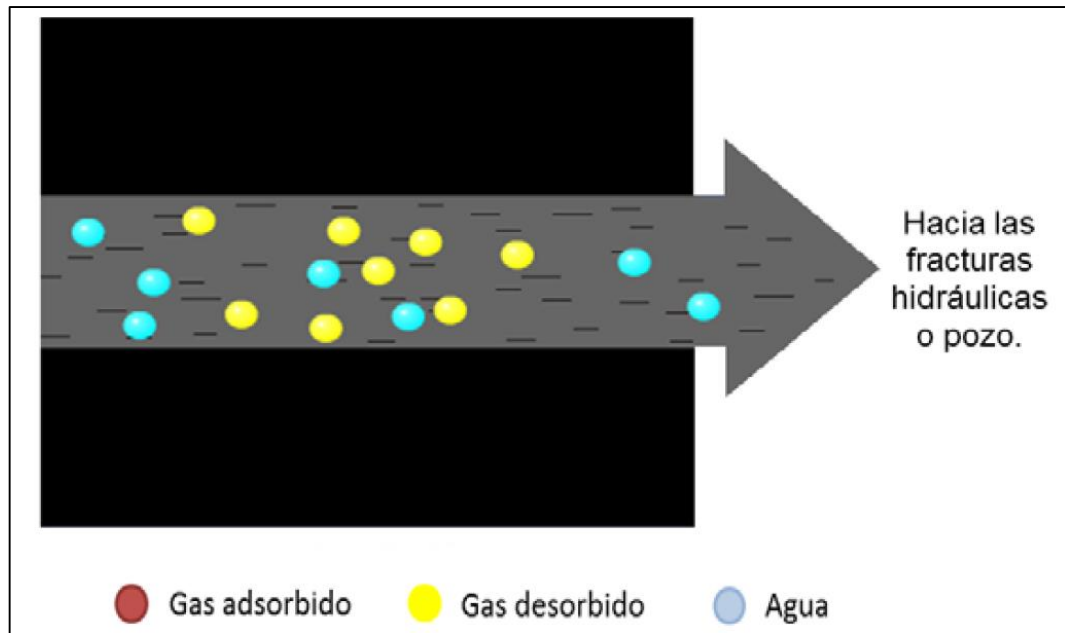


Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

Esto se da porque, como se observa en la figura 18, se tiene una alta concentración de gas lejos de la fractura, y una baja concentración cerca de la misma. Esta diferencia de concentración hace que el gas se mueva por difusión desde la matriz hacia las fracturas.

- ❖ Flujo Darcy: Finalmente el gas entra a las micro fracturas y posteriormente a las fracturas hidráulicas desde donde viajara gobernado por la ley de Darcy hacia la cara del pozo productor (ver figura 19).este mecanismo es controlado por el gradiente de presión entre el yacimiento y el pozo.

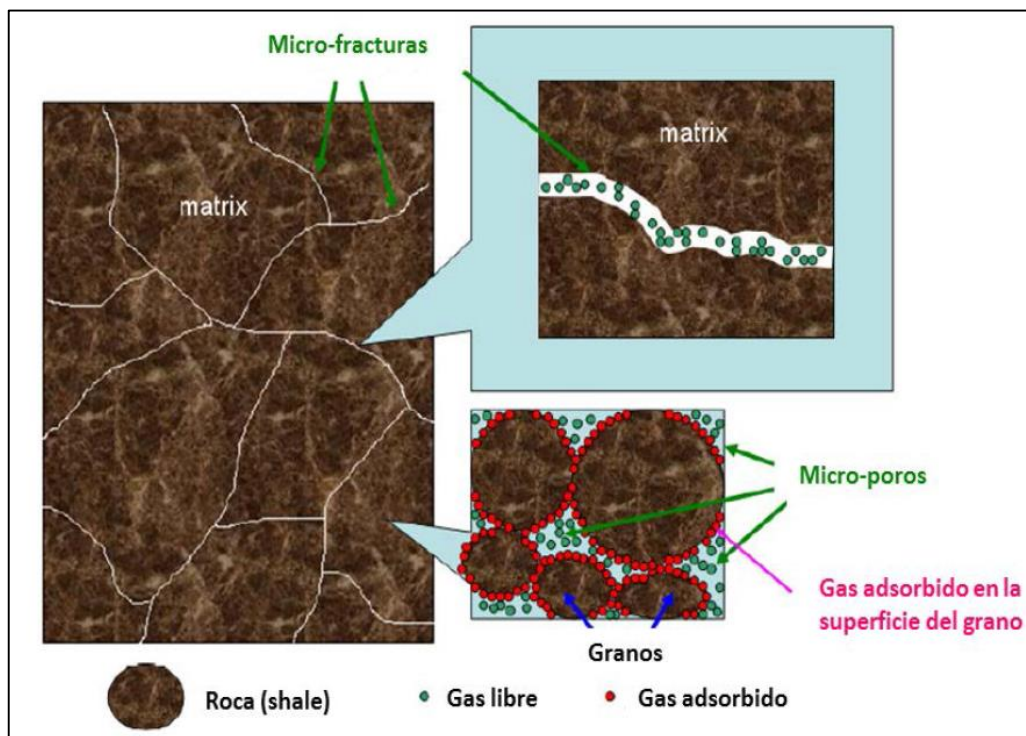
Figura 19. Flujo darcy en las fracturas



Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

En la figura 20 se representa la porosidad de matriz, de las fracturas naturales y de adsorción. Aunque la porosidad de adsorción no es espacio poroso real, se define la fase de gas adsorbido como una porosidad imaginaria debido a que representa una capacidad de almacenamiento para el gas en los yacimientos de shale.

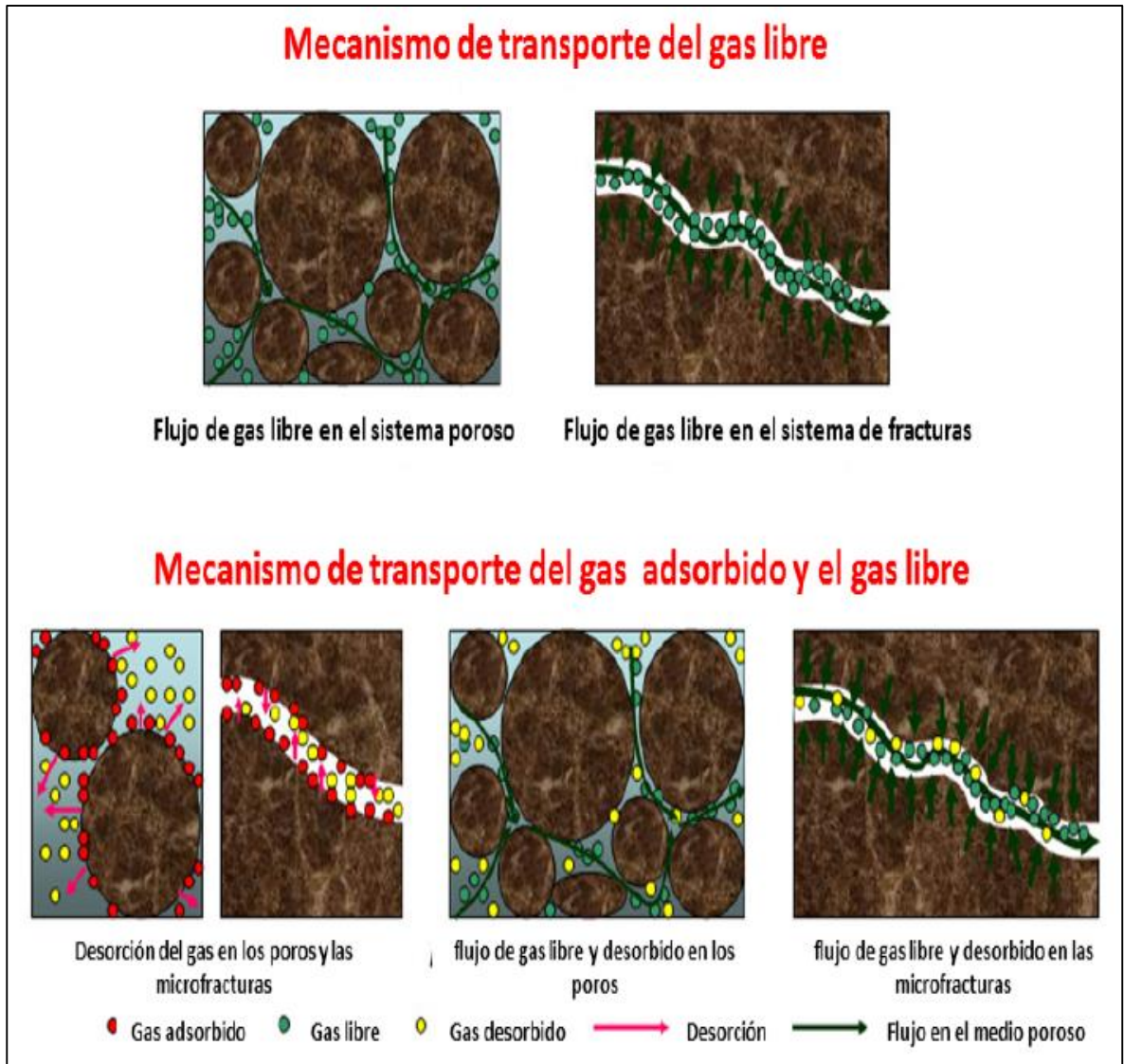
Figura 20. Mecanismos de almacenamiento en yacimientos de shale gas.



Fuente: Michael J.Economides, SPE 2011.

La figura 21 muestra al shale como un mecanismo de transporte en el que el flujo a través de las fracturas induce un flujo en la matriz y con una suficiente caída de presión, el gas adsorbido en la superficie de los granos se libera a las micro fracturas y a los poros de la matriz. Finalmente el gas desorbido fluye por difusión desde los poros de la matriz hasta las micro fracturas para después ser producido.

Figura 21. Mecanismos de flujo de los yacimientos de shale gas



Fuente: Michael J.Economides, SPE 2011.

4 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

En el pasado la metodología de selección de candidatos había sido centrada en el bajo rendimiento de los pozos. Este enfoque simplista llevo a decepcionantes resultados y ha llevado a una errónea concepción sobre el refracturamiento. Solo la producción estática de los pozos no puede ofrecer una metodología efectiva para la selección de candidatos. Otros parámetros tales como la alta presión de fondo, reservas recuperables, terminación inicial y respuesta favorable a trabajos de fractura originales podrían jugar un papel importante en el éxito del refracturamiento. De hecho, estudios han demostrado que la pobre selección o bajo rendimiento de pozos para reestimulación son probablemente el resultado de la mala selección de candidatos.

4.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Para implementar un tratamiento de refracturamiento hidráulico en un pozo, se deben tener en cuenta algunos criterios que permitan seleccionar pozos con gran potencial, con el fin de aumentar la probabilidad de éxito del tratamiento. Los aspectos más importantes a tener en cuenta son:

- ❖ Estimar las reservas actuales del yacimiento al implementar el refracturamiento hidráulico, para determinar el potencial de producción de la zona productora.
- ❖ Analizar los datos de producción de los pozos, con el fin de identificar aquellos pozos en los que está cayendo la producción; y realizar una simulación para analizar el potencial de producción de estos pozos.

- ❖ Identificar los problemas y las técnicas mal implementadas, del tratamiento de fracturamiento hidráulico, con el fin de remediar dichos problemas y utilizar la técnica más adecuada al implementar el refracturamiento.
- ❖ Analizar el rendimiento de los pozos, para tener en cuenta si los pozos respondieron favorablemente al fracturamiento. Si el pozo respondió favorablemente al fracturamiento, existe gran posibilidad que el refracturamiento sea exitoso.
- ❖ Realizar pruebas de Build-Up para determinar la longitud de la fractura inicial y determinar que tanto drenó esta fractura.
- ❖ Realizar un análisis de las condiciones actuales de la fractura con el fin de determinar la eficiencia, longitud y conductividad. Para ello se deben implementar dos técnicas: la primera técnica involucra el análisis de los datos de rendimiento para determinar la longitud y conductividad de la fractura real. La segunda técnica involucra el uso de conceptos de diseño de fracturamiento para evaluar la longitud y conductividad de la fractura creada. Una similitud entre la longitud de la fractura real y la longitud de la fractura creada nos proporciona datos sobre la fractura. Una discordancia en los datos nos indica la existencia de un problema.
- ❖ Clasificar los pozos por la calidad del tratamiento de fracturamiento hidráulico y la calidad de la fractura inicial; para ello se deben organizar dos grupos de pozos: la primera categoría es de los pozos con producción suficiente o pozos que tengan datos de pruebas de presión para determinar la longitud de la fractura, conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación. La segunda categoría corresponde a los pozos donde el análisis post-fractura no es completo. Algunas pruebas no se pueden medir ya que se presenta dificultad en la determinación exacta de la presión de fondo. Cuando el análisis post-fractura no se puede desarrollar por completo, la información de pozos offset puede ser un indicativo del potencial de producción del pozo.

- ❖ Evaluar el fracturamiento más exitoso en el campo y la posibilidad de crear una fractura igual a ese tratamiento o evaluar la factibilidad técnica de crear una fractura más eficaz en el refracturamiento.
- ❖ Determinar la factibilidad económica de incrementar la producción con una fractura más eficaz que la fractura inicial. Pozos que muestran poca producción en el fracturamiento pueden ser descartados para un refracturamiento.
- ❖ Realizar una simulación del refracturamiento con el fin de analizar el éxito del tratamiento con las condiciones actuales del yacimiento.
- ❖ Evaluar el costo económico del tratamiento del refracturamiento frente al incremento de la producción y las reservas.

Otras variables significativas en la selección desde un punto de vista estadístico son, el volumen poroso, espesor poroso que representa en gran parte la calidad del yacimiento, terminación inicial, factor de recuperación final estimada, factor de recuperación acumulada que representa el desempeño del pozo, variables como la ubicación de los pozos se tienen en cuenta únicamente cuando la calidad del yacimiento no es uniforme.

4.2 METODOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La reestimulación de pozos existentes representa un enorme recurso sin explotar en formaciones apretadas. El estudio del GTI investigo tres formas principales de metodologías para la selección de candidatos a reestimulación: comparaciones de los rendimientos en producción, tecnología de reconocimiento de patrones (métodos de inteligencia virtual) y la producción de la correspondiente curva tipo.

4.2.1 Comparación del rendimiento de la producción

En los términos más simples, este método esencialmente compara el rendimiento de la producción de cada pozo en el área de interés, e identifica los pozos de bajo rendimiento que podrían ser candidatos a reestimulación. Sin embargo, el proceso también compara la producción en el ciclo de vida, rendimientos tempranos y los más recientes, cada uno por separado para proporcionar perspectivas sobre el porqué un pozo puede ser de bajo rendimiento y cuenta para la depleción asociada con la perforación de relleno (infill). La desventaja de esta técnica es que no identifica a los pozos con las mayores producciones que podrían mejorarse, y ser la fuente más favorable de la economía de la reestimulación. Además, donde la heterogeneidad del yacimiento es alta y naturalmente fracturada, solo comparaciones en la producción no pueden distinguir entre la variabilidad del yacimiento y la efectividad del completamiento. Sin embargo, la selección de pozos de bajo rendimiento, particularmente donde las propiedades del yacimiento y las prácticas de completamiento/estimulación son más uniformes, sería un enfoque valioso de reconocimiento de candidatos.

4.2.2 Tecnología de reconocimiento de patrones

Este método utiliza redes neuronales artificiales y algoritmos genéticos para identificar candidatos potenciales a reestimulación. Las redes neuronales artificiales son utilizadas para reconocer patrones cómo varios parámetros de entrada (por ejemplo, ubicación, geología, perforación, completamiento, estimulación e información de workover) y parámetros de salida (por ejemplo, producción). Esta información sirve para varios propósitos útiles. Primero, la contribución relativa de los parámetros geológicos y de yacimiento (es decir los, incontrolables) se pueden separar desde la perforación, completamiento, y los parámetros de estimulación (es decir, los controlables). Esto es en efecto la separación de los componentes del yacimiento y del completamiento (es decir, la

permeabilidad y el daño). Luego, mediante la comprensión de los parámetros controlables que tengan el mayor impacto sobre la respuesta de la producción (es decir, los "impulsores del rendimiento"), los patrones pueden ser identificados para inferir "las mejores" (o "peores") prácticas. También, pueden obtenerse percepciones sobre las causas del bajo rendimiento del pozo y cómo tratarlo. Por ejemplo, si el uso del lodo pesado se identifica como una "mala" práctica, entonces el daño causado por el lodo puede ser un problema con el rendimiento del pozo, y los tratamientos pueden ser diseñados específicamente para solucionar ese problema. Los algoritmos genéticos se utilizan para "optimizar" los parámetros de entrada para cualquier pozo, y los pozos donde existen las mayores discrepancias entre el desempeño real del pozo y el rendimiento optimizado, son identificados como candidatos a reestimulación. La dificultad con este enfoque global es que con frecuencia la cantidad, tipo y calidad de los datos disponibles son insuficientes para realizar un análisis exhaustivo; todos los datos técnicos utilizados para un análisis deben estar disponibles para todos los pozos. Como resultado, este enfoque puede verse comprometido por la falta de información importante del rendimiento del pozo así como de las propiedades del yacimiento.

4.2.3 Curvas tipo de producción

El enfoque ideal para la selección de candidatos a reestimulación, es entender directamente el impacto relativo de las propiedades del yacimiento (es decir, permeabilidad y daño) y del completamiento, sobre el desempeño de cada pozo individual, y seleccionar los pozos de alta-permeabilidad y alto daño para la reestimulación. Desafortunadamente la obtención de dicha información puede ser costosa si se abordó a través de una prueba transitoria de presión convencional. Un enfoque alternativo es utilizar las curvas tipo de producción; tales curvas han sido desarrolladas específicamente para los pozos de arena apretados (tight) fracturados hidráulicamente y pueden proporcionar estimaciones de la

permeabilidad, daño y área de drenaje con datos relativamente limitados. El problema de este enfoque es el ruido de los datos de producción normalmente disponibles, además de las interdependencias inherentes de los parámetros de salida, hace que la capacidad de lograr un resultado único sea difícil. Finalmente, puesto que estos métodos requieren valores de espesor neto para cada pozo, alguna labor intensiva interpretativa puede ser requerida y, potencialmente, también puede ser necesaria una evaluación petrofísica. Sin embargo, con una comprensión de estas limitaciones, estos enfoques pueden utilizarse en un sentido relativo a identificar a los potenciales candidatos a reestimulación.

La mayor parte de los métodos mencionados anteriormente son para pozos verticales, aunque los mismos métodos de selección de candidatos pueden ser usados para pozos horizontales en yacimientos de shale gas pero hay limitaciones.

De los estudios realizados por el GTI se llegó a la conclusión de que cada método daba buenos resultados en campos diferentes, también se concluyó que identificar definitivamente un método de selección de candidatos como el más efectivo es complicado, ya que cada método tiende a seleccionar diferentes pozos por diferentes motivos según las características del yacimiento, por lo cual el desempeño de cada método es específico de cada campo y un criterio de selección no puede ser universalmente aplicado; más bien que la metodología de selección para candidatos debe ser personalizada para adaptarse a situaciones particulares. El criterio de selección para candidatos a refracturamiento de un conjunto de pozos dado en un campo, variara dependiendo de las condiciones predominantes.

El GRI (Gas Research Institute), actualmente llamado GTI (Gas Technology Institute), por medio de observaciones anecdóticas encontró lo que se ha denominado la regla "85/15". Específicamente, esta "regla" señala que el 85% del potencial de refracturamiento para un campo dado, existe en el 15% de los pozos; la clave de cualquier programa exitoso de refracturamiento por lo tanto, es ser

capaz de identificar correctamente y confiablemente ese 15% de los candidatos con alto potencial. Otro hallazgo importante fue determinar que el método correspondiente a la producción de curvas tipo, es típicamente no aplicable en yacimientos de shale gas, debido a la variabilidad en las redes de fracturas complejas de pozo a pozo y a la falta de instrumentos de diagnóstico para cuantificar las características de la fractura para análisis profundos, debido a que este método se basa solamente en el potencial de producción incremental, dando más peso a los pozos más productivos en un campo, se debe utilizar principalmente cuando la calidad de los datos de producción es buena y cuando se dispone fácilmente de información petrofísica y de las fracturas. La selección basada únicamente en la información de producción tendría las mismas limitaciones enfrentadas anteriormente.

Por lo tanto hay una necesidad para especificar metodologías para la selección de candidatos a refracturamiento en yacimientos de shale gas, posteriormente se darán a conocer las metodologías que pueden ser utilizadas en estos yacimientos.

4.2.4 Un novedoso método para la selección de candidatos a refracturamiento en pozos horizontales de yacimientos de shale gas.

Un flujo de trabajo para la identificación de un candidato a refracturamiento debe tener en cuenta tanto el potencial productivo de la roca del yacimiento y las principales causas del bajo rendimiento de los pozos en shale, relacionadas con la perforación, completamiento y producción. El método presentado en el documento tiene dos niveles. El primer nivel es puramente estadístico donde se obtiene una corta lista de candidatos mediante comparaciones de rendimiento de la producción y detalles de los trabajos de completamiento inicial. El segundo nivel es el modelo base, que integra el primer nivel de análisis estadístico con los datos disponibles de petro-física y la información geológica.

El éxito de un refracturamiento después de una buena selección de candidatos, también depende de un diseño óptimo del refracturamiento y de una ejecución operacional exitosa. La micro-sísmica de imagen durante la operación y técnicas de desviación de fluidos en tiempo real son tecnologías claves en la ejecución de un diseño exitoso de una nueva fractura (aguas, 2009; Potapenko, 2009).

4.2.4.1 Información requerida

La información típica del shale del Barnett incluye: el tipo de completamiento (revestimiento/información cementación), el tipo de fluido, el volumen de líquido de fracturamiento bombeado (volumen de ácido y agua de fracturamiento), longitud de las etapas perforadas, número de etapas y la cantidad de propante bombeado (con los números de malla).

Los datos disponibles del completamiento dan una idea del tamaño del trabajo y se utilizan para calcular un índice de completamiento para la comparación relativa. Datos mensuales de producción se utilizan para calcular los indicadores de producción. Un indicador de producción adecuado basado en la longitud de la historia de la producción de la población de pozos se utiliza para la comparación.

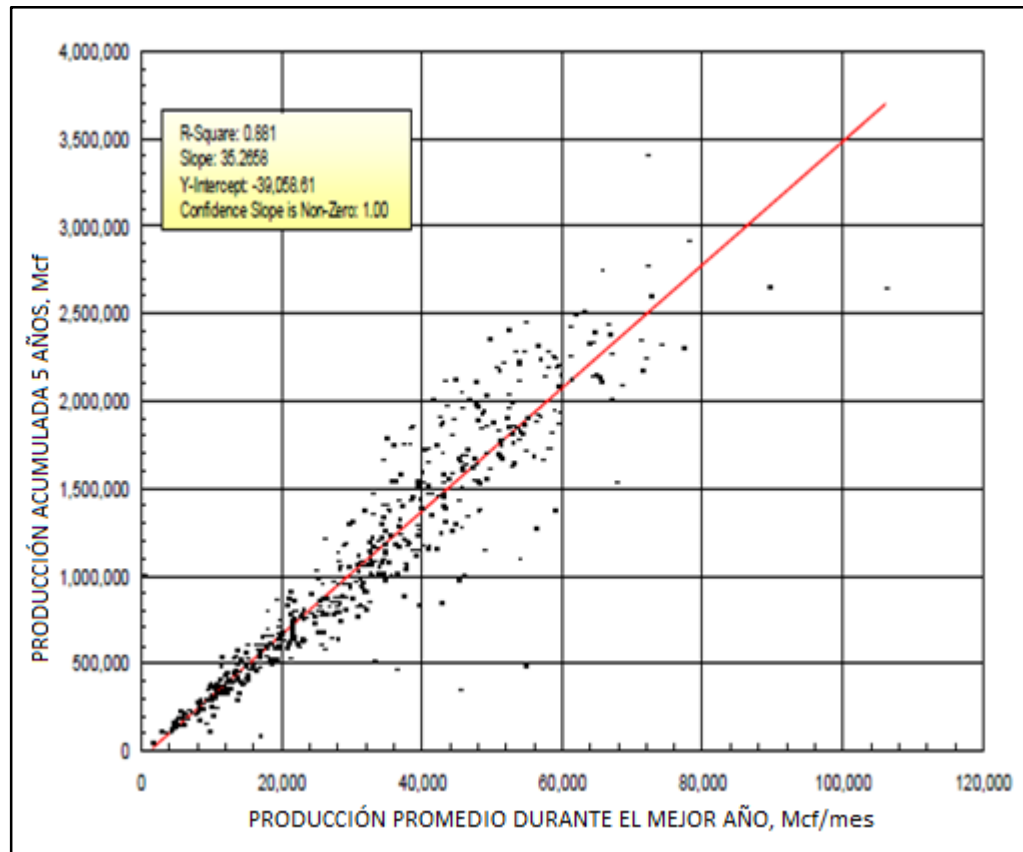
4.2.4.2 Indicadores de producción, indicadores de completamiento e indicadores de la calidad del yacimiento

El primer nivel de análisis de datos es puramente estadístico y utiliza indicadores de producción e indicadores de completamiento derivados de detalles del trabajo inicial de completamiento. Este paso reduce el número de candidatos potenciales a ser analizados en el segundo nivel.

4.2.4.2.1 Indicadores de producción

Los indicadores de producción a tiempos normalizados son frecuentemente usados para comparar pozos productores. Producción inicial (Mscf/d), máxima producción mensual (Mscf), primeros 12 meses de producción de gas (Mscf), mejor movimiento promedio de producción de 12 meses consecutivos (Best-12), son ejemplos de esos indicadores. El indicador de producción utilizado debe ser representativo del comportamiento a largo plazo de la producción. El estimado de recuperación final (EUR) sería el mejor indicador de la producción pero para pozos horizontales en yacimiento de shale. Los estimados de recuperación final (EUR) a menudo son subjetivos y cambian a medida que se disponga de más datos de la producción debido al comportamiento de flujo lineal prolongado, y la ausencia de límites de flujo disponibles, en la historia de producción. A menudo los primeros 12 meses de producción de gas o los mejores 12 meses de producción de gas, están bien correlacionados a un largo plazo de producción (producción acumulativa de 5 años o 10 años) y pueden utilizarse como una representación de la producción a largo plazo. La figura 22, muestra la correlación entre la producción acumulada de gas en 12 meses consecutivos (Best-12) y 5 años acumulados de un campo de tight gas. Los pozos que se caen de la línea de tendencia indican que había buena producción inicial pero que la recuperación a largo plazo era pobre. Esto a menudo es causado por el daño gradual durante la producción o gas limitado en el lugar.

Figura 22. Correlación entre el indicador de producción a corto plazo y uno a largo plazo.

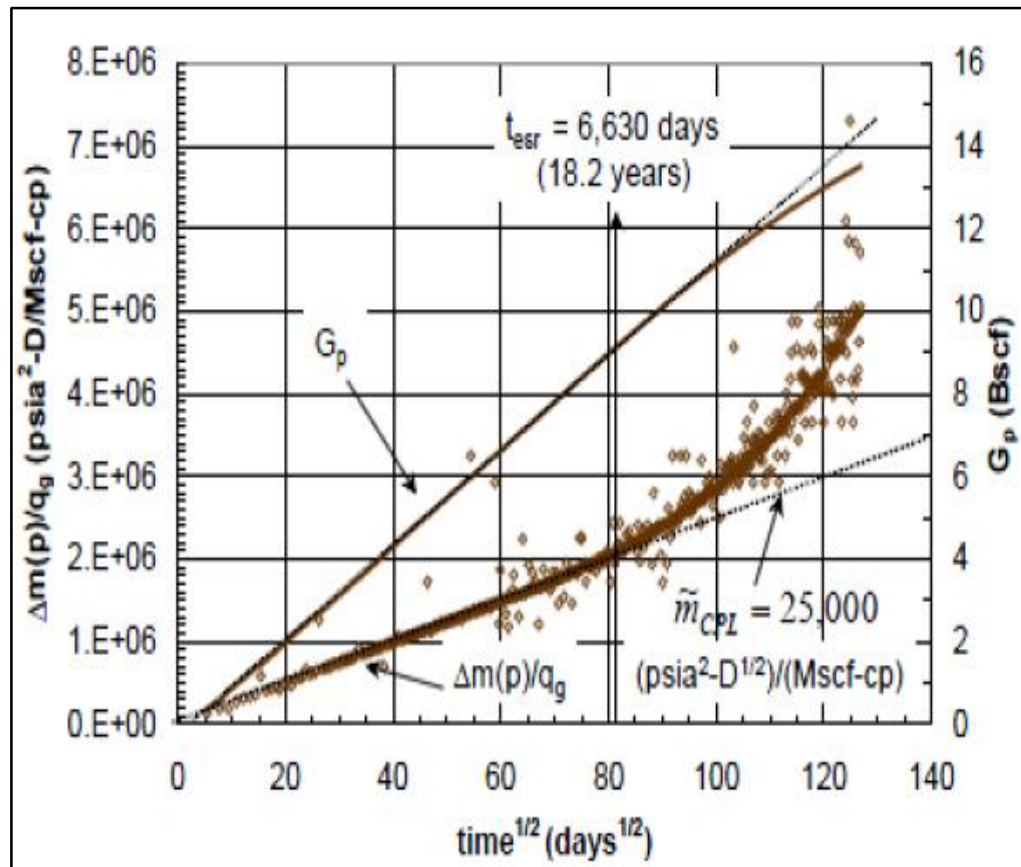


Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Además de las estadísticas de producción basadas en indicadores de rendimiento, los indicadores de producción pueden derivarse de plots de diagnósticos de producción especializados, tales como plots de la raíz cuadrada de tiempo. La figura 23, muestra los datos del caudal inverso normalizado y la producción de gas acumulada con la raíz cuadrada del tiempo. Los datos del caudal inverso normalizado muestran un comportamiento lineal hasta el final del período de flujo lineal. Los datos acumulados también muestran un comportamiento lineal, aunque

son menos sensibles al cambio del régimen de flujo. La pendiente lineal de la producción acumulada sería indicativa de la producción a largo plazo y también podría ser utilizada como un indicador de la producción. Para pozos horizontales, estos indicadores podrían ser divididos por la longitud lateral para conseguir una medida de la productividad por unidad de longitud de los laterales.

Figura 23. Plot especializado de la raíz cuadrada del tiempo



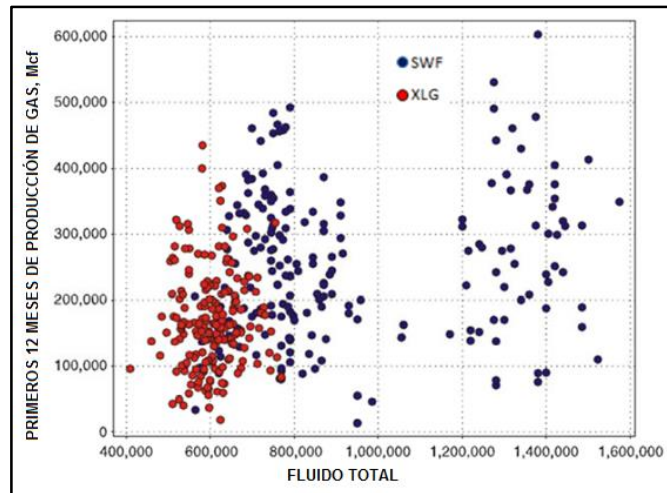
Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

4.2.4.2.2 Indicadores de completamiento

La evolución de las prácticas de completamiento en yacimientos de shale ha tenido un impacto significativo en el rendimiento de la producción. Muchos de los primeros completamientos con espuma y gel en el Barnett, han sido reestimulados con slickwater que se ha convertido en el estándar actual. Grandes completamientos con slickwater han demostrado el desarrollo de sistemas de fracturas muy grandes y redes complejas lo que resulta en una producción superior en comparación con otros tipos de fluidos. Aumentar el análisis de datos de producción con datos de completamiento no sólo hace que el proceso de selección de candidatos sea más robusto sino que también proporciona información valiosa al identificar patrones de prácticas de completamiento y su efecto sobre el rendimiento de la producción.

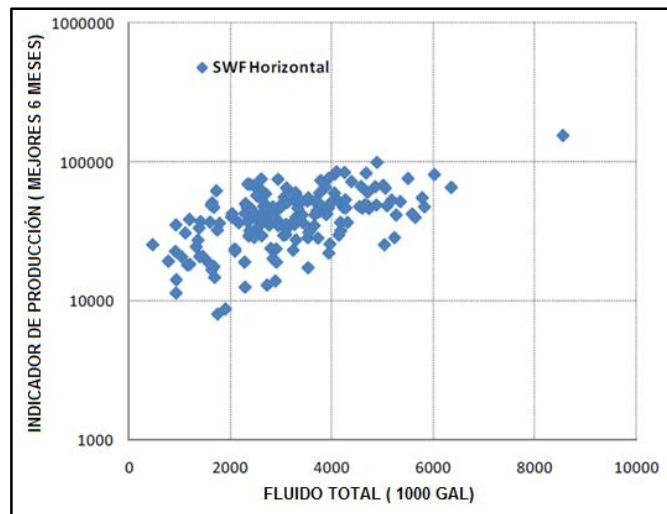
Muchos autores (Shelley et al., 2008) han analizado los datos de producción y completamiento en las áreas del Barnett, y han informado muy pobre correlación entre la producción y cualquier variable individual de completamiento. También observamos la dispersión de datos en los plots, especialmente si se agruparon todos los pozos sin ningún filtrado (figura 24). Esto mostrará a continuación que las tendencias de la correlación, son generalmente evidentes con variables más dominantes cuando pozos se agrupan en clases similares y la dispersión se comprime mediante el uso de plots semilogarítmicos (figura 25). Además, el objetivo de crossplots no es obtener el coeficiente de correlación sino simplemente utilizarla como una herramienta de filtrado de pozos candidatos.

Figura 24. Producción acumulativa de 12 meses vs el fluido total



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

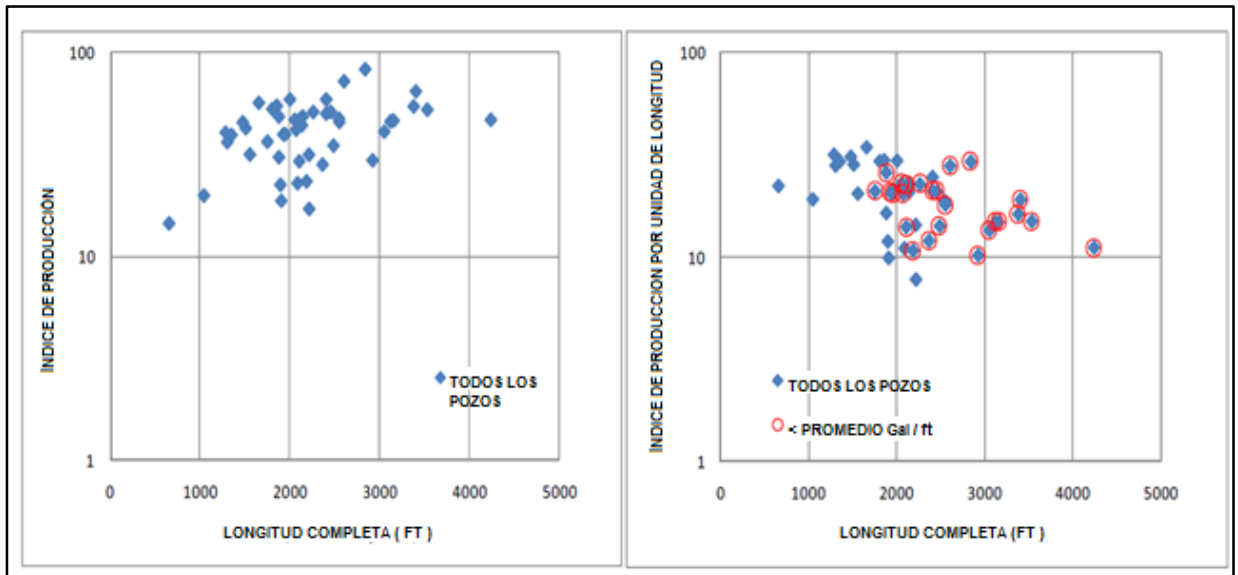
Figura 25. Mejores 6 meses vs fluido total



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Una tendencia importante en el completamiento del shale ha sido hacia más laterales horizontales. En general más laterales pueden correlacionarse con una producción total mayor, pero la productividad del pozo por unidad de longitud podría sufrir si no se consideran otras variables de completamiento, como el volumen de fluido por etapa, propante por etapa o el número de etapas. La figura 26 explica esta anomalía observada en la práctica del completamiento en un área de Barnett con sesenta pozos horizontales de slickwater.

Figura 26. Efecto de la longitud del completamiento sobre el indicador de producción.



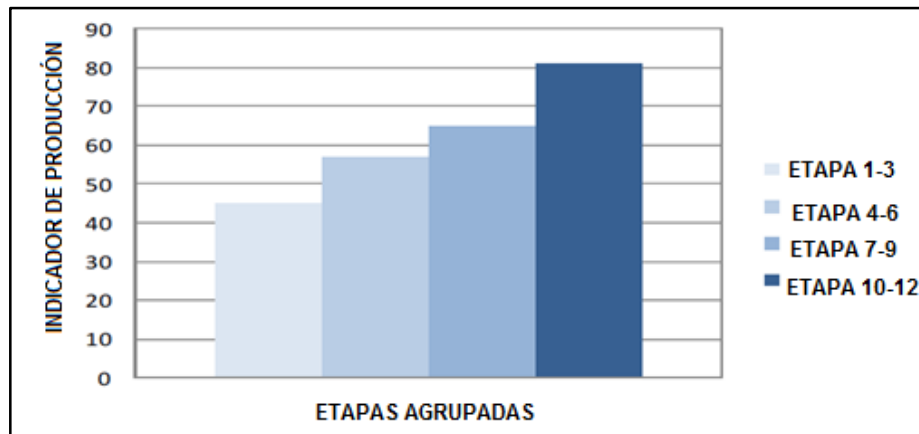
Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Observamos que la productividad por unidad de longitud de un lateral completado, sufría porque laterales más largos en general también recibieron menos que el volumen total promedio de fluido por unidad de longitud (círculo rojo). Esta

información llevó a cambios en las prácticas de completamiento para que el retorno de metraje adicional perforado pudiera optimizarse.

Uno de los más importantes desarrollos en el fracturamiento de pozos horizontales ha sido el fracturamiento multi-etapa. Allí ha estado una evolución para un mayor número de etapas en los laterales.

Figura 27. Efecto del número de etapas.



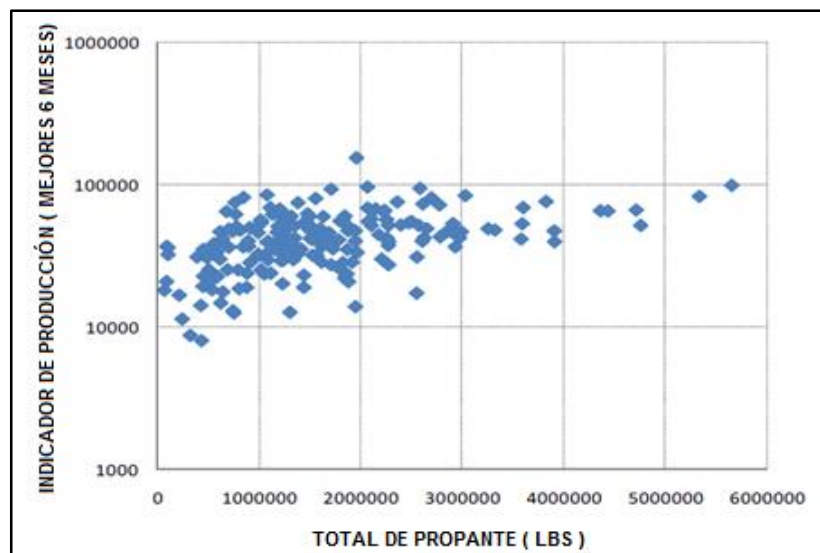
Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Los crossplot de índice de producción y número de etapas muestran una enorme dispersión, posiblemente causada por inconsistencia en los datos o los efectos de otras variables de completamiento. Por lo tanto, un número de etapas fueron agrupadas en 4 clases y la producción promedio en cada clase fue calculada. Esto muestra una tendencia positiva entre producción y número de etapas (ver figura 27).

La definición de índice de completamiento es arraigada de un análisis de completamiento individual y parámetros de trabajos de estimulación, con respecto al rendimiento de la producción normalizada de los pozos. En el proceso de

análisis de las variables individuales de completamiento y sus efectos en la producción, otras variables son combinadas cuando se requiere entender el principal conductor de completamiento para el rendimiento de la producción. Después analizando los datos de completamiento disponibles de estos 200 pozos, los dos conductores de completamiento con mayor impacto en el rendimiento de la producción fueron volumen total de fluido y el número de etapas. En el conjunto de datos utilizados, la distribución de las concentraciones de propante era más o menos uniforme, por lo que el volumen total de fluido bombeado fue correlacionado implícitamente con el volumen total de propante colocado; (ver figura 28). Por lo tanto el volumen de propante no fue considerado en la definición de índice de completamiento. Si se determinara que la concentración de propante varía extensamente y tiene una correlación positiva con la producción, entonces esa información puede ser incorporada en la definición del índice de completamiento.

Figura 28. Efecto del volumen de propante.



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Dependiendo de las características del yacimiento de shale (heterogeneidades, presencia de fracturas naturales, etc.), la correlación entre las variables de completamiento individual y el indicador de producción variaría. Por lo tanto el índice de completamiento para un play de shale específico, ha sido definido para los pozos siendo estudiados en el área de interés después estudiando la correlación de completamiento individual y los parámetros de estimulación sobre los indicadores de producción. La definición y cálculo del índice de completamiento mostrada en estos documentos está basada en los datos usados y disponibles en datos de completamiento públicos.

El índice de completamiento puede ser calculado por la combinación de 3 simples variables de completamiento: el volumen total bombeado, el número de etapas y la longitud del lateral (ver ecuación 1).

Ecuación 1

$$\text{Indice de Completamiento} = \frac{\text{volumen total de fluido bombeado}}{\frac{\text{longitud del lateral}}{\text{numero total de etapas}}}$$

Si sólo una variable muestra una correlación clara dominante a la producción entonces esa variable sola puede representar al índice de completamiento, un índice de completamiento simple podría ser simplemente el volumen total de fluido bombeado, el volumen de fluido por unidad de longitud o apuntalante total. Una vez el índice de completamiento es definido éste es tomado para ser un indicador total de la calidad del completamiento de la fractura hidráulica del pozo. Para un área de interés con características de la roca relativamente uniformes, una correlación positiva entre el índice de completamiento calculado y el índice de producción es esperada con menos grado de dispersión, pero el objetivo de los

croosplots no es para deducir el coeficiente de correlación sino para usar esto como un filtro de selección de candidatos.

4.2.4.2.3 Indicadores de la calidad del yacimiento

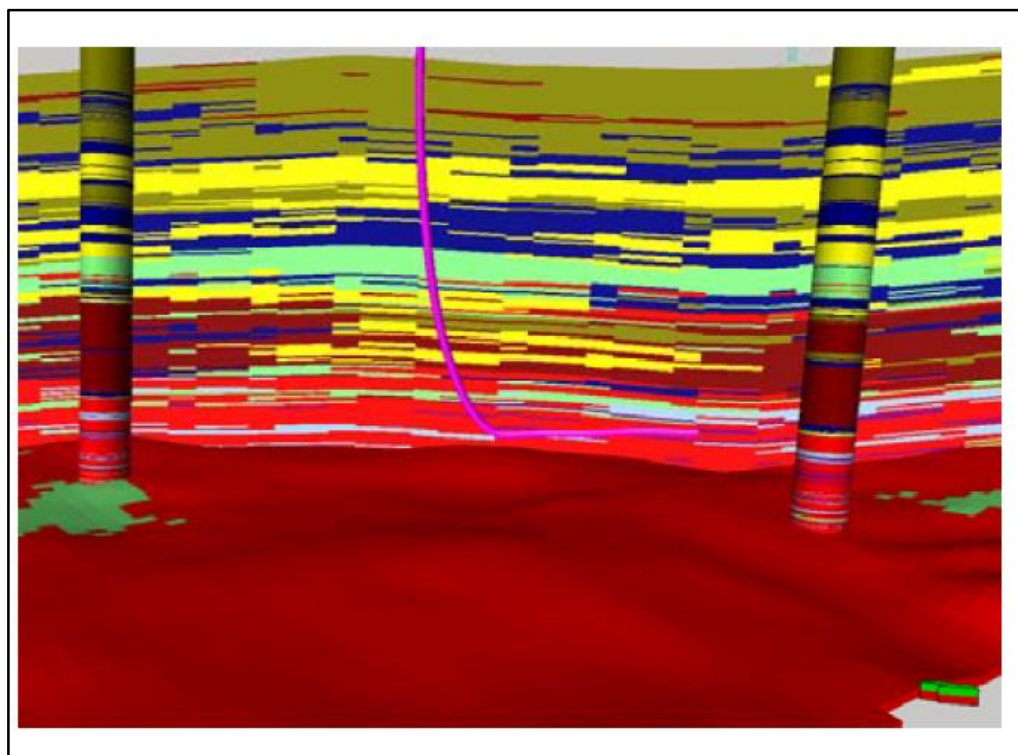
Uno de los factores principales para la dispersión observada en las variables de producción y completamiento, es la variabilidad de las características de las rocas.

La calidad de la roca puede ser definida por un número de propiedades, tales como la porosidad, la presión de poro, contenido orgánico y maduración, etc., que relacionan el potencial de hidrocarburos in-place. Una definición de la calidad de la roca del yacimiento, puede también consistir de las propiedades mecánicas de la roca que definen la fracturabilidad de la misma, que permite la creación de grandes áreas de superficies de fractura en el yacimiento. Grieser and Shelley (2008) muestran un croosplot con una dispersión del indicador de producción y el volumen poroso ocupado por hidrocarburos derivados de los registros de pozo. Ellos también tuvieron las mismas observaciones con el porosity-feet, hydrocarbon feet, etc. Estos registros derivados de las propiedades del yacimiento pueden ser considerados como indicadores de la calidad del yacimiento. Registros convencionales sobre laterales horizontales en yacimientos de shale no son típicos. Pocos registros laterales muestran que la heterogeneidad de las propiedades a lo largo del lateral, tienen un impacto significativo en la calidad del completamiento y de la producción de etapas individuales (waters, 2006 and khalid 2010). La mayoría de operadores en diferentes plays de shale perforan múltiples pozos pilotos con conjuntos completos de registros para su evaluación.

Estos registros piloto pueden ser combinados con registros disponibles en laterales, datos de registro durante la perforación, datos sísmicos y datos geológicos para construir un modelo integrado de yacimiento. Éste modelo captura la estructura y variación de las propiedades del yacimiento entre los pozos piloto por medio datos integrados de todas las fuentes (ver figura 29). Desde el modelo,

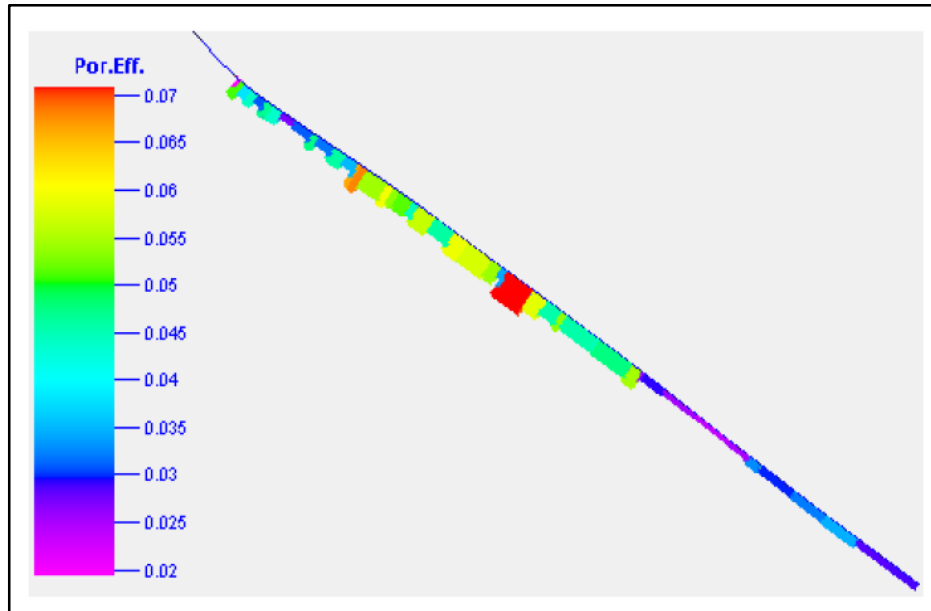
registros sintéticos a lo largo de laterales horizontales pueden ser extraídos y usados como representaciones para indicadores de la calidad del yacimiento (ver figura 30). Cuando la variabilidad en la calidad del yacimiento es normalizada, la dispersión en la relación observada entre producción y completamiento o calidad del yacimiento, tiende a reducir y son más que notables.

Figura 29. 3D earth model, creado por la integracion sismica de registros e informacion geologica.



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

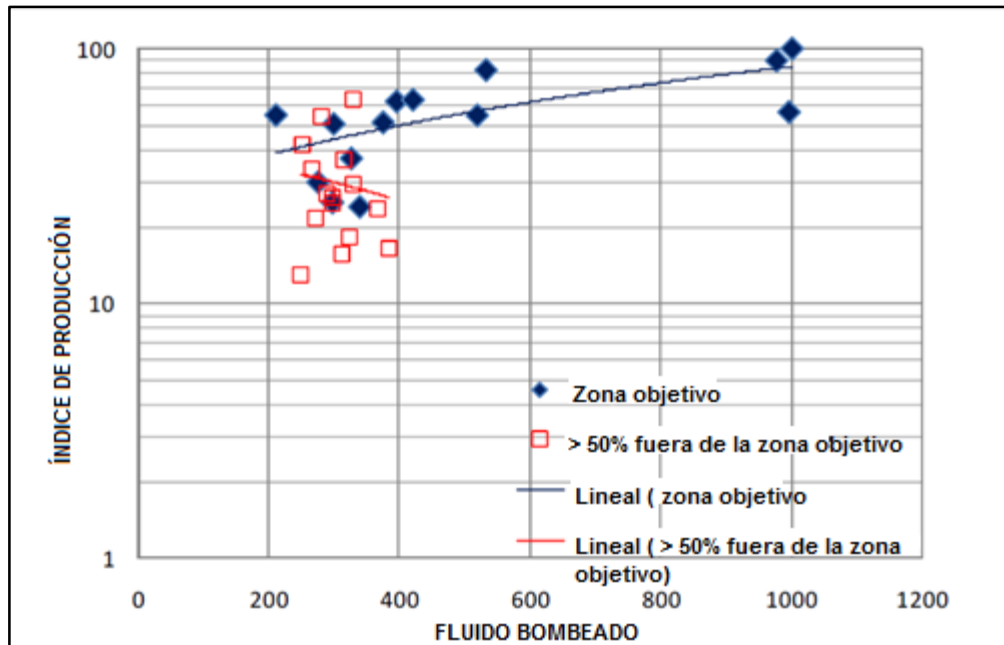
Figura 30. Registros de porosidad al gas extraídos desde el modelo 3D a través de un lateral horizontal.



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

La figura 30 muestra un ejemplo de un registro sintético del modelo. Los valores de porosidad del gas en la primera mitad del lateral, son mucho mejor que la mitad más tardía porque se está yendo afuera de la zona más productiva. Cuando grupos de pozos son segregados basados en la información de la calidad del yacimiento disponible en el intervalo de aterrizaje del lateral, la mejor tendencia emerge de los crossplots de indicadores de producción y variables de completamiento. La figura 31 muestra un crossplot de los fluidos bombeados e índice de producción con grupos de pozos por intervalo aterrizado. La clase de pozos en su mayoría aterrizados en el target de la zona productiva muestran una correlación positiva, y los pozos fuera de la zona, ya sea por encima o por debajo de la zona productiva, no muestran correlación.

Figura 31. Total de fluidos bombeados vs indicador de producción.



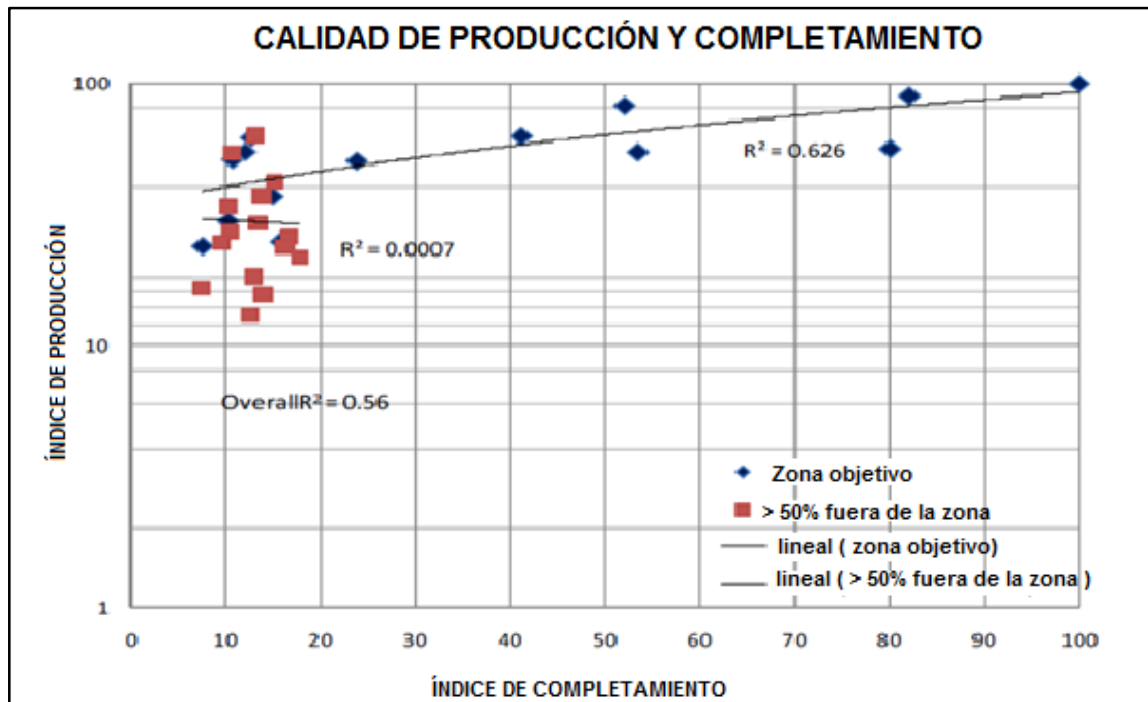
Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Para encontrar si el completamiento o la calidad del yacimiento tienen más impacto en la producción, el índice de producción fue graficado en un crossplot con el índice de completamiento y el índice de la calidad del yacimiento y los coeficientes de correlación fueron comparados (ver figura 32). Se puede observar que los pozos que están fuera de la zona están todos agrupados juntos y no tienen correlación, mientras pozos elogiados en la zona objetivo tienen una correlación mucho mejor. La figura 33 muestra un crossplot con calidad del yacimiento, en este caso, la calidad del yacimiento es “porosity-foot” a lo largo del lateral, extraído de registros sintéticos.

Para saber si la calidad del índice de completamiento tiene impacto sobre la producción, se grafica la calidad del índice de completamiento vs indicador de

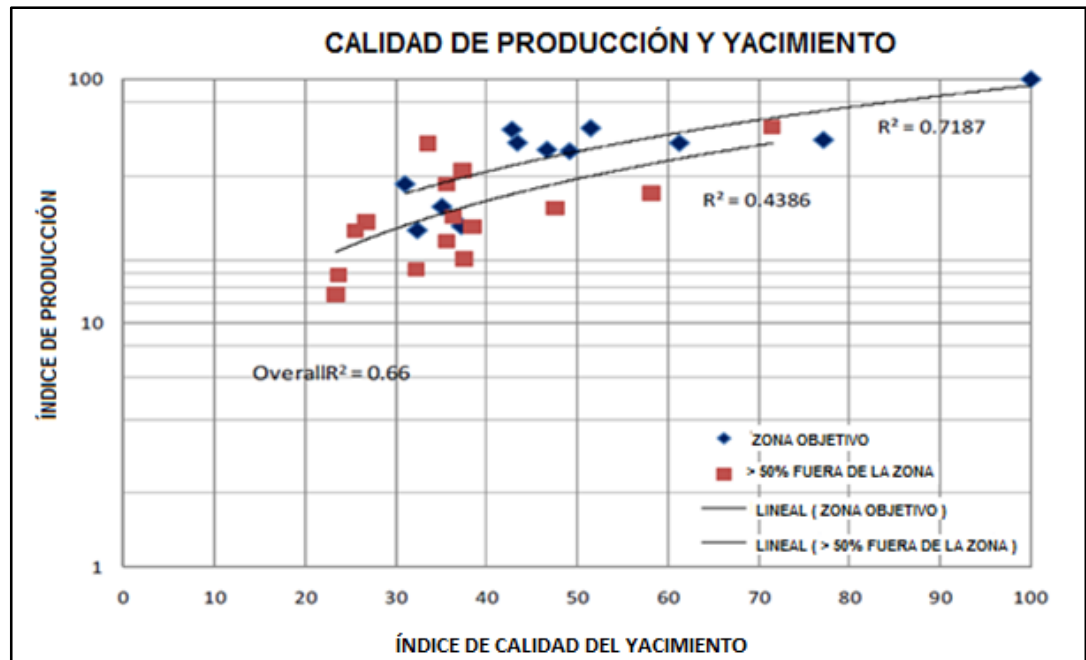
producción. La Figura 33 muestra la relación. Se puede observar que los pozos que están fuera de la zona están todos agrupados juntos y no tienen correlación mientras que los pozos en la zona objetivo tienen una correlación mucho mejor. La Figura 34 muestra la gráfica que relaciona el índice de calidad del yacimiento y el indicador de producción.

Figura 32. Calidad del índice de completamiento vs indicador de producción



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Figura 33. Índice de calidad del yacimiento vs indicador de producción.



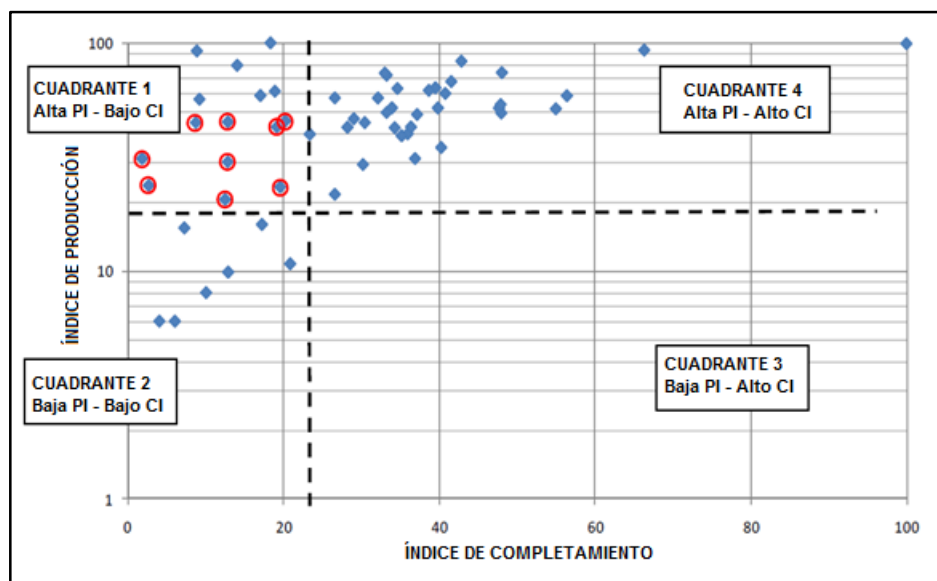
Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

Para el conjunto de datos analizados, se observa que la correlación entre el índice de producción y el índice de calidad del yacimiento es más fuerte que el de calidad de completamiento. Los pozos que están fuera de la zona muestran una tendencia descendente con el índice de calidad del yacimiento pero ninguna tendencia con las variables de completamiento. Fue notado también que fuera de la zona los pozos tiene una calidad de completamiento pobre. En general la calidad del yacimiento tiene un mayor impacto en el potencial de producción cuando comparamos variables de completamiento. Para una uniforme calidad del yacimiento, los indicadores de producción podrían correlacionarse mejor para variables de completamiento.

4.2.4.3 Uso del índice de completamiento en la selección de candidatos potenciales a reestimulación

Usando un área del barnett de 54 pozos, la utilidad del índice de completamiento es demostrada por la selección de candidatos a reestimulación en la figura 34.

Figura 34. Método basado en el cuadrante para la selección de candidatos a reestimulación.



Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

El crossplot del indicador de producción vs el índice de completamiento puede ser dividido en cuatro cuadrantes, basándose en el índice de completamiento promedio y el índice de producción. Un 50 por ciento para el índice de completamiento y un 50 por ciento para el índice de producción han sido aplicados en este ejemplo.

Numerosos estudios en gas han demostrado que los "mejores pozos en un campo a menudo tienen el mayor potencial de reestimulación". Para un screening inicial de candidatos potenciales a reestimulación de una gran base de datos de pozos, el enfoque es seleccionar pozos que tuvieron poca estimulación posiblemente durante el tratamiento original (por debajo de índice de completamiento promedio) y son en promedio los mejores productores.

Para las características de la roca del yacimiento relativamente uniforme:

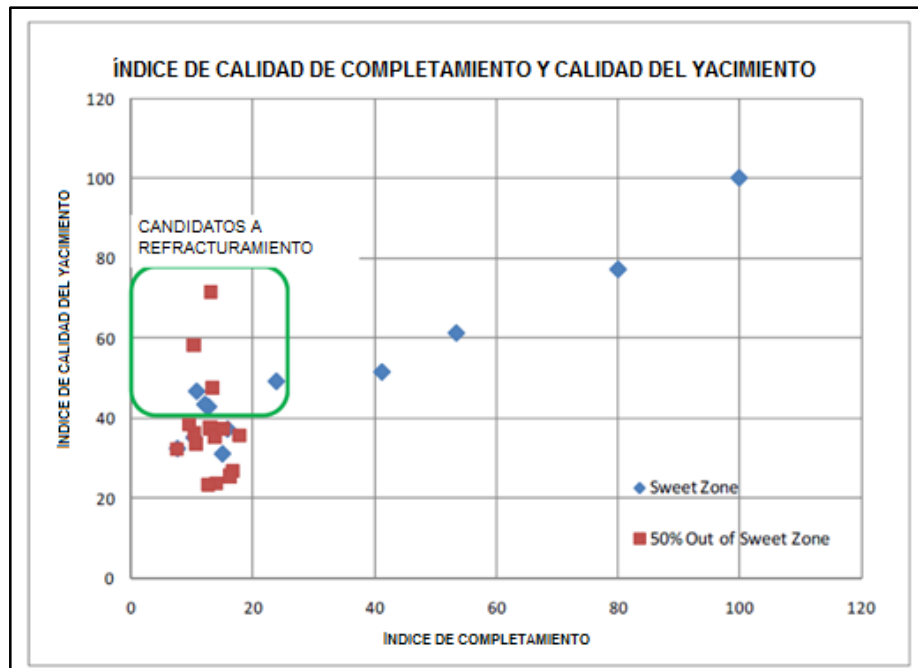
- ❖ Los pozos con alto índice de completamiento entregarían índices de producción altos y se encuentran en el cuadrante 4.
- ❖ Si los pozos se estimulan adecuadamente tienden a estar por encima de los productores promedio; el cuadrante 3 normalmente tendrá muy pocos pozos como resultado de dispersión de datos.
- ❖ Cuadrante 2 representa los pozos que exhiben pobre calidad de la producción, pero también falta de estimulación. Estos pozos se podrían revisar en detalle como posibles candidatos, pero sería de baja prioridad.
- ❖ Cuadrante 1 recibe la prioridad más alta debido a que de estos pozos se espera que estén en la parte del yacimiento de mejor calidad y tuvieron una baja estimulación. Estos pozos proporcionan la más alta probabilidad de éxito.

Este paso sólo es la etapa inicial de la selección de candidatos, para reducir el número de pozos para la investigación detallada de un gran número de éstos. Se requieren más análisis para tomar la decisión final.

Si un modelo de yacimiento estaba disponible para el área de estudio a continuación, los candidatos a reestimulación ideales serían los pozos que muestran una buena calidad del yacimiento alrededor del pozo, y han tenido poca estimulación. La figura 35 muestra un crossplot del earth model derivado del índice de calidad del yacimiento e índice de completamiento para un pequeño grupo de

datos. El índice de calidad del yacimiento fue definido como “effective gas porosity-foot” y extraído del modelo de yacimiento (figura 30).

Figura 35. Selección de candidatos a refracturamiento basado en el índice de calidad del yacimiento.



FUENTE: Fuente: SHEKHAR Sinha, HARIHARAN Ramakrishnan, Schlumberger. A novel screening method for selection of horizontal refracturing candidates in shale gas reservoirs. Woodlands, Texas, USA, 2011.

4.2.5 Método de selección de candidatos basado en redes neuronales

Aunque el fracturamiento hidráulico es quizás una técnica muy utilizada, las técnicas de completamiento, producción e inyección están mal diseñadas y ejecutadas, por ejemplo: los tratamientos de fracturamiento son realizados en campos con cientos de pozos, los cuales poseen grandes bases de datos e información importante y valiosa que raramente es utilizada por los ingenieros para optimizar tratamientos futuros o para seleccionar candidatos prometedores a

refracturar, éste sería el principal inconveniente en el uso de redes neuronales, otro inconveniente que se presenta normalmente en la aplicación de las redes neuronales es que únicamente sería adecuado en la selección de candidatos a una nueva fractura en pozos, pero no conduciría a una mejor practica para el futuro tratamiento, esto es debido a que en las redes neuronales el usuario no sabe la razón por la cual se escogieron dichos pozos.

Para superar dichos problemas una combinación de grupos de herramientas que permitan explicar los resultados son utilizadas y las redes neuronales se utilizan para predecir la producción futura basada en los datos anteriores llevando a:

- ❖ Mejores fracturas
- ❖ Candidatos más prometedores

Hay muchas metodologías nuevas que pueden ser utilizadas para dicho fin y caen bajo la categoría de Data mining and Knowledge Discovery, como es el caso de Self-Organizing Maps (SOMs) las cuales permiten procesar un gran número de información en el menor tiempo posible.

DATA MINING: Es un análisis de datos basado en algoritmos matemáticos, permite encontrar relaciones como patrones repetidos y permite realizar una selección a través de grandes cantidades de datos, esta herramienta se compone de simples ecuaciones algebraicas, y la combinación de estas ecuaciones es la que permite el análisis de grandes cantidades de datos, los cuales son procesados, transformados e interpretados para obtener un conocimiento sólido.

Esta herramienta consta de 3 etapas principales:

- ❖ Preparación de datos
- ❖ Análisis de datos
- ❖ Modelado de los datos

Este proceso ha cobrado importancia en los últimos años debido a:

- ❖ Se aumenta el volumen de datos almacenados
- ❖ La calidad de los datos aumentada sustancialmente, esto es importante ya que datos de mala calidad podrían llevar a malos resultados.

Con este método se trata de encontrar nueva información y nuevas tendencias en los datos, una herramienta que hace parte de esta categoría es self organizing maps, estas herramientas también permiten el modelado de los datos para la selección de candidatos y optimización de la fractura, este análisis de datos no es un proceso único sino un proceso continuo para lograr el mejor resultado.

SELF-ORGANIZING MAPS (SOMS): Es una herramienta con un tipo de aprendizaje competitivo sin supervisión, Self-Organizing (SOM) puede ser aplicado a predecir eventos tal como cambios en el rendimiento del pozo sin usar una capacitación establecida de los datos. Estos mapas de auto-organización colocan automáticamente registros con características similares en grupos.

Permite identificar pozos de bajo rendimiento en relación con otros en un campo determinado, algunos datos comunes de la fractura utilizados para la entrada son: tipo de propante, masa de propante, espesor neto, volumen total de fluido, formaciones, tasa de inyección promedio, presión promedio de fracturamiento, entre otros. La comparación de los diferentes grupos del campo es una de las mejores prácticas para futuros tratamientos y posibles candidatos a refracturamiento. Una vez se identifican los pozos, una red neuronal es capacitada para clasificar los pozos más prometedores para el tratamiento de una nueva fractura y se preparan nuevos diseños de fractura óptima que comparan el comportamiento ideal con el observado. Estos son entonces los criterios para decidir los mejores candidatos así como una ayuda importante en el tratamiento de nuevos pozos.

REDES NEURONALES: Las redes neuronales son modelos computacionales inspirados en el cerebro humano. A diferencia de los algoritmos convencionales de resolución de problemas, estas redes pueden ser entrenadas para realizar una

tarea en particular. Esto se hace mediante un sistema que posee un conjunto de ejemplos que describen el problema, con una entrada y una salida, posteriormente la red reconoce datos que sean similares a cualquiera de los ejemplos mostrados durante la fase de entrenamiento.

Después de cada etapa de aprendizaje, la salida resultante de la red neuronal es comparada con lo que debería ser el patrón de salida. Las diferencias observadas son usadas para adaptar los valores, la adaptación de estos valores inicia en la salida de la red neuronal, estas adaptaciones de los valores a menudo no corrigen las respuestas defectuosas de la red neuronal, pero las mejora.

Esta red permite reconocer datos incompletos, una característica importante que se utiliza a menudo para fines de predicción, diagnóstico o control, además estas redes tienen la capacidad para auto-organizarse por lo cual permite la codificación de gran cantidad de datos.

Esta red tiene un nivel de entrada y un nivel de salida que conecta su interfaz con el mundo exterior, la información se propaga a través de los niveles siempre en la misma dirección. Además de los niveles de entrada y salida existen otros niveles llamados normalmente niveles ocultos.

CROSS PLOT: Los datos fijados son primero verificados por cross plotting. Esto revela las primeras relaciones en los datos. Por supuesto, debido a la alta complejidad de un tratamiento de fractura y la interdependencia entre las diferentes variables, la mayoría de la información deseada está oculta en los datos.

En este análisis se pueden generar crossplots como: Masa de propano vs costo de estimulación (diferentes tipos de propano), masa de propano vs producción acumulada de gas después del tratamiento de fractura entre otros.

Con estos pueden hacerse optimizaciones con los parámetros de entrada para futuros tratamientos basados en estas observaciones.

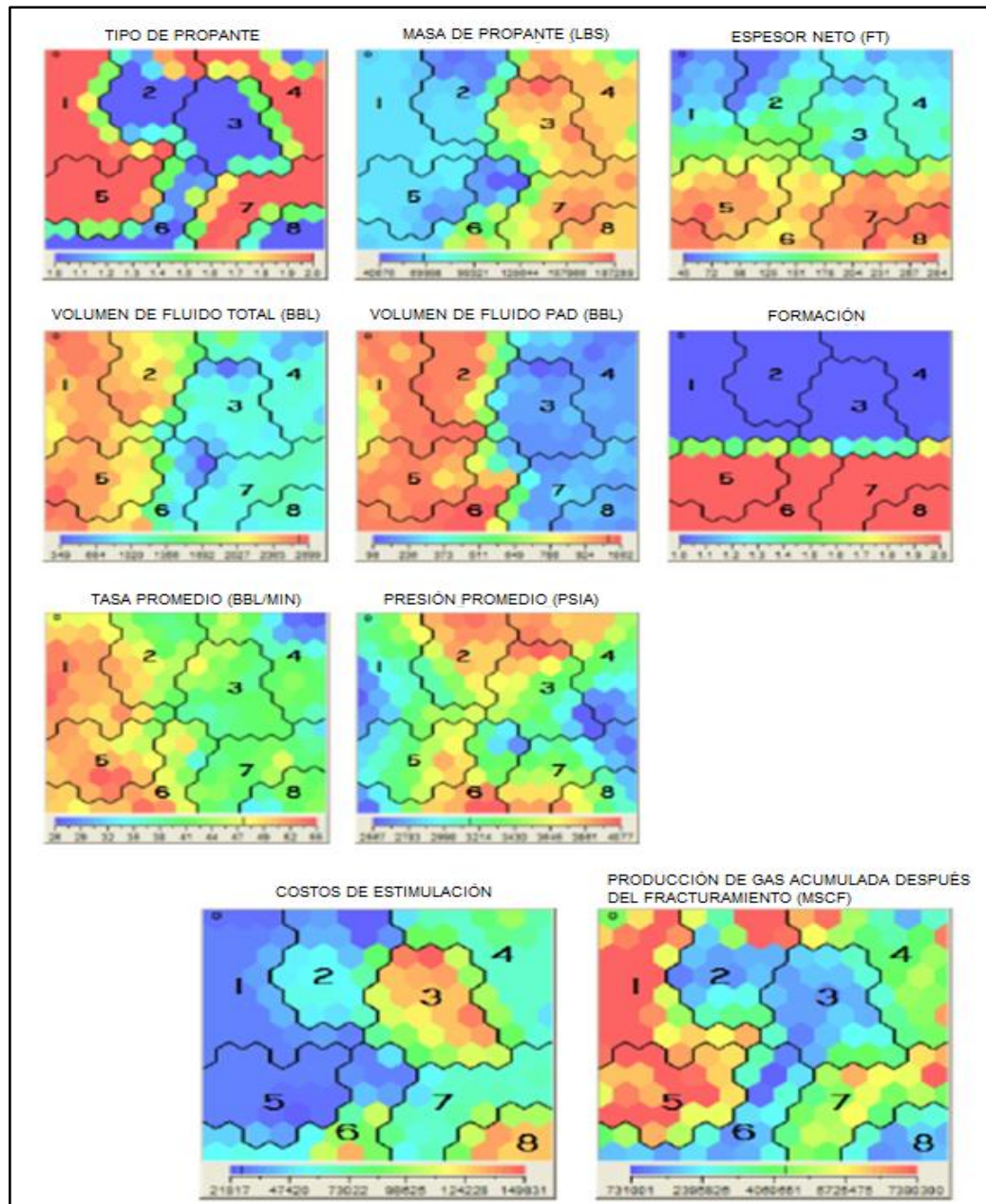
4.2.5.1 Proceso de selección

Para someter los pozos a la selección, el primer paso es determinar y confirmar que el pozo es de bajo rendimiento, con tasas de producción por debajo de las expectativas, pero esto no es el único parámetro a tener en cuenta. El ingeniero de producción debe saber la geología real, la presión del yacimiento y su agotamiento y por supuesto la permeabilidad. El daño del pozo y la permeabilidad son parámetros importantes para no tener errores, posteriormente los datos son verificados por cross plots para poder revelar las primeras relaciones en los datos. Self Organizing Maps son el paso siguiente, más avanzado que permite analizar la influencia de los parámetros de la fractura introducidos en el análisis de la salida y la producción acumulada de gas. Para el modelo SOM todos los parámetros disponibles se deben incluir en el proceso de clustering para mejores resultados. El modelo SOM representa después los parámetros

El cross plot por comparación se limita a cuatro dimensiones. El modelo SOM no se limita a un número determinado y tipo de parámetros, en el ejemplo se representaron 10 parámetros, 8 parámetros de entrada y 2 de salida. El cross plot por comparación se limita a cuatro dimensiones.

La figura 36 muestra los datos agrupados en el self organizing Map. Los ocho mapas más pequeños representan las agrupaciones de tratamientos de fractura para los parámetros de entrada. Los dos mapas más grandes son los parámetros de salida sobre el cual verificaremos los resultados de los tratamientos de fractura.

Figura 36. Self Organizing Map con 8 parámetros de entrada y dos de salida.



FUENTE: OBERWINKLER Christian, ECONOMIDES Michael J, University of Houston, SPE. The definitive identification of candidate wells for refracturing. Denver, Colorado, USA, 2003.

El Self Organizing Map y la representación de los datos (tratamientos de fractura) no tienen nada que ver con información geológica y geográfica. Muchas personas, viendo el modelo SOM por primera vez, instintivamente piensan en una representación geográfica o geológica.

Las líneas negras son separadores, dividiendo los diferentes tratamientos de fractura en clusters. El número de grupos puede ser establecido por el usuario. La primera sugerencia es dada por el SOM.

Cada nodo (hexágono) en el mapa representa una cierta combinación de valores de los parámetros de entrada y el resultado correspondiente – mirando el mismo nodo en los diferentes mapas, significa mirar en el mismo tratamiento de fractura. Rojo siempre representa valores elevados; azul representa los valores bajos. Debemos realizar un análisis detallado a cada uno, con esto nosotros encontraremos el parámetro más importante y la combinación correcta de ellos para lograr resultados óptimos para futuros tratamientos de fractura en este campo. En el caso de la figura 36 los clusters uno y cinco contienen obviamente los mejores parámetros para un futuro tratamiento. Otro aspecto positivo de estos pozos es que los costos de la estimulación son los más bajos.

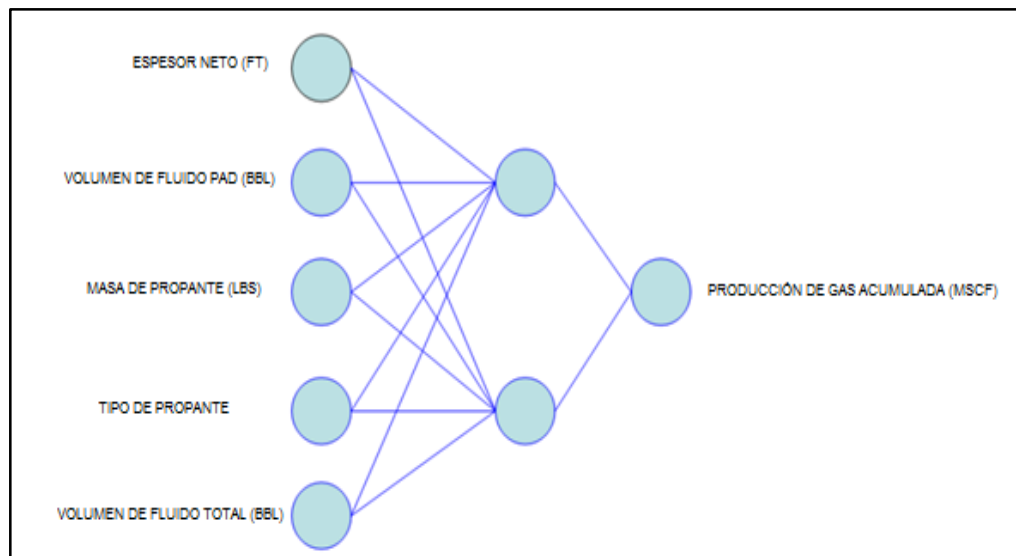
Los valores óptimos de los parámetros de entrada pueden ser obtenidos mirando los diferentes parámetros de entrada de los mapas. Uno de los factores más importantes para el éxito es obviamente el tipo propante. Además el tipo de propante también es un valor importante para seleccionar el volumen de pad fluid (fluido utilizado para iniciar el refracturamiento que no contiene agente sostén) y el volumen total de fluido tienen una influencia positiva en el resultado del tratamiento de la fractura.

El siguiente paso es utilizar la red neuronal para identificar los pozos más prometedores para tratamientos de refracturamiento de la gran cantidad de posibles candidatos.

Generalmente, las redes neuronales están capacitadas utilizando los datos de pozos refracturados previamente, y así predecir la salida para los candidatos a una nueva fractura. La predicción puede utilizarse para clasificar los candidatos a refracturar.

Un ejemplo de una red neuronal con algunos parámetros importantes de entrada para el tratamiento de la fractura (observados en el modelo SOM) es mostrado, con la producción de gas natural como salida. La arquitectura de la NN puede verse en la figura 37. La capa de entrada consta de cinco neuronas (cinco parámetros), que son: espesor neto [ft], volumen de pad fluid [bbl], masa del propante [LB], tipo de propante [-], Volumen total de fluido [bbl].

Figura 37. Arquitectura de las redes neuronales



FUENTE: OBERWINKLER Christian, ECONOMIDES Michael J, University of Houston, SPE. The definitive identification of candidate wells for refracturing. Denver, Colorado, USA, 2003.

El gas producido después de un año es el parámetro de salida. Durante la fase de capacitación, la red neuronal busca una relación no lineal entre los cinco

parámetros de entrada y la salida. Al final el usuario obtiene, en lugar de una ecuación (Descripción de una relación lineal) unas Redes neuronales (descripción no lineal), en el cual la relación entre la entrada y salida se almacena en la arquitectura de la red neuronal.

Por lo tanto, se incluyó un paso más de la depuración de datos. Para este paso adicional utilizamos la red neuronal. Para la limpieza de la base de datos en la red neuronal depende altamente de la experiencia del usuario. Si por ejemplo cinco por ciento de los datos no son capacitados muy bien (habrá un gran error entre los datos reales y los que predice la red neuronal), pero el restante de los datos mostrara un buen rendimiento, pueden considerarse el cinco por ciento como aislados. Esto, por supuesto, depende en gran medida de la visión global de interpretación de los datos restantes en la red neuronal.

Es importante realizar pruebas a la red neural, la diferencia entre la capacitación y la prueba es que la red neuronal ve los datos reales durante la capacitación, pero no para las pruebas. La razón para probar la red neuronal es simplemente porque en algunos casos puede sobre capacitarse la red neuronal (memorizar), que conduce a resultados perfectos en la capacitación (error bajo), pero con errores muy grandes en el modo de prueba, por ejemplo problemas en la predicción de los valores de producción de gas bajos. Sin embargo, el error está en el rango de diez por ciento, que es aceptable, porque el propósito de las redes neuronales no es predecir los valores bajos como se explica en los párrafos siguientes.

En un cross plot no todos los parámetros que influyen en el resultado del tratamiento de una fractura pueden ser representados a la vez. Esto significa, que un cross plot no muestra todos los parámetros dentro de un contexto único por lo cual se requiere la utilización de self organizing maps los cuales no presentan esta limitación. Uno puede introducir un número ilimitado de parámetros de entrada. El self organizing map da también la primera selección de los candidatos para refracturar.

4.2.6 Selección de pozos candidatos para refracturamiento utilizando los datos de producción.

El objetivo del estudio es vincular los datos de producción a la realización de un tratamiento de una nueva fractura. Estos datos están disponibles para los ingenieros de campo, los cuales deberían permitirles seleccionar pozos para refracturamiento sin un extenso modelado. Este método así como los otros métodos, deben ser reevaluados dependiendo del campo en el cual se va a utilizar, ya que cada método de selección de candidatos debe ser personalizado para adaptarse a situaciones particulares.

Es evidente desde la literatura que muchos factores controlan el éxito de un refracturamiento. Esto es precisamente la razón por la que no es posible relacionar tratamientos exitosos de refracturamiento con una o más propiedades del pozo.

La selección de pozos candidatos para refracturamiento basándose en la información disponible en superficie, es a menudo muy difícil. Ponemos una metodología sistemática para permitir que un ingeniero de campo evalúe el potencial de un pozo para refracturar, del análisis de datos de producción de campo y otros datos de yacimiento que están comúnmente disponibles. Enfrentamos con éxito nuestro método a un caso de estudio en el campo de Wattenberg utilizando datos de 300 pozos de tight gas de la formación Codell.

Tras la identificación de los fenómenos físicos que afectan al rendimiento de las operaciones de refracturamiento, hemos desarrollado cinco grupos adimensionales para cuantificarlos. Al elegir un enfoque adimensional, establecemos los criterios de refracturamiento que pueden aplicarse a cualquier campo de petróleo o gas. Una de las posibles motivaciones para refracturar es la reorientación de los esfuerzos que ocurren alrededor de una fractura en un pozo, causando que la nueva fractura se propague ortogonalmente a la fractura inicial en las secciones de los yacimientos poco depletados. Simulaciones numéricas de la

extensión areal de la región de inversión de esfuerzos, así como las mediciones con inclinómetro confirmaron la existencia de la reorientación de la nueva fractura. Las directrices para la selección de los candidatos a refracturamiento se expresaron en términos del potencial para la reorientación de los esfuerzos, la calidad del completamiento inicial, la declinación de la producción inicial y el depletamiento de los yacimientos alrededor del pozo de interés.

4.2.6.1 Criterios adimensionales

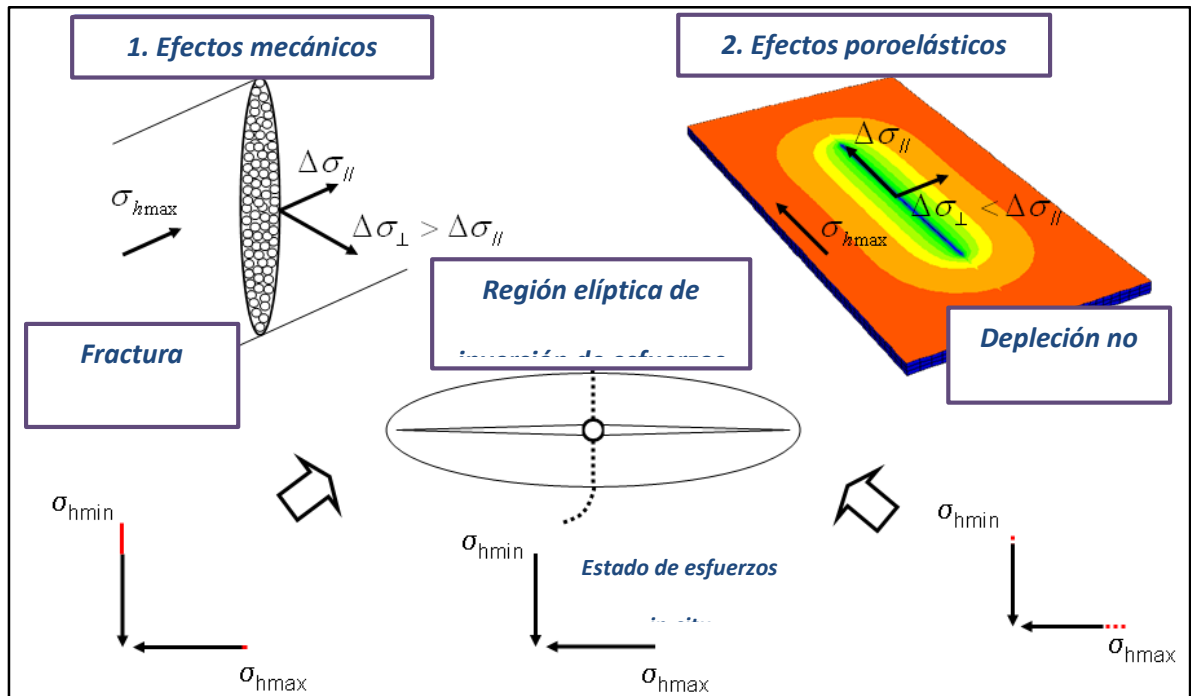
El grado de la reorientación de los esfuerzos desde los efectos poroelásticos y mecánicos, es la base del primer criterio que es indicativo del éxito de un tratamiento de refracturamiento. Este criterio puede ser calculado para cuantificar el potencial para la propagación de la nueva fractura ortogonal en un campo determinado (Roussel y Sharma 2010). Los siguientes tres criterios son específicos para un pozo dado. La producción en tiempos tempranos puede ser comparada con el valor previsto teóricamente para el pozo, para cuantificar la calidad del completamiento (FCo). Los datos de producción de los pozos adyacentes pueden utilizarse para cuantificar el grado de agotamiento alrededor del pozo de interés (RDep). Por último, la disminución de la producción en épocas tempranas es una indicación de la calidad del yacimiento y del diseño de la fractura (DiD de). Para cada criterio, se ha definido un número adimensional.

4.2.6.1.1 Números de reorientación de los esfuerzos, Π_{poro} y Π_{mech}

Hay dos contribuyentes conocidos a la reorientación de esfuerzos alrededor de las fracturas inducidas: efectos mecánicos y poroelásticos; (ver figura 38) (Warpinski y Branagan 1989). La reorientación mecánica de los esfuerzos resulta de la apertura de una fractura apuntalada. Los esfuerzos aumentan más en la dirección perpendicular a la fractura que paralelo a ella. Inicialmente, el máximo esfuerzo horizontal es paralelo a la primera fractura. Si el contraste de esfuerzo es

pequeño, la dirección de la máxima tensión horizontal puede ser conmutada 90° en las cercanías de la fractura: esta región se llama la región de reversión de esfuerzos. La interferencia de los esfuerzos mecánicos, referido a menudo como la sombra del esfuerzo, puede desempeñar un papel muy importante en el fracturamiento de múltiples etapas de pozos horizontales (Roussel y Sharma 2011). Del mismo modo, gradientes de presión de poro pueden causar la reorientación de esfuerzos e incluso la revocación de los mismos. El yacimiento se depleta más en la dirección paralela a la fractura que perpendicular a ella, causando que el esfuerzo máximo horizontal disminuya más rápidamente que el esfuerzo mínimo (Roussel y Sharma 2010; Singh et al., 2008; Weng y Siebrits 2007).

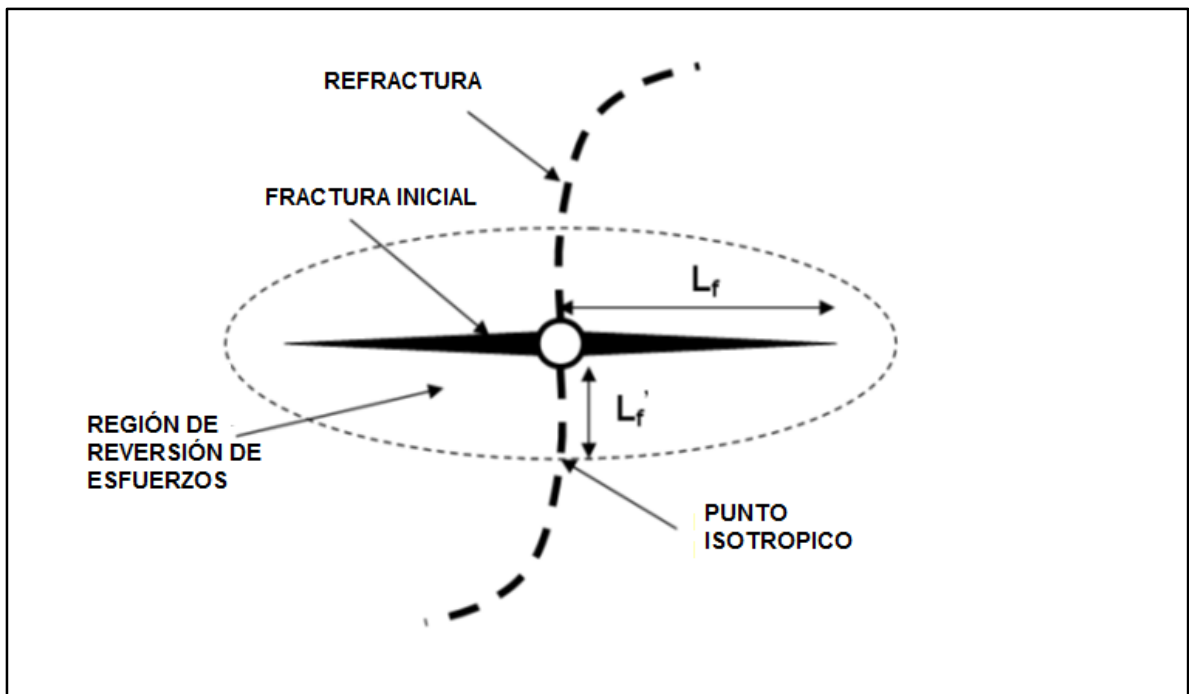
Figura 38. Inversión de esfuerzos desde los efectos mecánicos y poroelásticos



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

Debido a que los esfuerzos principales cambian en las cercanías de la fractura, el refracturamiento se propagará ortogonalmente a la fractura inicial hasta que alcanza el punto isotrópico, después de lo cual se reorientara gradualmente paralelo a la fractura inicial; (ver figura 39) (Siebrits y Elbel 1998). Esto permite que la nueva fractura contacte las regiones presurizadas del yacimiento (Elbel y Mack 2003). Experimentos de laboratorio (Liu et al. 2008) e inclinómetro de campo y medidas de micro sísmica (Minner et al. 2002; Wright y Conant 1995) han demostrado que el campo de alteración de los esfuerzos alrededor de los pozos fracturados, provoca que la nueva fractura se propague en una dirección diferente.

Figura 39. Geometría de la región de inversión de esfuerzos y la dirección de propagación de la nueva fractura.



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

La extensión de la región de inversión de esfuerzos (L_f') aumenta a medida que I_{poro} y I_{mech} decrecen. Prácticamente, esto significa que cuanto más pequeño es el número de reorientación de los esfuerzos, más se propagará la nueva fractura en las regiones poco-depletadas del yacimiento, que significa una mejor tasa de producción y acceso a reservas adicionales.

Reorientación de los esfuerzos poroelásticos, I_{poro} : El potencial para la reorientación de los esfuerzos poroelásticos es cuantificado por la relación entre el contraste de los esfuerzos "in-situ" y el contraste de los esfuerzos generados por los gradientes de la presión de poro (ver ecuación 2). Un campo con un valor bajo del contraste de esfuerzos y un alto valor de la caída de presión serán susceptibles a la reorientación de los esfuerzos. Esta expresión fue adoptada del trabajo de Berchenko y Detournay (1997):

Ecuación 2

$$I_{\text{poro}} = \frac{\sigma_{h\text{max}} - \sigma_{h\text{min}}}{\sigma_*} = \frac{\Delta\sigma_h}{\frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (P_{\text{Ri}} - P_{\text{wf}})}$$

Donde,

I_{poro} : número de reorientación de los esfuerzos poroelásticos

$\sigma_{h\text{max}}$: esfuerzo in-situ máximo horizontal (psi)

$\sigma_{h\text{min}}$: esfuerzo in-situ mínimo horizontal (psi)

α : constante de Biot

ν : relación de poisson

P_{Ri} : Presión inicial del yacimiento (psi)

P_{wf} : Presión de pozo (psi)

Reorientación de los esfuerzos mecánicos, I_{mech} : Del mismo modo, para cuantificar el potencial para la reorientación mecánica de los esfuerzos I_{mech} , definimos la relación entre el contraste de esfuerzos in-situ y la presión neta de

cierre de una fractura (ver ecuación 3) como un grupo adimensional. La presión neta puede expresarse analíticamente para una fractura semi-infinita 2D (Sneddon 1946):

Ecuación 3.

$$I_{mech} = \frac{\sigma_{hmax} - \sigma_{hmin}}{P_c - \sigma_{hmin}} = \frac{\Delta\sigma_h}{P_{net}} = \frac{2\Delta\sigma_h (1 - \nu^2)h}{Ew_f}$$

Donde,

I_{mech}	: número de reorientación de los esfuerzos poroelásticos	
σ_{hmax}	: esfuerzo in-situ máximo horizontal	(psi)
σ_{hmin}	: esfuerzo in-situ mínimo horizontal	(psi)
P_c	: presión de cierre	(psi)
α	: constante de Biot	
ν	: relación de poisson	
h	: espesor de la formación	(pies)
E	: módulo de Young	(psi)
w_f	: ancho de la fractura	(pies)

Similarmente para el número de reorientación de los esfuerzos poroelásticos, el potencial del campo para la reorientación mecánica de los esfuerzos aumenta a medida que I_{mech} decrece. La ecuación 3, se expresa como una función de la anchura de la fractura, que no es un parámetro de entrada típico. Suponiendo que el propante se distribuye uniformemente dentro de una fractura con un ancho constante, la anchura de la fractura puede ser sustituida por el peso de la arena bombeada, durante el fracturamiento (ver ecuación 4):

Ecuación 4.

$$m_s = 2\pi w_f L_f h (1 - \phi_f) \rho_s$$

Donde,

m_s	: Masa de propante	(lbm)
w_f	: Ancho de la fractura	(pies)
L_f	: longitud media de la fractura inicial	(pies)
ϕ_f	: Porosidad de la fractura	
ρ_s	: densidad del propante	(lbm/pies ³)

La expresión final de II_{mech} es función del tamaño del tratamiento de fracturamiento, las propiedades mecánicas de la roca y las dimensiones de la fractura diseñada (ver ecuación 5). Entre los factores que favorecen la reorientación de los esfuerzos mecánicos son, un contraste pequeño de los esfuerzos, una zona estrecha productiva, una roca dura y grandes volúmenes de propante.

Ecuación 5.

$$II_{mech} = \frac{4 \Delta\sigma_h (1 - \nu^2) (1 - \phi_f) \rho_s L_f h^2}{Em_s}$$

Donde,

II_{mech}	: número de reorientación de los esfuerzos poroelásticos
$\Delta\sigma_h$	: diferencia de los esfuerzos horizontales in situ (psi)
ν	: relación de poisson
ϕ_f	: porosidad de la fractura
ρ_s	: densidad del propante (lbm/pies ³)

L _f	: longitud media de la fractura inicial	(pies)
h	: espesor de la formación	(pies)
E	: módulo de Young	(psi)
m _s	: masa de propante	(lbm)

4.2.6.1.2 Numero de completamiento de pozo, FCo

La producción de un pozo es reportada sobre una base diaria o mensual. Su valor inicial, la producción acumulada del primer mes, es un buen indicador de la calidad del completamiento inicial. Esta cantidad puede ser comparada con un valor calculado de expresiones analíticas existentes para el trabajo de fracturamiento diseñado, en un campo determinado. Como resultado, FCo debe estar entre 0 y 1, siendo 1 el completamiento ideal.

Después de integrar la expresión analítica de la tasa de flujo de tiempo temprano de la producción de una fractura durante el primer mes de producción, obtenemos las expresiones del número de completamiento de la fractura, para alta conductividad (ver ecuación 6) y baja conductividad (ver ecuación 7) aproximaciones para la fractura con las variables expresadas en unidades de campo.

Ecuación 6.

$$F_{Co} = \left(\frac{Q_{\text{field}}}{Q_{\text{theory}}} \right)_{1\text{month}} = 28.793 \frac{Q_{1\text{month}} Z T}{(P_R^2 - P_{wf}^2) L_f h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi k c_t}} = \frac{(L_f)_{\text{actual}}}{(L_f)_{\text{ideal}}}$$

Donde,

F _{Co}	: Número de completamiento del pozo	
Q _{1month}	: Producción acumulada del pozo después de 1 mes	(MSCF)
Z	: factor de desviación del gas	

T	: temperatura del yacimiento,	(°R)
μ	: viscosidad del gas	(cp)
P _R	: presión inicial del yacimiento	(psi)
P _{wf}	: presión de pozo	(psi)
L _f	: longitud media de la fractura inicial	(pies)
h	: espesor de la formación	(pies)
φ	: porosidad de la formación	
K	: permeabilidad de la formación	(md)
c _t	: compresibilidad total de la formación	(psi ⁻¹)

Ecuacion 7.

$$F_{Co} = \left(\frac{Q_{\text{field}}}{Q_{\text{theory}}} \right)_{1\text{month}} = 63.9825 \frac{Q_{1\text{month}} \mu^{3/4} Z T}{h \sqrt{k_f w_f (P_R^2 - P_{wf}^2) (k \phi c_t)^{1/4}}} = \sqrt{\frac{(k_f w_f)_{\text{actual}}}{(k_f w_f)_{\text{ideal}}}}$$

Donde,

F _{Co}	: Número de completamiento del pozo	
Q _{1month}	: Producción acumulada del pozo después de 1 mes	(MSCF)
Z	: factor de desviación del gas	
T	: temperatura del yacimiento,	(°R)
μ	: viscosidad del gas	(cp)
h	: espesor de la formación	(pies)
k _f	: Permeabilidad de la fractura	(md)
w _f	: Ancho de la fractura	(pies)
P _R	: Presión inicial del yacimiento	(psi)
P _{wf}	: Presión de pozo	(psi)
K	: permeabilidad de la formación	(md)
φ	: porosidad de la formación	

c_t : Compresibilidad total de la formación (psi⁻¹)

4.2.6.1.3 Número de depleción del yacimiento, RDep

Los datos de producción de los pozos vecinos pueden utilizarse para cuantificar el grado de depletamiento alrededor de un pozo dado, (ver figura 40). El grado de depletamiento de los yacimientos en las cercanías de un pozo es una función de los parámetros del yacimiento, la distancia que separa al pozo de interés de sus vecinos y su producción acumulada. Proponemos la siguiente expresión para el número de agotamiento (ver ecuación 8).

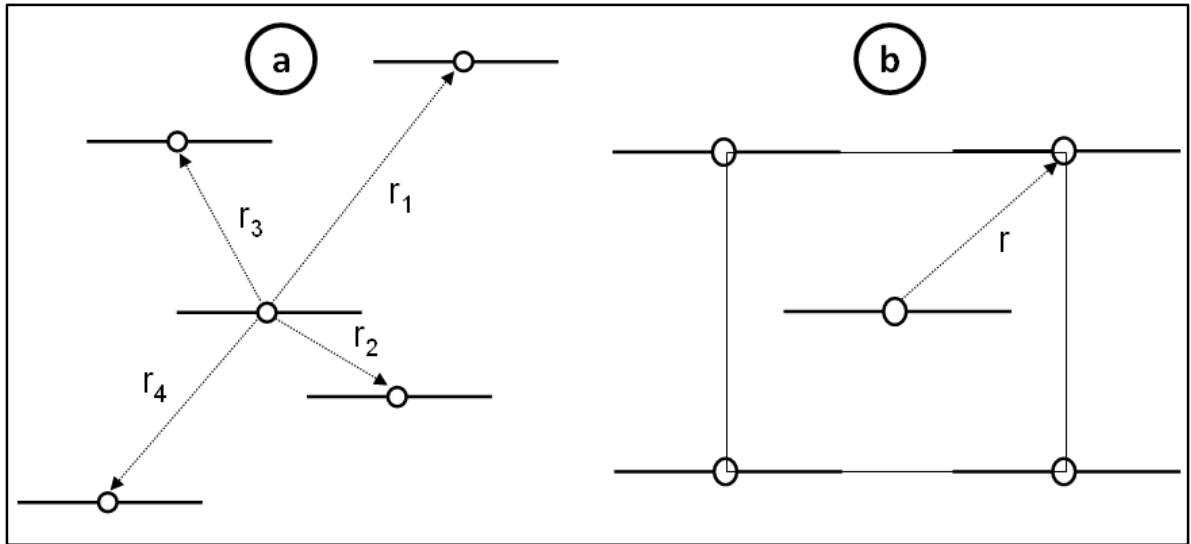
Ecuación 8.

$$R_{Dep}(t) = \frac{B_g}{2\phi h(1 - S_w)} \max_n \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{G_{Pi}(t)}{r_i^2} \right)$$

Donde,

R_{Dep}	: Número de depleción del yacimiento	
B_g	: factor volumétrico de la formación de gas promedio	(pc/scf)
ϕ	: porosidad de la formación	
h	: espesor de la formación	(pies)
S_w	: Saturación de agua de formación	
G_{Pi}	: Producción acumulativa de los pozos vecinos	(MSCF)
r_i	: Distancia entre un pozo vecino i y el pozo de interés	(ft)

Figura 40. Geometría de los pozos vecinos: (a) distribución aleatoria y (b) cuatro pozos en las esquinas del área depletada.



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

El número de depletamiento del yacimiento está delimitado entre 0 y 1. La proximidad y la producción eficiente de los pozos vecinos deben conducir a un alto valor de éste. El potencial de la nueva fractura para acceder a la roca de mayor presión debe ser más alto, cuando el número de depleción del yacimiento es bajo.

4.2.6.1.4 Número de declinación de la producción, DiD.

El último criterio es la declinación de la producción inicial en el pozo a través del fracturamiento inicial. El número de declinación de la producción refleja la extensión y calidad del yacimiento. Menores tasas de declinación indican yacimientos con grandes volúmenes de drenaje y/o mejor calidad de roca. Se calcula la pendiente de la declinación de la producción, en el momento cuando el pozo es puesto a producir (ver figura 41). La tasa de declinación tiene dimensiones del inverso del tiempo (ver ecuación 9):

Ecuación 9.

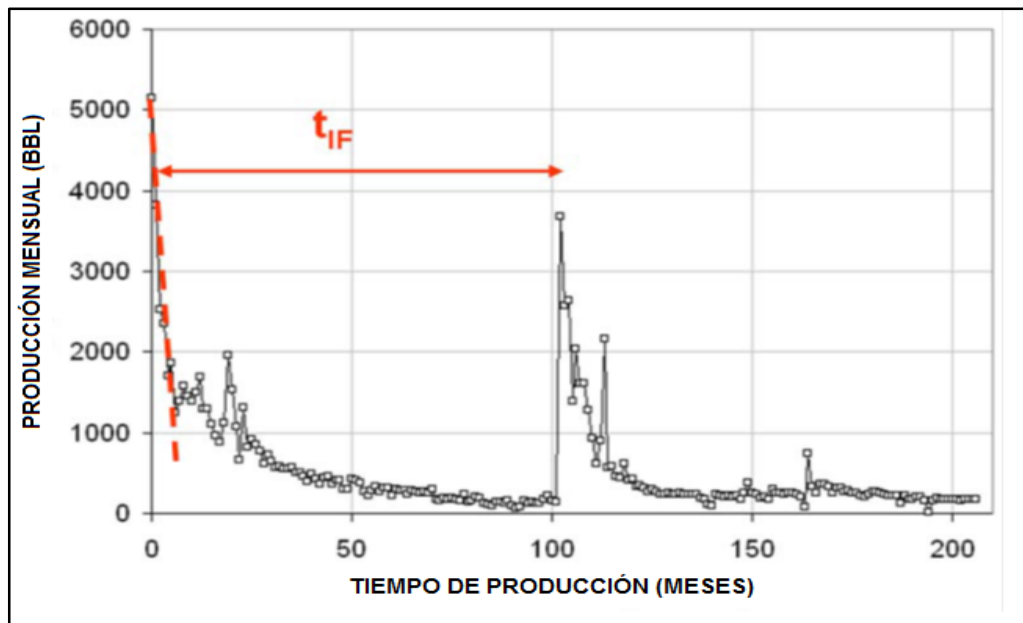
$$D_i = - \left(\frac{1}{q_{sc}} \frac{dq_{sc}}{dt} \right)_{t=0}$$

Donde,

D_i : declinación inicial de la producción (1/mes)

q_{sc} : velocidad de flujo de pozo a condiciones estándar (MSCF/D)

Figura 41. Definición del número de declinación de la producción adimensional



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

La disminución de la producción inicial se calcula a través de un método gráfico. Suponiendo que la producción durante los primeros 12 meses puede ser modelada por un modelo de disminución hiperbólica de la producción (ver ecuación 10), el inverso de la tasa de declinación es inversamente proporcional al tiempo (ver ecuación 11); Walsh y Lago 2003). La declinación de la producción

inicial es el intercepto en la gráfica 1/D versus el tiempo de producción con el eje t=0, (ver figura 42).

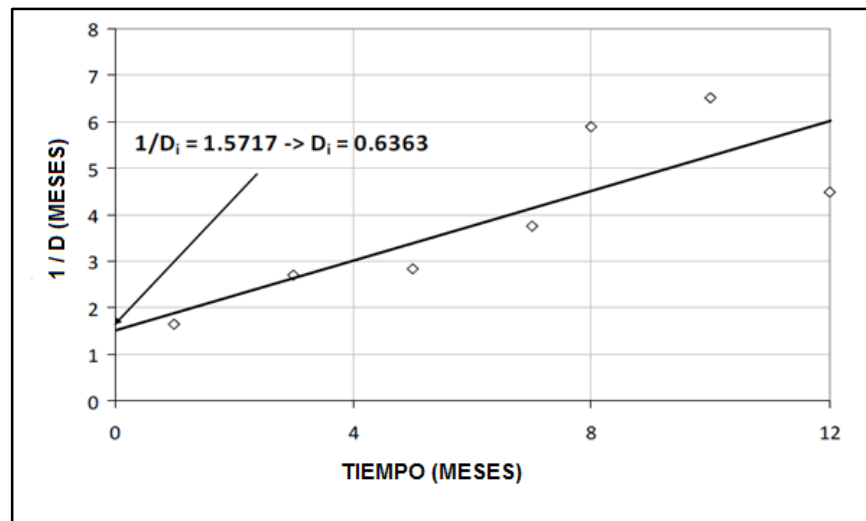
Ecuacion 10.

$$q(t) = \frac{q_t}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

Ecuacion 11.

$$D = - \frac{1}{q(t)} \frac{dq(t)}{dt} = \frac{D_i}{1 + bD_i t} \rightarrow \frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} + bt$$

Figura 42. Cálculo de la declinación de la producción inicial D_i usando los datos de producción de los primeros 12 meses.



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

La declinación adimensional se define como el producto de la tasa de declinación de la producción inicial y el tiempo de producción del pozo con la fractura inicial (ver ecuación 12).

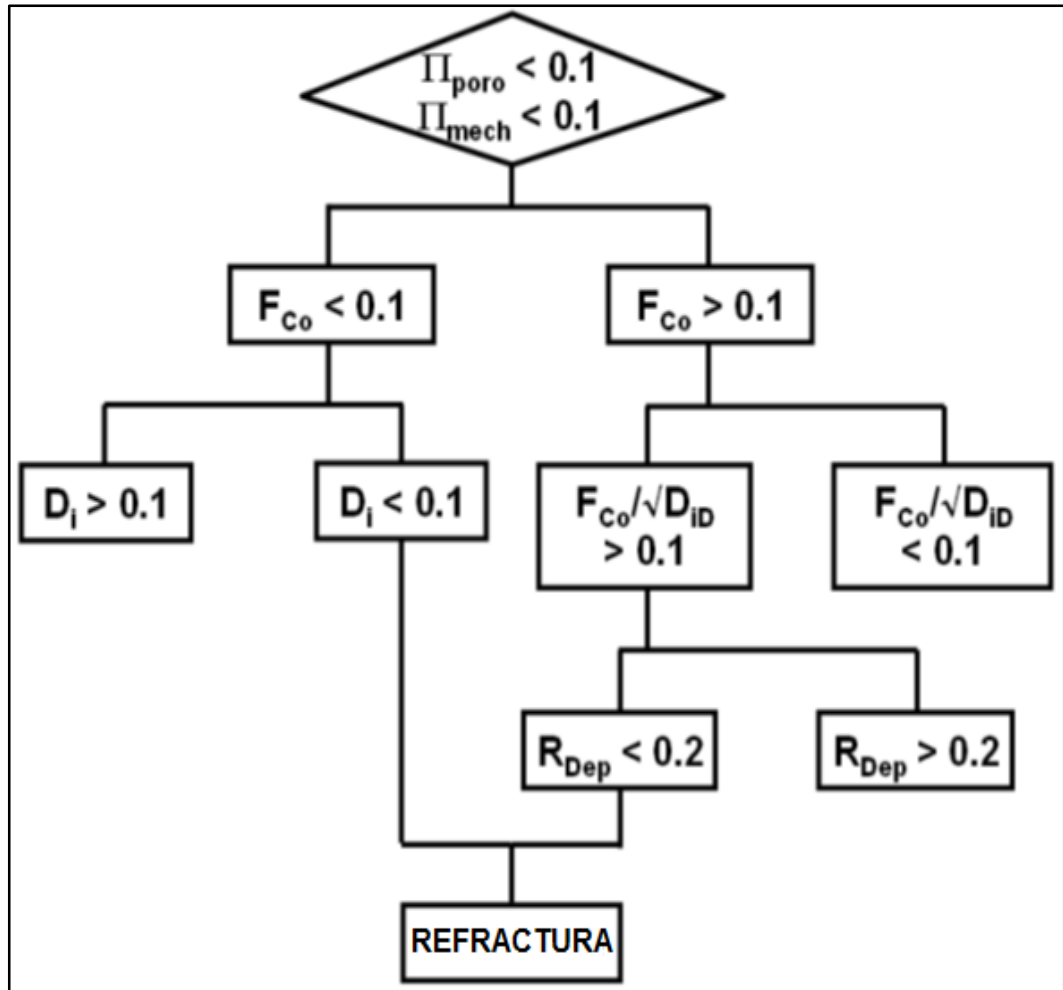
Ecuación 12.

$$D_{ID} = D_i t_{IF}$$

4.2.6.2 Método de decisión para la selección de pozos candidatos para refracturamiento

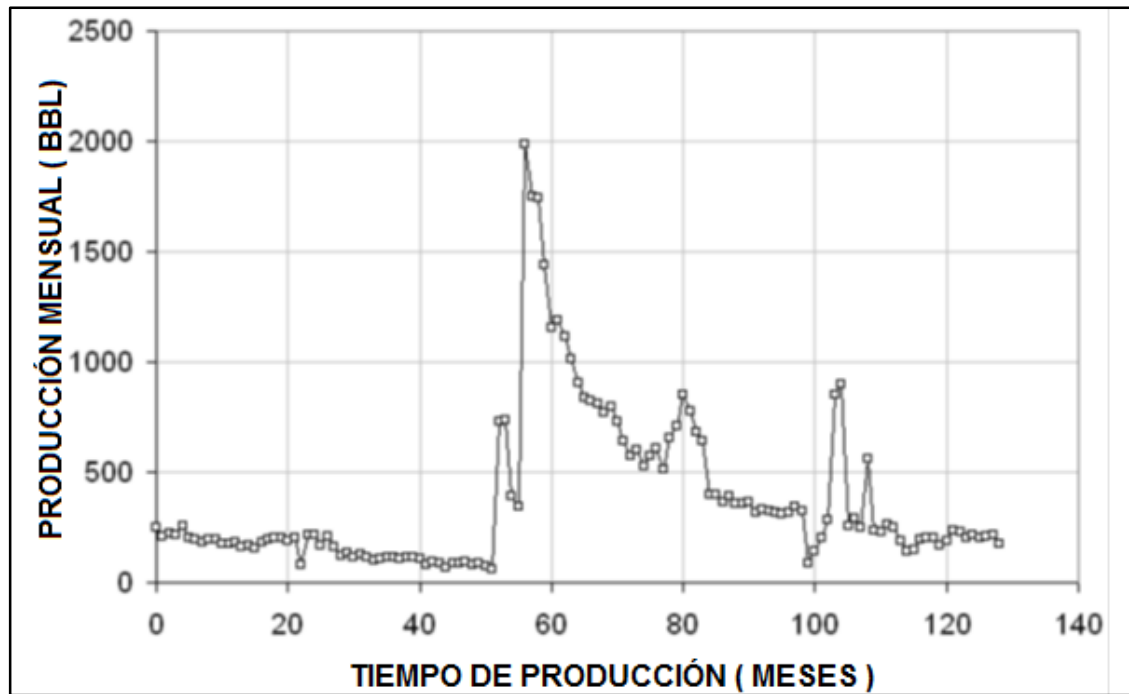
El marco para la selección de los candidatos ideales para refracturamiento se resume en un algoritmo de decisión, (ver figura 43). El primer paso es calcular el número de reorientación de los esfuerzos para verificar el potencial para la reorientación de los esfuerzos en el yacimiento de interés. Dos grupos de refracturamientos exitosos fueron identificados en un estudio de la formación Codell del Campo Wattenberg, uno para valores bajos del número de completamiento de la fractura y el otro para valores altos de éste. Para completamientos fallidos, los pozos que tienen bajos valores de la declinación de la producción inicial ($D < 0,1 \text{ meses}^{-1}$) fueron mostrados como los que conducen a los tratamientos de refracturamiento más exitosos. Un perfil típico de producción de un pozo perteneciente al primer grupo de candidatos a refracturar se muestra en la figura 44.

Figura 43. Algoritmo de decisión para la selección de pozos candidatos para refracturamiento



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011.

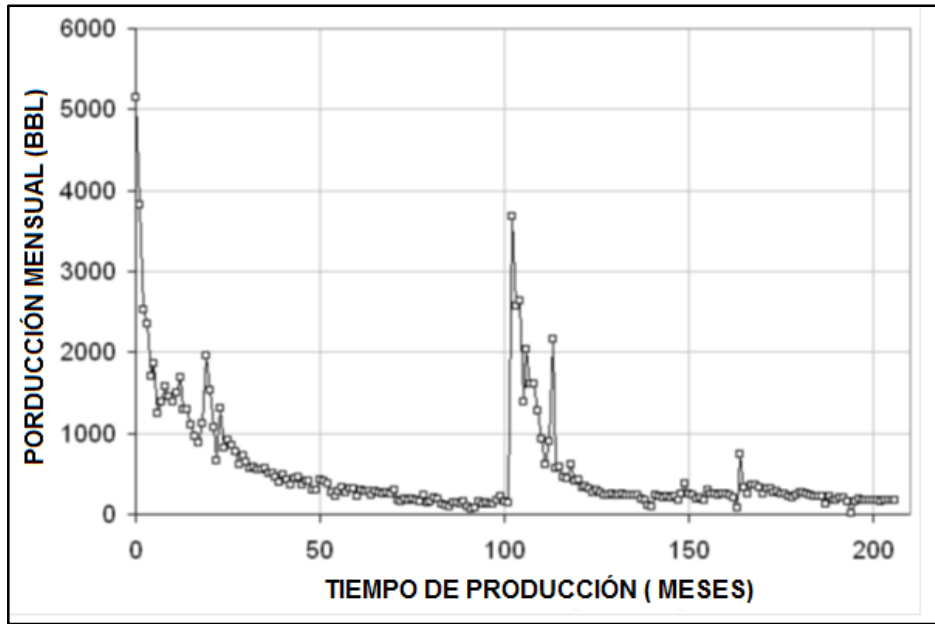
Figura 44. Perfil de producción típico de un pozo seleccionado para refracturamiento: $FCo < 0.1$ y $Di < 0.1$



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

Para los pozos con un número de completamiento de fractura superior a 0.1, se calculan $FCo/\sqrt{DiD}$ y $RDep$, y el segundo grupo de refracturamientos exitosos existe para valores bajos de dichas cantidades adimensionales (0.1 y 0.2 respectivamente). La figura 45 muestra que el perfil de producción de un pozo que concuerda con la descripción dicha.

Figura 45. Perfil de producción típico de un pozo seleccionado para refracturamiento: $FCo > 0.1$, $FCo / \sqrt{DiD} > 0.1$ y $RDep < 0.2$



Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

Los valores de corte del algoritmo de decisión serán con toda probabilidad dependientes del yacimiento. Pero el marco adimensional debe permitir que los valores de corte propuestos en este estudio sean estimaciones de primer orden al considerar por primera vez un refracturamiento en un campo determinado. Además puede ajustarse a los resultados medidos de los tratamientos de refracturamiento. Además, debe señalarse que no hay ninguna razón en particular para elegir el grupo variable $FCo / \sqrt{DiD}$ excepto que nos diera la mejor correlación en el campo de Wattenberg. Diferentes valores del exponente en FCo y DiD pueden funcionar mejor en diversos campos.

El método de decisión propuesto de acoplamiento con un cuidadoso análisis de los mejores parámetros de fracturamiento y de la roca del yacimiento podría mejorar aún más el desempeño de los tratamientos de refracturamiento.

4.3 VENTAJAS, DESVENTAJAS Y DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS

Tabla 2. Ventajas, desventajas y descripción de los métodos

MÉTODO	VENTAJA	DESVENTAJA	DESCRIPCIÓN
NOVEDOSO MÉTODO DE SELECCIÓN	Tiene en cuenta tanto el potencial productivo de la roca del yacimiento y las principales causas ya sean de perforación, producción y completamiento que están involucradas en el bajo rendimiento de los pozos de shale.	Mira más los patrones estadísticos en lugar de identificar la física detrás del éxito en el refracturamiento .	Tiene dos niveles, un nivel puramente estadístico donde se obtiene una corta lista de candidatos y un segundo nivel que integra el primer análisis estadístico con los datos de petro-física y la información geológica. Datos utilizados: Datos de completamiento, datos

			de producción, Propiedades de la roca.
REDES NEURONALES	Permite el análisis de grandes bases de datos e información importante que raramente es utilizada por los ingenieros por falta de tiempo. Es un método muy útil en campos con extensos registros de los últimos tratamientos de refracturamiento y fracturamiento. Permite realizar comparaciones entre tratamientos pasados y	La experiencia acumulada en una red neuronal en un campo determinado no se traduce fácilmente a otros campos. Requiere una buena cantidad y calidad de los datos para que el análisis sea significativo.	Son modelos computacionales inspirados en el cerebro humano y pueden ser entrenadas para realizar una tarea en particular. Datos utilizados: Puede utilizar gran cantidad de parámetros de entrada por ejemplo datos de geología, yacimiento, perforación, completamiento, estimulación, e información de workover

	tratamientos óptimos, aumentando la probabilidad de mejorar el rendimiento y la selección de pozos.		
METODO BASADO EN DATOS DE PRODUCCIÓN	Este método utiliza el análisis de datos de producción de campo y otros datos de yacimiento que están comúnmente disponibles. Selección de pozos para refracturamiento sin un extenso modelado.	Se limita a un número determinado de variables omitiendo información importante y valiosa que puede ser utilizada para optimizar tratamientos futuros y seleccionar candidatos.	Se basa en 5 parámetros adimensionales que representan los fenómenos físicos que afectan el rendimiento de las operaciones de refracturamiento y con un árbol de decisión se seleccionan los mejores pozos. Datos utilizados: Datos de producción de campo, información de

	Tiene en cuenta los fenómenos geomecánicos presentes en la roca, como estos son alterados y su influencia a la hora de refracturar. Permite cuantificar el potencial para la propagación de la nueva fractura ortogonal		yacimiento, completamiento, datos de la fractura previa e información petrofísica.
COMPARACIÓN DEL RENDIMIENTO DE PRODUCCIÓN	Cuando las propiedades del yacimiento y las prácticas de completamiento/es timulación son uniformes conlleva a seleccionar buenos candidatos a reestimulación,	Esta técnica no identifica a los pozos de buen rendimiento que podrían mejorarse con el refracturamiento .	Compara el rendimiento de producción de cada pozo en el área de interés e identifica los pozos de bajo rendimiento que podrían ser candidatos a reestimulación. Datos utilizados:

		No es óptimo para yacimientos heterogéneos y naturalmente fracturados. No es aplicable en yacimientos de shale gas.	Datos de producción.
CURVAS TIPO DE PRODUCCIÓN.	Permite analizar el impacto relativo de las propiedades del yacimiento y del completamiento sobre el desempeño de cada pozo individual a un bajo costo.	El ruido de los datos de producción normalmente hace que la capacidad de lograr un resultado único sea difícil. No es aplicable en yacimientos de shale gas.	Se basa en el potencial de producción incremental Datos utilizados: Datos de producción e información petrofísica

5 METODO DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS PROPUESTO

Los métodos de selección de candidatos presentados anteriormente, no tienen en cuenta algunos criterios que pueden ayudar a una mejor selección de los candidatos a refracturar; al proponer este método se trató de mejorar esas falencias involucrando la mayor información posible, teniendo en cuenta los criterios más relevantes de cada método presentado en el capítulo anterior y proponiendo otros que pueden ser útiles en la búsqueda de los mejores pozos candidatos a refracturar.

A continuación describiremos detalladamente la secuencia que se debe llevar a cabo a la hora de aplicar nuestro método.

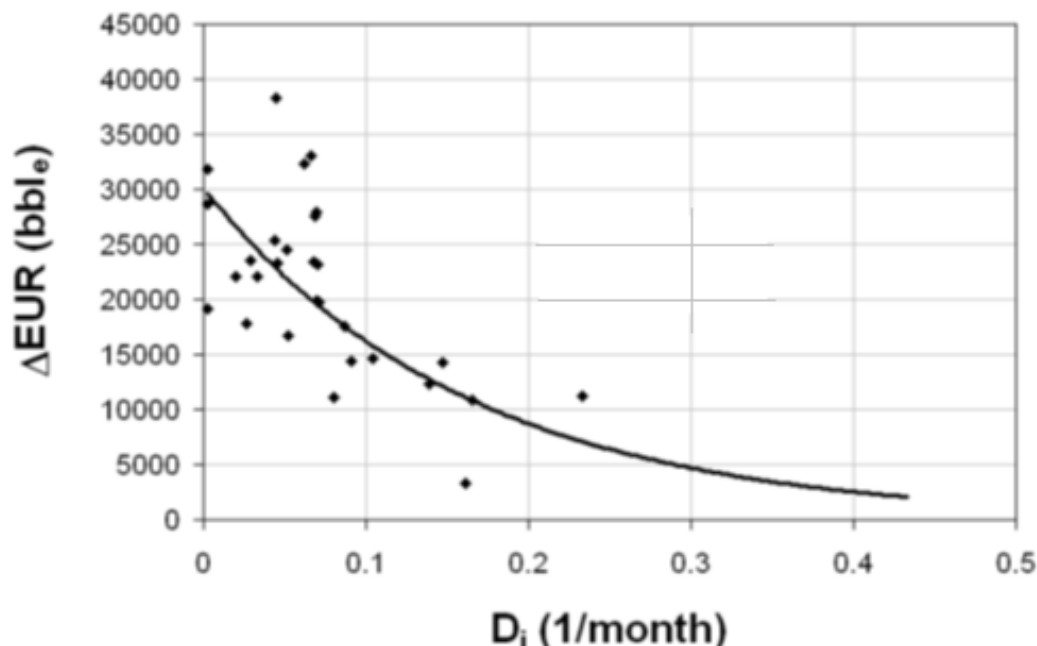
5.1 PROCESO DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS.

Lo primero que se debe tener en cuenta en este método son los problemas identificados con anterioridad en los pozos; debido a que pozos que presentan problemas de daño gradual durante la producción, como los mencionados en el numeral 2.11.1 no son buenos candidatos a refracturar, por lo que si existen pozos con este tipo de problemas, deben ser descartados para la selección.

Se debe realizar un análisis de los esfuerzos poroelásticos y mecánicos para determinar el potencial de reorientación de esfuerzos y propagación de fracturas secundarias, por lo cual se debe calcular las variables adimensionales calculadas en el método que utiliza datos de producción (Π_{mech} y Π_{poro}) que deben tener valores inferiores a 0,1 que es un valor por encima del cual la reorientación de esfuerzos es poco probable, los pozos que no presenten valores tanto de Π_{mech} y Π_{poro} inferiores a 0,1 serán descartados de los pozos candidatos a refracturar.

Los pozos cuyos valores de Π_{mech} y Π_{poro} sean los ideales, deben someterse a un análisis para determinar si poseen buen completamiento o un mal completamiento, dicho análisis debe realizarse por medio de la variable adimensional F_{co} mencionada anteriormente en el método de producción, a diferencia de este método el valor de referencia utilizado no será 0,1, se realizara una gráfica de EUR vs D_i 1/meses la cual se ha demostrado que para valores pequeños de F_{co} que conllevan a completamientos inadecuados, esta grafica suele tener la correlación mostrada en la figura 46, correlación que no se presenta para valores de F_{co} mayores, por lo cual el número de F_{co} de referencia será en el valor en el cual los pozos se salgan de la tendencia mencionada anteriormente, esto se realiza debido a que el valor de F_{co} puede tener diferentes tendencias dependiendo del tipo de yacimiento.

Figura 46. Gráfico de EUR vs D_i (1/meses) la cual muestra una tendencia normal de los datos para pequeños valores de F_{co} .

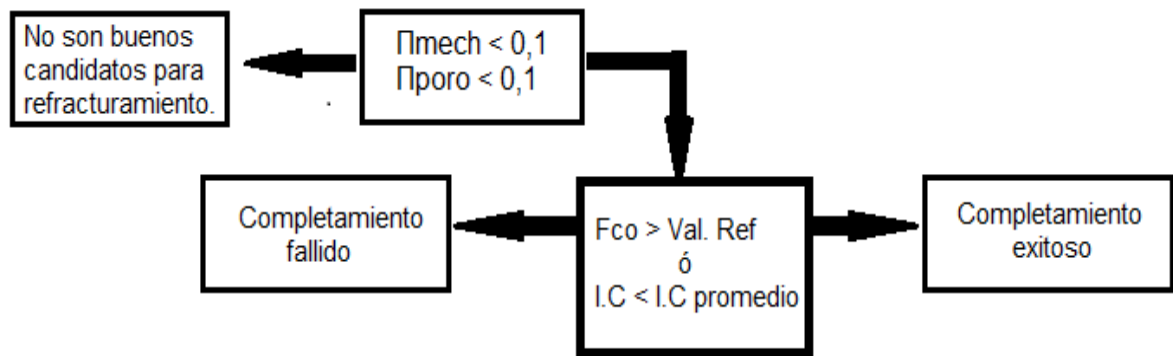


Fuente: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 201.

Posteriormente se debe realizar un análisis de la influencia de los parámetros individuales de completamiento sobre la producción, ya que esta es una de las mayores falencias del método que utiliza variables adimensionales, por lo cual se realizarán graficas del EUR vs cada uno de dichos parámetros que se cree tienen más influencia en el completamiento como lo son volumen de fluido bombeado, volumen de propante (cuando la concentración de este varíe) y peso del propante bombeado, y de dicha manera poder llegar a un óptimo indicador de completamiento, dicho análisis debe ser realizado en graficas semilogarítmicas para poder observar una mejor correlación entre los datos. Una vez determinado el indicador de completamiento (I.C) como se mencionó en uno de los métodos anteriormente mencionados se procede a dividir los pozos en dos grandes grupos para su posterior análisis.

En el primero grupo se encontraran los pozos con F_{co} por debajo del valor de referencia determinado o con un índice de completamiento con un valor inferior al promedio del índice de completamiento de todos los pozos y en el segundo se encontraran el resto de los pozos figura 47. Los dos grupos deben ser analizados debido a que cualquiera de ellos puede presentar buenos candidatos a refracturamiento.

Figura 47. Diagrama de flujo para determinar los pozos con completamiento fallido y exitoso que pueden ser buenos candidatos a refracturar.

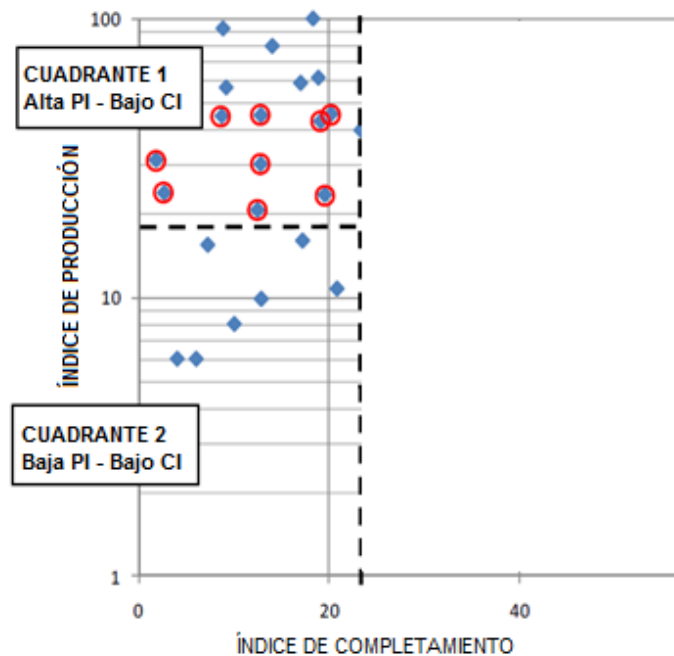


Los pozos con completamiento fallido y $D_i < 0,1$ han demostrado conducir a buenos candidatos a refracturamiento ya que esto indica una buena calidad del yacimiento, pero con el fin de seleccionar de una manera más precisa los mejores candidatos se realizara un análisis más detallado para realizar dicha selección. Con el análisis de los métodos anteriores hemos notado que existen diferentes maneras para determinar los mejores candidatos de un grupo de pozos con completamiento deficiente, por lo cual realizaremos un filtro que nos permita involucrar cada uno de estos análisis y así no omitir pozos con un buen potencial ni seleccionar pozos que conduzcan a malos resultados.

Habiendo determinado el índice de completamiento se procede a determinar la calidad de la roca la cual puede ser definida por medio de un gran número de propiedades como lo son porosidad, presión de poro, contenido orgánico, maduración entre otras, que relacionan el potencial de hidrocarburos en el lugar, los operadores realizan modelos integrados de yacimiento que capturan la estructura y variación de las propiedades alrededor de este y desde el cual se pueden extraer registros sintéticos a lo largo de los laterales horizontales y pueden a su vez ser usados como representaciones de los indicadores de calidad del yacimiento y así seleccionar los más influyentes.

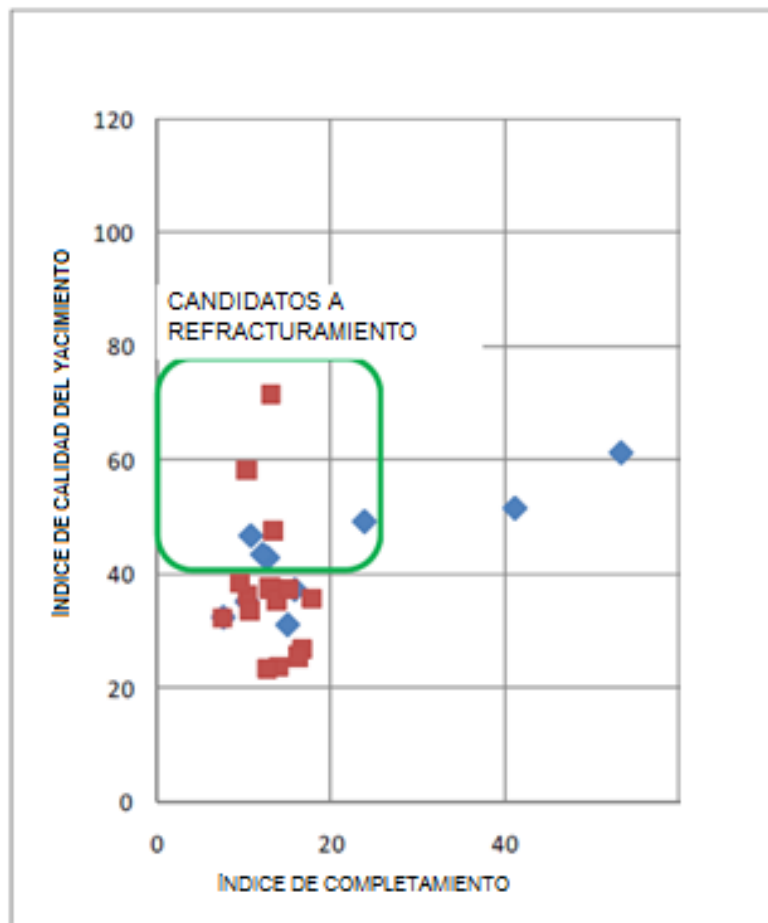
Se realizara un análisis conjunto de: Grafica EUR vs índice de completamiento, índice de calidad vs índice de completamiento y pozos con $Di < 0,1$, en el caso de las dos primeras graficas se obtendrán el promedio del índice de calidad del yacimiento y EUR logrando así dividir las gráficas en dos cuadrantes con el fin de analizarlas mejor, en la gráfica EUR vs índice de completamiento se seleccionaran los pozos con un EUR mayor al EUR promedio y en el caso de índice de calidad vs índice de completamiento se seleccionaran los pozos con un índice de calidad mayor al índice de calidad promedio como se muestra en la figura 48 Y 49.

Figura 48. Índice de producción vs índice de completamiento



Fuente: Modification de: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011

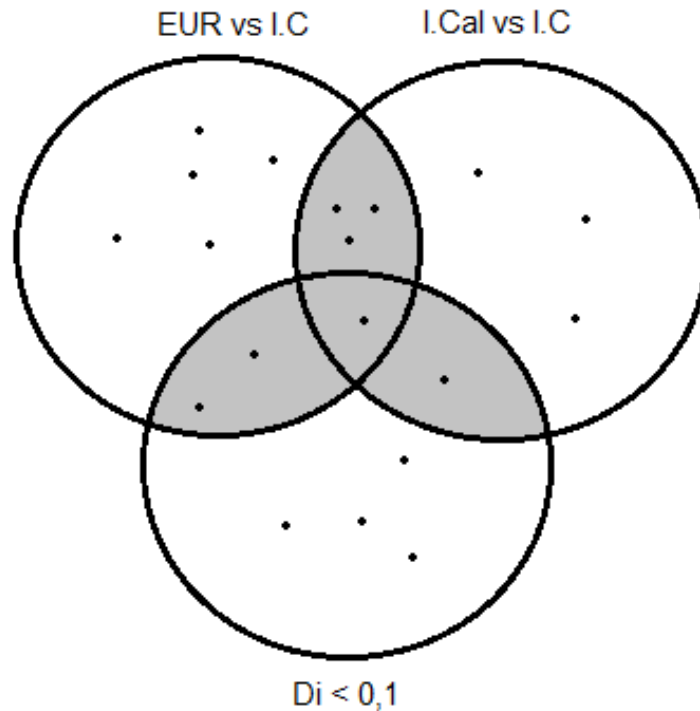
Figura 49. Índice de calidad vs Índice de completamiento



Fuente: Modification de: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado, 2011.

Una vez obtenidos los pozos con cada uno de los métodos anteriores se realizara una intercepción entre cada uno de ellos y aquellos que no hayan sido seleccionados por más de un método serán considerados de bajo potencial a refracturar esto debido a que cada método utiliza variables y enfoques diferentes para seleccionar los mejores candidatos y con el fin de no pasar por alto buenos candidatos ni seleccionar candidatos con bajo potencial a refracturar se tomó la decisión de seleccionar los pozos que hayan sido identificados por dos de los métodos como se muestra en la figura 50.

Figura 50. Diagrama de selección de los mejores candidatos a refracturar en pozos con completamientos fallidos

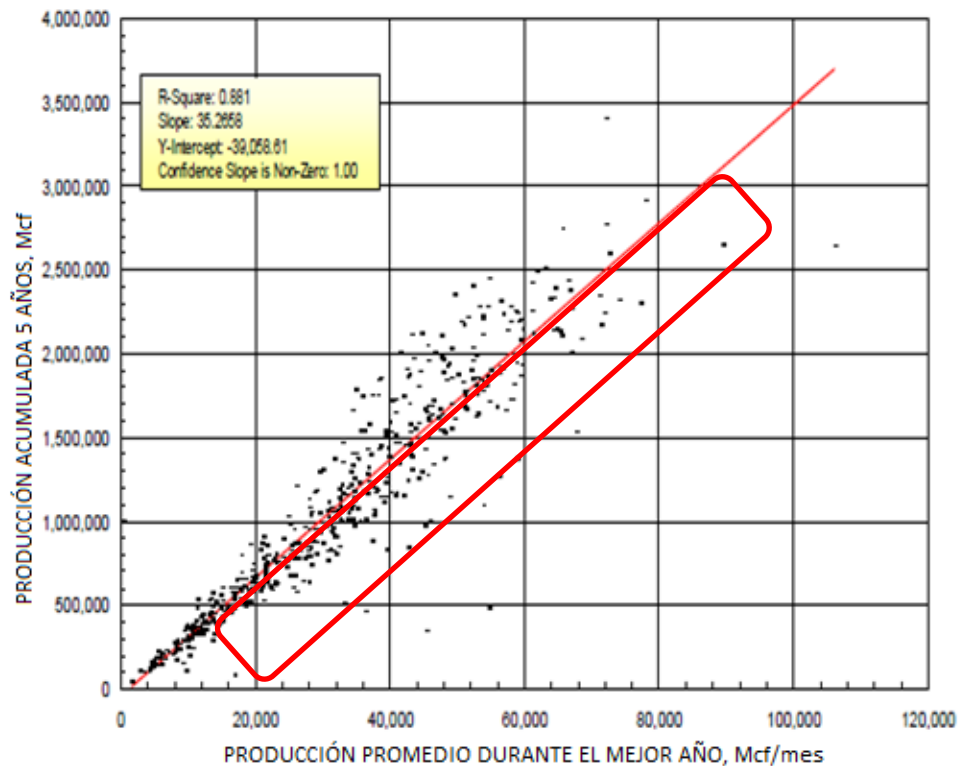


Después de haber seleccionado los mejores pozos candidatos a refracturar con un completamiento deficiente se debe realizar análisis gráficos de otros parámetros que nos permitan entender las practican realizadas con anterioridad y determinar las probables causas del mal completamiento, por ejemplo longitud vs fluido bombeado este análisis debe ser realizado debido a que una práctica común en el refracturamiento es a mayor longitud del pozo horizontal menor fluido bombeado lo cual puede ser una de las causas del bajo rendimiento, volumen de fluido vs etapas entre otros para entender aún mejor los pozos seleccionados y así no tener errores en el refracturamiento y lograr los mejores resultados.

En el segundo grupo se encuentran los pozos que no hicieron parte del primer grupo y los cuales son pozos con una buena calidad de completamiento, para este grupo se recomienda iniciar con el análisis de la gráfica producción acumulada de

5 años vs producción promedio durante el mejor año la cual se ha concluido tiene una tendencia positiva como muestra en la figura 51.

Figura 51. Producción acumulada (MCF) vs producción promedio durante el mejor año (MCF/mes).



Fuente: Modification de: ROUSSEL Nicolas P. y SHARMA Mukul M. Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. SPE, Denver, Colorado.

Se ha determinado que los pozos que se encuentren por debajo de la línea de tendencia de la gráfica son pozos que probablemente presentan problemas de daño gradual durante la producción o gas limitado por lo cual muchos de ellos no tienen el rendimiento deseado estos pozos tienen un bajo potencial a refracturar y son descartados. A los pozos que no han sido descartados se les determina la variable adimensional $Fco/\sqrt{DID}$ la cual se recomienda tenga valores inferiores a

0,1, este paso debe hacerse en conjunto con la gráfica de EUR vs Calidad del yacimiento para garantizar la selección de pozos de buena calidad del yacimiento.

Posteriormente se realiza un análisis de la depleción de la producción para así poder determinar en definitiva los mejores candidatos, por lo cual se calcula la variable adimensional Red y cuyos valores deben ser inferiores a 0,2, determinando de tal forma los mejores candidatos a refracturamiento.

Otro análisis que puede ser tenido en cuenta y que fue utilizado por el GRI es utilizar las Redes neuronales para la selección de candidatos ya que se ha notado que estas conllevan a nuevos resultados y compararlas con el método propuesto para así poder tener una mayor certeza de los pozos que van a ser seleccionados.

5.2 BENEFICIOS DEL METODO PROPUESTO

La implementación de este método permite el análisis de una mayor cantidad de datos en el proceso de selección y superar deficiencias de los métodos propuestos anteriormente ya que involucra el análisis de parámetros individuales de completamiento y su influencia en la producción, análisis que no ha sido involucrado en el método que utiliza datos de producción y que ha sido una de sus principales falencias, también al involucrar parámetros adimensionales permite que el método propuesto realice una mejor selección de los pozos con bajo potencial.

Este método además de seleccionar pozos con completamientos fallidos también realiza un análisis a los pozos con un buen completamiento, permitiendo descartar los pozos con problemas de daño gradual durante la producción los cuales pueden conducir a refracturamientos poco exitosos, además no se limita a pozos de bajo rendimiento ya que se ha comprobado que esto no conduce a la buena selección de pozos.

Además de seleccionar los mejores candidatos a refracturamiento propone análisis adicionales que conducen a las causas del mal completamiento, permitiendo así un mejor diseño del refracturamiento y evitando reincidir en malas prácticas.

CONCLUSIONES

No hay condiciones universales bajo las cuales se asegure que un refracturamiento en un yacimiento de shale, traerá buenos resultados ya que estos yacimientos poseen diferencias significativas de uno a otro, debido a que este tipo de roca varía tanto areal como verticalmente.

En un tratamiento de refracturamiento hidráulico la fractura puede propagarse en dos direcciones: reapertura de la fractura inicial y reorientación de fractura. La reorientación de fractura ayudará a solucionar los problemas generados en el fracturamiento hidráulico y evitará los problemas que se pueden presentar por la reapertura de la fractura inicial.

La selección apropiada de pozos es un factor crítico en el éxito de un refracturamiento, pero comprender la causa del bajo rendimiento del pozo es crucial en la selección.

Se ha determinado que los problemas presentados durante un fracturamiento, incluidos en la categoría de completamiento inicial problemático e ineficiente, son los de mayor potencial a refracturamiento, especialmente los pozos que poseen problemas como: zona productiva no estimulada o pasada por alto, conductividad insuficiente de la fractura inicial y longitud insuficiente de la fractura.

Los pozos fracturados que presentan problemas de daño gradual durante la producción no se recomiendan para trabajos de refracturamiento, dichos problemas son difíciles de detectar y conllevan a nuevos problemas al refracturar.

Los pozos viejos no necesariamente son malos candidatos a refracturamiento, ya que la mayoría de estos han sido estimulados con tecnologías obsoletas e implementar las tecnologías actuales puede llevar a resultados exitosos.

Los yacimientos de shale son muy complejos y sus características físicas como la permeabilidad en la matriz, su mayor heterogeneidad y su porcentaje de contenido de materia orgánica (TOC), dan como resultados unas altas tasas de producción inicial y pequeñas áreas de drenaje en el pozo.

En formaciones de baja permeabilidad (shale) se requieren fracturas largas y delgadas, a diferencia de las formaciones de alta permeabilidad que se requieren fracturas cortas y anchas, esto es debido a que se requiere un área de flujo máxima.

Los enfoques de Inteligencia virtual parecen tener el mayor potencial en cuanto a eficiencia y bajo costo, para la selección de candidatos a refracturamiento.

Los métodos de selección de curvas tipo y estadísticas de producción son típicamente no aplicables en yacimientos de shale gas, debido a la variabilidad en las redes de fracturas complejas de pozo a pozo y la falta de instrumentos de diagnóstico para cuantificar las características de la fractura para análisis profundos.

El uso de variables adimensionales, permite que el método que utiliza los datos de producción, pueda ser utilizado en cualquier yacimiento o campo. Este método además de ser un método de selección, también proporciona estimaciones

cuantificadas de la recuperación incremental de futuros tratamientos de refracturamiento.

La principal falencia del método que utiliza datos de producción es que no permite el análisis de variables independientes de completamiento, por lo cual pasa por alto parámetros que pueden presentar alta influencia a la hora de refracturar.

El éxito de un refracturamiento después de una buena selección de candidatos, también depende de un diseño óptimo del refracturamiento y de una ejecución operacional exitosa.

El método novedoso para pozos horizontales ha mostrado tener gran eficiencia a la hora de seleccionar pozos, debido a que involucra el análisis de variables independientes de completamiento y calidad del yacimiento, pero debido a que son análisis estadísticos y no tiene en cuenta la física detrás del refracturamiento puede tener errores en la selección.

Utilizar varios métodos de selección para un análisis profundo de los mejores candidatos es recomendable, debido a que cada uno de ellos tiende a seleccionar pozos con características diferentes dependiendo del enfoque o principio utilizado por el método.

Se ha comprobado que seleccionar pozos de bajo rendimiento traerá pésimos resultados, incluso la selección aleatoria de pozos será más efectiva, esto debido a que los pozos con mayor rendimiento de producción suelen ser los mejores candidatos.

El mejor indicador de producción en yacimientos de shale es la recuperación final estimada (EUR), ya que puede darnos una idea del comportamiento a largo plazo del yacimiento si se cuenta con datos de buena calidad.

El método propuesto para la selección de candidatos permite eliminar algunas de las desventajas presentes en los métodos actuales al involucrar enfoques y características de cada uno de ellos.

El método propuesto permite el análisis de variables de completamiento individuales, así como de variables adimensionales con el fin de procesar la mayor información posible en la selección y poder llegar a los mejores resultados.

Para una buena selección de candidatos y análisis del rendimiento de cada uno de los métodos, se requiere de una gran base de datos de cada pozo del yacimiento que involucre datos de producción, completamiento, calidad del yacimiento, workover, entre otros.

RECOMENDACIONES

Implementar más de un método para la selección de pozos o implementar el método propuesto en conjunto con el método de redes neuronales, debido a que cada método tiende a seleccionar diferentes pozos por diferentes motivos que pueden ser validos en su totalidad, según las características específicas del yacimiento.

No se recomienda utilizar el método de curvas tipo ni el método que se basa únicamente en el potencial de producción incremental en yacimientos de shale gas, ya que la variabilidad en las redes de fracturas complejas de pozo a pozo y la falta de instrumentos de diagnóstico para cuantificar las características de la fractura para análisis profundos conlleva a errores en la selección.

Pozos con problemas de daño gradual durante la producción son difíciles de identificar y conllevan a malos resultados de fracturamiento, por lo cual se recomienda un análisis para determinar este tipo de pozos y así no tener problemas de bajo rendimiento después del fracturamiento.

No es adecuado seleccionar pozos únicamente por las condiciones de este ya que no existen condiciones universales que aseguren el éxito de un refracturamiento, esto debido a las diferencias significativas de uno a otro yacimiento.

Se recomienda utilizar el método propuesto debido a que permite el análisis tanto de las variables físicas como de los parámetros individuales de completamiento que presentan una gran influencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- ❖ ALKOUH Ahmad, WATTENBARGER Robert A, SPE. Modificada de “New advances in shale reservoir analysis using flowback data”. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013.
- ❖ ALMAGUER Jim, MANRIQUE Jorge, HABBTAR Ali, LOPEZ Jorge, MCNALLY Alan C, SULBARAN Arturo. Orientación de los disparos en la dirección correcta. Verano de 2002.
- ❖ BARBA Robert. A methodology for evaluating economic refracturing candidates and optimizing refracture treatments. Houston, Texas, 2010.
- ❖ BARBA Robert E, SPE, Integrated Energy Services Inc. A novel approach to identifying refracturing candidates and executing refracture treatments in multiple zone reservoirs. New Orleans, Louisiana, USA, 2009.
- ❖ CELIS Carlina Rey, AMAYA Freddy Alexander. Evaluación de un yacimiento de gas shale utilizando un software de estimulación para determinar el mejor esquema de explotación que permita maximizar las reservas recuperables, 2011.
- ❖ CRAIG, D. Y EAST, L. “Refracturing technology increases production in previously fractured single and multiple zone wells experiencing production declines”, Halliburton, 2006.
- ❖ C.W. Hopkins, J.H Frantz Jr, C.L Tatum, GRI. Screening restimulation candidates in the Antrim shale. Charleston, USA, 1994.
- ❖ DOIZER George, ELBEL Jack, FIELDER Eugene, HOOVER Rene, LEMP Stephen, REEVES Scott, SIEBRITS Eduard, WOLHART Steve. Operaciones de refracturamiento hidráulico. Invierno 2003/2004.
- ❖ ELY Jhon, SPE, TINER Robert, ROTHENBERG Mark, MCDOUGAL Fred, CONWAY Mike. Restimulation program finds success in enhancing recoverable reserve. Dallas, Texas, 2000.

- ❖ E. Siebrits, SPE, J.L Elbel, R.S. Hoover. Refracture reorientation enhances gas production in Barnett shale tight gas wells. Dallas, Texas, 2000.
- ❖ FENGJIANG Wang, YUNHONG Ding, YONG Lu, BRANCH Langfang. A study of refracturing in low permeability reservoirs. Beijing, China, 1996.
- ❖ Ingeniería Petrolera. Publicación mensual de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, 2000.
- ❖ L.P. Moore, SPE, H. Ramakrishnan, SPE, Schlumberger. Restimulation: candidate selection methodologies and treatment optimization. San Antonio, Texas, USA, 2006.
- ❖ MADRID Marcelo. Agentes apuntalantes – aspectos a considerar en el diseño de fracturamiento hidráulico. {En línea}. {15 de mayo del 2013}. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/12/agentes-apuntalantes-aspectos.html>
- ❖ MARULANDA Marvin Alonso. Herramienta software para la estimación de la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento. Bucaramanga, 2011. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UIS. Facultad de Físico – Químicas.
- ❖ MARULANDA Marvin; CORZO Reinel; CALVETE Fernando; CALDERON Zuly; SAAVEDRA Nestor Fernando. Refracturamiento Hidráulico: “Una Exitosa Técnica de Estimulación de Pozos”. En: Revista Fuentes. Vol., 8 N° 2. Jul – Dic de 2010; p. 45/53.
- ❖ MCMECHAN D.E, CONWAY M.W, MCGOWEN J.M, BROWN D, Halliburton. Expanding recoverable reserves through refracturing. Las Vegas 1985.
- ❖ M.C. Vincent, SPE. Refracs – why do they work, and why do they fail in 100 published field studies?, Florence, Italy, 2010.
- ❖ M.C. Vincent, Consultant. Modificada de “Restimulation of unconventional Reservoirs: When are Refracs Beneficial?” Alberta (Canadá), 2010.
- ❖ MOHAGHEGH Shahab, West Virginia University, REEVES Scott, HILL David, GRI. Development of an intelligent systems approach for restimulation candidate selection. Calgary, Alberta, Canada, 2000.

- ❖ MORAD Kamal. Reservoir Engineering Aspects of CBM. 2006
- ❖ OBERWINKLER Christian, ECONOMIDES Michael J, University of Houston, SPE. The definitive identification of candidate wells for refracturing. Denver, Colorado, USA, 2003.