

“Selección de Pozos Candidatos a Estimulación. Caso Campo Colorado”.

**JONATAN CELIS CASTELLANOS
OSCAR ARTURO LEÓN GIRAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

“Selección de Pozos Candidatos a Estimulación. Caso Campo Colorado”.

**JONATAN CELIS CASTELLANOS
OSCAR ARTURO LEÓN GIRAL**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:
FERNANDO CALVETE
Ingeniero de Petróleos, M. Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

DEDICATORIA

Los autores dedican este trabajo de investigación a Dios, sus padres, familiares y amigos.

AGRADECIMIENTOS

A Jehová Dios que me diste la oportunidad de vivir, regalarme una familia maravillosa, por la educación que me dio de la vida, por haberme permitido estudiar y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo este tiempo.

A mi papá por su apoyo incondicional, por creer en mí, por su forma de ser la cual es un ejemplo a seguir, por sus consejos, su paciencia, su amor, por enseñarme las cosas más importantes en la vida, por sus esfuerzos y sacrificios para formarme, darme valores, principios y ser la persona que soy.

A mis hermanos Jerzon, Ruth, Lidia y Davicito, gracias por estar conmigo, darme las fuerzas, apoyarme siempre, su protección, por ser la motivación para no parar sino avanzar siempre, por aguantarme, porque a todo en mi vida le han sacado lo bueno han hecho q todo sea alegría y sin ellos no hubiera logrado nada.

A Martica Celis por su esfuerzo y dedicación, por su trato, su tiempo, aguantarme, su preocupación, su amor, porque ha llegado a ser una mamá para mí.

A Martica Mantilla por sus charlas, por sus consejos, por creer en mí, por su amor, su apoyo incondicional porque también es una mamá para mí, porque siempre se ha esforzado por ayudarme, por darme fuerzas para seguir adelante y recordarme lo que soy y lo que puedo ser.

A mi mamá por su apoyo su comprensión, confianza en mí, por sus consejos y apoyo.

A mi primo Jonatán Galán, por su apoyo y por su confianza.

A mi director de Tesis, Msc Fernando E. Calvete, por su tiempo, su guía, su paciencia, han sido fundamentales para el desarrollo de este proyecto.

A Fernando Pérez por las bases que nos dio sin ellas hubiera sido muchísimo más difícil todo, por su ayuda incondicional y lo más importante su amistad.

A los ingenieros: Carlos E. Medina, Manuel G. Jaimes, por compartir sus conocimientos, por sus consejos y apoyo, Gilma Contreras por su paciencia y comprensión y apoyo y a mi amigo Edgar A. Suarez que me ayudo en todo sentido, por su apoyo, su confianza, por las charlas, los consejos, y sobre todo su amistad.

A la Familia León Giral, y la Familia Giral por su apoyo, disposición y colaboración.

A mis amigos: Dairo, Rolando, Gustavo, Yorguin, Amaro, Jorge, Marlon B., Marlon M., Jorge Torres, Joaquín, Nicolás, Víctor, Juan Manuel, Lucho, Habib, Eisen, Felipe, Sergio, Cesar, Leonardo, Edward; me alegro de haber pasado estos años con ustedes.

A mis amigas Jinna, Nataly, y Maria Felix por estar siempre ahí por sus consejos y por creer en mí.

A Oscar Arturo León Giral, por ser un hermano mas, por los gritos de libertad, y que sabe que esto aquí no termina que queda mucho por recorrer.

Jonatan Celis Castellanos

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, por ser mi fuente espiritual y guía durante toda mi vida.

A mi papá Arturo León R. y mi mamá Yaned Giral R. por su amor, constante apoyo, consejos y confianza en mí, les debo todo.

A mis abuelos Luis Antonio Giral, por su apoyo, ejemplo y por enseñarme la honestidad y el trabajo, Julia Rojas por sus sacrificios, dedicación y apoyo, Mercedes Rozo por su cariño y ejemplo y Arturo León mi constante compañía desde el cielo.

A mi hermanita Juliana por su cariño, comprensión, apoyo y cuidar de mis papas mientras no estuve. Gracias, ustedes son mi motivación para hacer las cosas bien.

A mis tíos, tías, primos y primas por sus consejos, afecto, apoyo y presencia incondicional. A Luis Eduardo siempre estuvo ahí.

Al ingeniero Fernando Calvete, nuestro Director de Tesis, gracias por todo el tiempo dedicado y por sus consejos.

Al profesor Fernando Pérez, por su ayuda, consejos, incondicionalidad y ante todo por su amistad.

A la familia Celis Castellanos, por acogerme como uno integrante más de su familia y su apoyo incondicional.

A mis amigas: Jinnita, Nataly y Ximena, por ser un fundamental apoyo durante mi carrera y mi vida, gracias por sus consejos, cariño, comprensión y ayuda.

A mis amigos: Gustavo, Wilmar, Amaro, Sergio Rojas, Carlos, Jorge Torres, Yorguin, Habib, Eisen, Julián, Raúl, Marlon B., Marlon M., Juan Manuel, Víctor,

Felipe, Juan Carlos, Pedro, Nicolás, Diego, Leonardo, Fabio, Ludwing, Joaquín y Elkin con quienes he compartido mi vida.

A Jonatan Celis Castellanos, mi compañero de tesis, mi amigo, mi hermano, la vida nos enseñó que nada es regalado, ahora le enseñaremos a la vida que todo nos lo hemos ganado, que la fuerza te acompañe.

Oscar Arturo León Giral

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DE LA ESTIMULACIÓN DE POZOS	2
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA ESTIMULACIÓN	2
1.1.1. Historia de la acidificación.	3
1.1.2. Historia del fracturamiento.	4
1.2. TIPOS DE ESTIMULACIONES	5
1.2.1. Succión.	6
1.2.2. Inyección de fluidos.	7
1.2.3. Fracturamiento de estratos.	8
1.2.4. Acidificación.	10
1.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ENTRADA	12
1.3.1. Índice de productividad (IP).	12
1.3.2. Predicción de la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).	16
1.3.3. Método de Vogel.	17
1.3.4. Método de Fetkovich	20
1.3.5. Método de Jones Blount y Glaze.	23
1.3.6. Factores que afectan el índice de productividad (IP) y la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).	25
2. METODOLOGÍAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS Y DE LOS INTERVALOS CANDIDATOS A TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	28

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
2.1	METODOLOGÍA SIGMA 28
2.1.1.	Circunstancias donde el proceso de ingeniería SIGMA es particularmente aplicable. 30
2.1.2.	Implementación del proceso SIGMA. 30
2.2.	METODOLOGÍA PASS 33
2.2.1.	Índice de eficiencia del reacondicionamiento (WOE). 34
2.2.2.	Índice de heterogeneidad (HI). 34
2.2.3.	Índice de eficiencia del completamiento (CEI). 36
2.3	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS 38
	CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CAMPO SANTA CLARA.
3.	METODOLOGÍA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN 41
3.1.	ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN 41
3.2.	ANÁLISIS POR POZOS 42
3.3.	ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE INTERVALOS 43
3.4.	MODELAMIENTO 44
3.4.1.	Análisis de Skin 44
3.4.2.	Análisis nodal 45
4.	GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO 50
4.1.	RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO 51
4.2	PETROFÍSICA DEL CAMPO COLORADO. 53
4.2.1.	Saturación de agua. 53
4.2.2.	Porosidad. 55
4.2.3.	Análisis PVT 56
4.2.4.	Permeabilidad. 62

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN CASO CAMPO COLORADO	63
5.1 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS	63
5.1.1.. Paso1. Adquisición de información.	63
5.1.2. Paso 2. Análisis por pozos.	65
5.1.3. Paso 3. Análisis de los intervalos	68
5.1.4. Paso 4. Revisión del estado de los intervalos	70
5.1.5. Paso 5. Clasificación de los intervalos por potencial de producción.	70
5.1.6. Paso 6. Modelamiento.	74
5.1.7. Paso 7. Lista de pozos candidatos y producción.	82
5.2. RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA	83
6. CONCLUSIONES.	95
7. RECOMENDACIONES	97
8. BIBLIOGRAFÍA	98
9. NOMENCLATURA	101
ANEXOS	103

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Saturación de agua.	54
Tabla 2. Saturación de agua promedio por bloque	55
Tabla 3. Porosidad y espesor promedio neto.	56
Tabla 4. Datos básicos PVT. Campo Colorado.	56
Tabla 5. Selección de intervalos estado.	72
Tabla 6. Análisis de intervalos por potencial de producción.	73
Tabla 7. Análisis Skin.	75
Tabla 8. Análisis de Q incremental.	77
Tabla 9. Tabla construcción de IPR actual.	79
Tabla 10. Expectativas de incremento por pozo.	80
Tabla 11. Datos de Outflow	82
Tabla 12. Incrementales de producción para los diferentes escenarios.	93
Tabla 13. Producción para los diferentes escenarios.	94

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Disposición de los elementos requeridos para succionar e inducir el flujo de petróleo de un estrato cuya permeabilidad esta obstruida.	6
Figura 2. Fracturamiento de un estrato e inyección de material solido para lograr mejor productividad del pozo.	9
Figura 3. Disposición de elementos requeridos para estimular el pozo mediante la inyección de acido.	11
Figura 4. Representación gráfica del IP.	14
Figura 5. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).	16
Figura 6. Grafica de Vogel para $FE = 1$.	18
Figura 7. Mapa conceptual metodología.	47
Figura 8. Localización Campo Colorado.	50
Figura 9. Comparación Curvas de Rs de los Pozos C12, C 49 y C43.	58
Figura 10. Comparación Curvas de Bo de los pozos C 12, C 49 y C 43.	58
Figura 11. Comparación Curvas de Viscosidad de los Pozos C 12, C 49 y C 43.	59
Figura 12 Estudio PVT Colorado 25, Datos Volumétricos del Fluido.	60
Figura 13. Estudio PVT Colorado 25, Datos de la Prueba de Liberación Instantánea y viscosidad del aceite.	61
Figura 14. Grip Map de permeabilidad en OFM.	64

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 15. Estado mecánico del pozo Colorado 3.	67
Figura 16. Diagrama de producción (OFM) Colorado 3.	68
Figura 17. Registros SP, resistividad corta, y resistividad profunda, para los intervalos 4352'-4365'y 4380-4394.	71
Figura 18. Tabla de escenarios y magnitudes características de Skin.	75
Figura 19. IPR actual	81
Figura 20. IPR escenarios de Skin.	80
Figura 21. Curva Outflow.	82
Figura 22. Superposición de curva Outflow sobre la curva IPR.	83
Figura 23. Curvas IPR pozo Colorado 3	84
Figura 24. Curvas IPR pozo Colorado 10	84
Figura 25. Curvas IPR pozo Colorado 12	85
Figura 26. Curvas IPR pozo Colorado 23	85
Figura 27. Curvas IPR pozo Colorado 31	86

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 28. Curvas IPR pozo Colorado 35	86
Figura 29. Curvas IPR pozo Colorado 36	87
Figura 30. Curvas IPR pozo Colorado 37	87
Figura 31. Curvas IPR pozo Colorado 38	88
Figura 32. Curvas IPR pozo Colorado 45	88
Figura 33. Curvas IPR pozo Colorado 49	89
Figura 34. Curvas IPR pozo Colorado 52	89
Figura 35. Curvas IPR pozo Colorado 55	90
Figura 36. Curvas IPR pozo Colorado 67	90
Figura 37. Curvas IPR pozo Colorado 69	91
Figura 38. Curvas IPR pozo Colorado 70	91
Figura 39. Curvas IPR pozo Colorado 74	92
Figura 40. Curvas IPR pozo Colorado 75	92

TITULO: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN, CASO CAMPO COLORADO¹.

AUTORES: JONATAN CELIS CASTELLANOS.

OSCAR ARTURO LEÓN GIRAL².

PALABRAS CLAVES: Estimulación de Pozo, Modelamiento, Propiedades Petrofísicas, Permeabilidad, Viscosidad, IPR. J.

RESUMEN

El presente trabajo de grado tiene como objetivo presentar la aplicación de la metodología de selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación del Campo Colorado, dentro de las estrategias de aumento de producción a corto plazo del proyecto campos maduros, para el Campo Escuela Colorado, Universidad Industrial de Santander.

El trabajo de grado se dividió en tres partes; la primera parte donde se realizó el estudio y recopilación de las generalidades tanto de la estimulación, como las del Campo Escuela Colorado, en la segunda parte se realizó el desarrollo de la metodología de selección de pozos candidatos a estimulación y en la tercera parte se implementó la metodología desarrollada al Campo Escuela Colorado.

Se realizó el análisis de las metodologías más utilizadas, como lo son la metodología SIGMA y PASS, para finalizar con el desarrollo de una metodología especial para el Campo Colorado.

Durante el desarrollo de la metodología se estudiaron los 75 pozos que se perforaron en el Campo Escuela Colorado, en los seis bloques que lo conforman, teniendo en cuenta todos los datos de las propiedades existentes para cada pozo y correlaciones realizadas.

La implementación de la metodología identificó 19 pozos candidatos para incrementar su producción a través de operaciones de estimulación, de estos pozos se modelaron 88 intervalos, para una producción diaria esperada de 227 barriles.

¹Proyecto de Grado.

²Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. Fernando Enrique Calvete.

TITLE: SELECTION OF CANDIDATES FOR STIMULATION WELLS, CASE FIELD COLORADO³.

AUTHORS: JONATAN CELIS CASTELLANOS.

OSCAR ARTURO LEÓN GIRAL⁴.

KEYWORDS: Well Stimulation, Modeling, Petro physical Properties, Permeability, Viscosity.

ABSTRACT.

The objective of this thesis is to present the application of the Selection of Wells Candidates for Stimulation Methodology in Colorado Field, one of the strategies for increasing production in a short-term within Mature Field Projects for Colorado Field at Industrial University of Santander.

The degree work was divided into three parts: the first part where you conducted the study and collection of generalities of stimulation such as the Colorado Field, second part was performed to develop the methodology for selecting wells stimulation candidates and third party developed methodology was implemented to Colorado Field.

It has been done the analysis of Methodologies used, such as SIGMA and PASS, concluding with the development of a Particular Methodology for Colorado Field.

Methodology development were studied 75 wells that were drilled in the Colorado School Field in the six blocks that shape it, taking into account all data from existing properties for each well and correlations made.

Methodology Implementation identify 19 candidates wells for increase their production with stimulation jobs, modeling 88 intervals, expecting a daily production of 227 barrels.

³.Grade Proyect.

⁴ Petroleum Engineering School, Faculty of Physic-Chemical Engineering. Director M. S. Fernando Enrique Calvete.

INTRODUCCIÓN.

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se observa en un alto porcentaje de los pozos, una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores: pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, variación de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, variación de los modelos de inyección - producción, etc, y es la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, desarrollo de metodologías, implementación de soluciones tecnológicas y análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar la producción de estos y del campo productor con la mayor probabilidad de éxito.

Los campos maduros requieren una atención integrada para mejorar su rentabilidad, pues presentan principalmente las siguientes oportunidades de mejoramiento: declinación de la producción, costos de producción, bajo Factor de Recobro, eficiencia de los sistemas de Producción, Aplicación de Tecnologías.

En el ámbito mundial, estas oportunidades de mejoramiento han sido tratadas y solucionadas bajo un esquema de aplicación de tecnologías y metodologías que buscan mejorar el Factor de Recobro de los yacimientos.

Con los trabajos propuestos de Estimulación se busca la optimización de la producción del Campo Colorado con el objetivo de maximizar la producción de petróleo, y de esta manera aumentar el factor Recobro.

1. GENERALIDADES DE LA ESTIMULACIÓN DE POZOS

Durante el período de la terminación del pozo, o durante la vida productiva del pozo, se presentan situaciones en las que el estrato productor no descarga fácilmente el supuesto volumen de hidrocarburos hacia el pozo. Algunas veces esta inconveniencia puede ser sencilla y de fácil corrección, pero otras veces se puede presentar muy difícil y casi imposible.

El conjunto de operaciones que se han desarrollado para solucionar o corregir estos problemas es lo que se conoce como “estimulación de pozos”. A continuación se realizara una breve reseña de la historia de la estimulación, para luego continuar con una descripción de los tipos de estimulaciones.

1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA ESTIMULACIÓN

Los primeros intentos en la estimulación ocurrieron en el año 1890 cuando la nitroglicerina fue utilizada para estimular rocas duras en los estados del noroeste de Estados Unidos. El concepto aquí era fracturar el intervalo de la producción en la región cercana del pozo para aumentar la producción, aunque es en lo absoluto peligroso, esta técnica fue extremadamente un éxito para incrementar la producción del gas, aceite y agua⁵.

⁵ HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001, p 19.

1.1.1. Historia de la acidificación.

La acidificación debe ser considerada una de técnicas de estimulación más antiguas que actualmente aun se utiliza. Los registros antiguos indican que los primeros tratamientos con ácido fueron realizados probablemente en 1985. *Herman Frasch*, principal químico en la *Standard Oil Company's Solar Refinery en Lima, Ohio*, fue considerado como el creador de esta técnica.

La primera patente de acidificación, publicó el 17 de marzo de 1896, que *Frasch* utilizó un reactivo (ácido clorhídrico) que reaccionaría con piedra caliza para producir productos solubles. Estos productos solubles entonces fueron producidos desde la formación con los fluidos del pozo. Aunque fue un éxito, por algunas razones desconocidas el uso del ácido declinó y no hay evidencia de acidificación disponible durante los 30 años que sobrevienen.

Muchos han descrito que la era moderna de la acidificación comenzó en 1932 con discusiones entre el *Pure Oil Co.* y la *Dow Chemical Co.* *Pure* tenía pozos de petróleo en la misma área de Michigan donde *Dow* tenía también pozos de salmuera. *W.A. Thomas*, geólogo de *Pure* y *John Grebe*, que estaba a cargo de la investigación física del laboratorio de *Dow*, sugirieron que la productividad del pozo de una formación de la piedra caliza se podía mejorar con un tratamiento con ácido. *Pure* eligió un sitio de prueba y el 11 de febrero de 1932 el pozo fue tratado con 500 galones de ácido clorhídrico. Posteriormente, *Dow* formó una nueva sucursal el 19 de noviembre de 1932 para manejar los negocios del crecimiento de la acidificación. La sucursal toma su nombre, *Dowell Inc*, del *Dow Well Service Group*. La capacidad de la presión para separar o fracturar la formación fue reconocida en el año 1930 durante estos primeros tratamientos de estimulación.

Se observó que el ácido atacaría las superficies de la fractura, no permitiendo de esa manera el cierre completo.

1.1.2. Historia del fracturamiento.

Los primeros intentos de fracturamiento hidráulico fueron hechos en 1947 en el campo de gas de *Hugoton* en *Grant County, Kansas*, usando gasolina espesa Napalm seguido por un gel rompedor. Los resultados no eran buenos, pero el concepto fue introducido en un documento escrito por *J.B. Clark de Stanolind* en 1948. En 1949 el proceso fue patentado y a *Halliburton* se le dio un permiso exclusivo en el nuevo proceso.

Los primeros dos intentos de fracturamiento comerciales fueron realizados el 17 de marzo de 1949 en *Stephens County, Oklahoma* y en *Archer County, Texas*. Estos tratamientos fueron completados usando *Lease crude* o una mezcla de petróleo crudo y gasolina y aproximadamente 100 a 150 libras de arena. Debido a los resultados excepcionales de estos primeros dos intentos, el uso del fracturamiento hidráulico como un medio para aumentar la producción crecieron rápidamente a través de los E.E.U.U. hasta el punto que 3000 trabajos por mes fueron terminados a mediados de los años cincuenta.

En la década siguiente, más de 1.2 mil millones de libras de arena fueron bombeadas en pozos en los Estados Unidos por lo que la aceptación creció y por ello, se ha convertido en una de las técnicas de estimulación de pozos más destacadas en la industria. En 1974 los tratamientos utilizaron en promedio aproximadamente 37,000 galones de fluido y de 45,000 libras de apuntalante. En los primeros fracturamientos, un “gran” trabajo pudo haber implicado 2,000 galones de fluido y 1,000 libras de apuntalante. Actualmente, son frecuentes los trabajos con 500,000 galones de fluido y un millón de libras de apuntalante.

Antes de 1981, más de 800,000 tratamientos se habían realizado. A partir de 1988, esto aumento hasta excederse a más de 1 millón. Aproximadamente del 35 al 40% de todos los pozos actualmente perforados están hidráulicamente fracturados. Los cálculos indican que aproximadamente el 75% de los pozos que han sido fracturado han aumentado la producción.

Muchos campos siguen en explotación hoy debido al uso de técnicas de fracturamiento hidráulico. Alrededor del 25 al 30% de reservas totales de los E.E.U.U. se ha hecho económicamente producible por el proceso. El fracturamiento es responsable de aumentar las reservas de petróleo de Norteamérica en 8 mil millones barriles. Además de crear las fracturas para mejorar la productividad del pozo, el fracturamiento hidráulico puede también ser usado para ayudar a superar el daño del pozo, ayuda en operaciones secundarias de recuperación, y ayuda a inyectar y a eliminar desechos de la industria y de la salmuera⁶.

1.2. TIPOS DE ESTIMULACIONES

La estimulación de pozos puede ser dividida en cuatro tipos de operaciones dependiendo de las causas del problema y las posibles correcciones a realizar en el pozo. Los cuatro tipos de estimulaciones de pozo son:

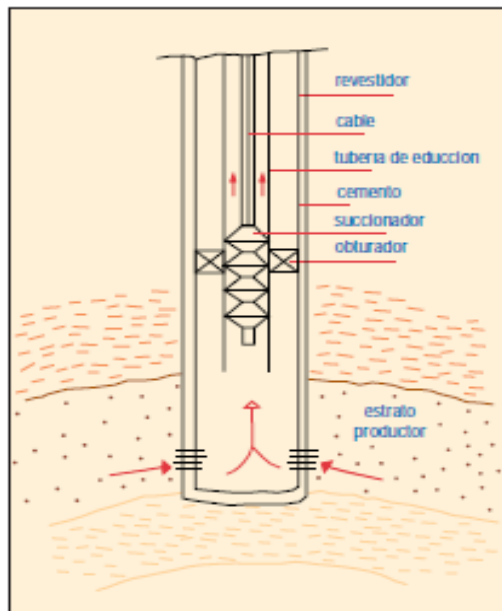
- Succión.
- Inyección de fluidos.
- Fracturamiento de estratos.
- Acidificación.

⁶ HALLIBURTON, Op. Cit, p 25.

1.2.1. Succión.

La succión es el tipo de estimulación más sencillo, se utiliza para solucionar los problemas causados por los fluidos durante la perforación y la terminación, debido a que el fluido de perforación impone contra la pared del pozo una presión algo mayor que la mayor presión que pueda tener cualquier estrato. Esta diferencia de presión hace que la parte líquida del fluido así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtre hacia la periferia del hoyo. Si esta invasión es muy severa y extensa deteriora marcadamente la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del hoyo.

Figura 1. Disposición de los elementos requeridos para succionar e inducir el flujo de petróleo de un estrato cuya permeabilidad esta obstruida.



Fuente: HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001.

Así, cuando se realizan los intentos para poner en producción el pozo no se obtendrá la tasa de producción esperada. Al no obtener el flujo esperado, se procede a intentar remediar el daño induciendo al pozo a fluir succionándolo.

Los objetivos de la succión son limpiar la periferia o zona invadida del pozo y restablecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo utilizando la energía natural del yacimiento.

Generalmente en una zona con buen prospecto unas pocas estimulaciones son suficientes, pero en algunos casos, se realiza el proceso varias veces sin obtener repuesta, en ese momento se debe pensar en utilizar otro método para inducir el pozo a producción.

1.2.2. Inyección de fluidos.

Si el pozo no puede ser inducido a producción por succión, podemos decir que el daño en la permeabilidad en las cercanías del hoyo es elevado y debe ser corregido.

La inyección de fluidos es la técnica que se debe aplicar para limpiar o desplazar las obstrucciones facilitando el flujo por los canales de flujo. Entre los fluidos que se inyectan encontramos petróleo liviano, querosene o destilados que tengan propiedades petrofísicas muy parecidas a las de los fluidos del yacimiento.

Al realizar la inyección se forma un contra flujo, para contribuir la acción desplazante del fluido inyectado, generalmente se opta por agregar agentes o aditivos como desemulsificantes que disminuyen la viscosidad y activan el

desplazamiento y la acción de limpieza por empuje de las partículas que obstruyen tanto los poros como los canales de flujo.

Los factores que indican los procedimientos y los volúmenes de fluidos de inyección y aditivos, la presión de inyección son las características de la roca, el espesor del estrato a tratar y todos los datos obtenidos de los estudios realizados en corazones, ripios y registros del pozo.

1.2.3. Fracturamiento de estratos.

Cuando la inyección de fluidos no da los resultados esperados o no se considera una opción para estimular el pozo, pero es considerado un pozo potencial para la extracción de hidrocarburos se puede realizar una inyección de fluidos con la intención de fracturarlo, el fluido inyectado a alta presión hace un efecto de cuña sobre el estrato escogido para ser fracturado, así se crean canales de flujo preferencial en la periferia del pozo aumentando la permeabilidad de la zona.

Para estos casos es muy importante tomar 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.

Con el desarrollo de esta técnica y su mejoramiento aumenta las zonas fracturadas y el tamaño de los espesores de estratos a fracturar mejorando así las posibilidades de aumentar la producción de pozos con buenos potenciales.

1.2.4. Acidificación.

Una de las técnicas más antiguas de estimulación de pozos empleadas por la industria es la acidificación de los estratos con potencial de producción, la acidificación como técnica de estimulación es utilizada desde el año de 1895.

Lo que se busca con la acidificación es disolver con el ácido clorhídrico (HCl) en solución de 15%, el carbonato de calcio (CaCO_3 , caliza) presente en algunas rocas petrolíferas, al disolver la caliza se forman canales de flujo preferencial en el estrato acidificado. La reacción química se realiza según la siguiente fórmula:

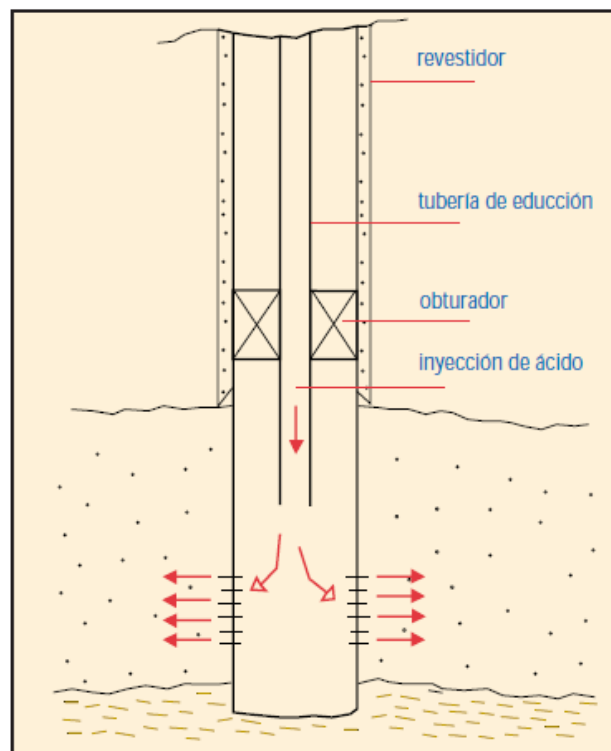


Los productos de la reacción son cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono, la cantidad de ácido requerido para realizar la operación al igual que en las otras técnicas depende del volumen de la roca y las propiedades de la misma, las cuales son obtenidas por ensayos de laboratorio en ripios, corazones, así como de operaciones y experiencias anteriores en el área de trabajo.

Con el pasar de los años y la creciente demanda de operaciones de estimulación las técnicas de acidificación han evolucionado en todos los aspectos, así como los análisis y pruebas de laboratorio para determinar las características físicas y químicas de la roca, con el fin de conocer las reacciones de los fluidos ácidos inyectables y las rocas, además de los inhibidores y aditivos que permiten

disminuir el carácter corrosivo de los ácidos clorhídricos y fórmicos en las tuberías y en los equipos de acidificación.

Figura 3. Disposición de elementos requeridos para estimular el pozo mediante la inyección de ácido.



Fuente: HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001.

Entre los tipos de fluidos de acidificación se pueden dividir como:

- Puros.
- Concentrados.
- Diluidos.

- Gelatinosos.

Entre los factores más importantes que se evalúan son la viscosidad, densidad, temperatura, presión, penetración y celeridad o amortiguación de la reacción con el fin de obtener el mejor resultado en la acidificación.

1.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ENTRADA

La relación entre la tasa de flujo y la caída de presión de un medio poroso es muy compleja y depende de parámetros tales como las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, regímenes de flujo, fluido de saturación de la roca, compresibilidad de los fluidos fluyendo, daño a la formación o estimulación, turbulencia, presión del yacimiento y mecanismos de desplazamiento. Esta relación es llamada índice de productividad (IP).

Ahora, el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo es llamado flujo de entrada y la gráfica de la tasa de producción versus la presión de fondo fluyendo es llamada relación de flujo de entrada (IPR)⁷.

1.3.1. Índice de productividad (IP).

El índice de productividad es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo.

⁷ BEGGS, H. Dale. Production optimization using nodal analysis. Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003. P 15.

Matemáticamente está definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión del yacimiento⁸:

$$IP = J = \frac{q}{\overline{P_R} - P_{wf}} \left[\frac{bl}{d \left(\frac{lb}{in^2} \right)} \right] \quad (1)$$

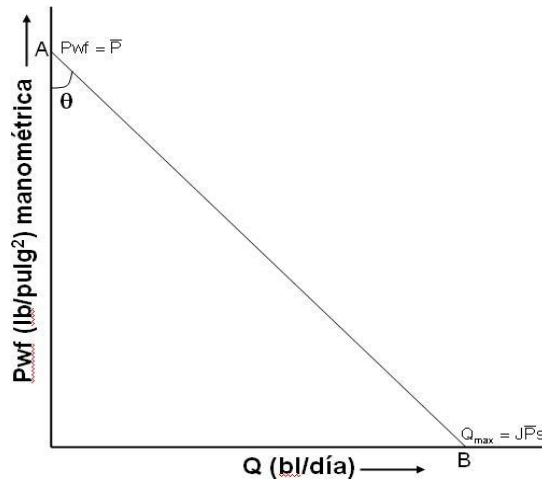
Donde J es el índice de productividad, q es la razón de flujo del pozo, $\overline{P_R}$ es la presión media del yacimiento y P_{wf} es la presión en el fondo del pozo mientras está fluyendo. Si se resuelve esta ecuación para P_{wf} en términos de q (ecuación 2) se puede ver que una grafica de P_{wf} Vs. q en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con una pendiente de $-1/J$, como sigue:

$$P_{wf} = \overline{P_R} - \frac{q}{J} \quad (2)$$

El que la ecuación 2 pueda ser descrita por una línea recta como la de la gráfica de la figura 4 se debe al hecho de que se considero que J se mantenía constante con la caída de presión. Esta situación solo se presenta cuando no hay presencia de gas en la producción, es decir, para pozos con producción bifásica (aceite y gas) J deja de ser constante y la grafica de la figura 5 deja de ser una línea recta para tomar una forma curvada, como se podrá ver más adelante.

⁸ NIND T, E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario, Canada. 1987.

Figura 4. Representación gráfica del IP.



Fuente: NIND T, E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

Si se usa la ley de Darcy para el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal uniforme, en estado pseudo estable, con un factor de daño a la formación S y cuya presión media es mayor al punto de burbujeo, se puede definir el índice de productividad como sigue:

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{0.007082 K_o h}{B_o \mu_o \left[\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w}) + S \right]} \quad (3)$$

De esta ecuación es necesario destacar cómo influyen la permeabilidad K y el factor de daño S en el índice de productividad J . Un incremento en la permeabilidad se vería reflejado en un aumento en el índice de productividad,

ahora bien, como el factor de daño S es inversamente proporcional al índice de productividad, este último presenta valores bajos cuando la formación tiene un factor de daño alto.

Debido a que para formular esta ecuación se asumió que la presión media del yacimiento está por encima del punto de burbuja podemos asegurar que su índice de productividad es constante y que la gráfica que la describe es como la de la figura 4.

Si la caída presión de un yacimiento horizontal y circular, con flujo de fluido monofásico (aceite y agua) y composición uniforme no ha llegado a tocar los límites exteriores del yacimiento, es decir, el yacimiento se encuentra en estado transitorio, se puede definir su índice de productividad como sigue:

$$q = \frac{Kh(\bar{P} - P_{wf})}{162.6\mu_o B_o \left[\log \left(\frac{Kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right]} \quad (4)$$

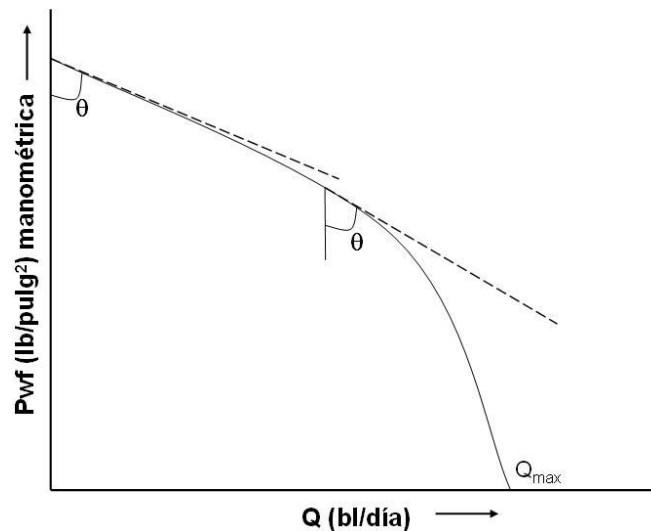
Al analizar la ecuación 4 se puede concluir que a diferencia del índice de productividad de un yacimiento en estado estable y pseudo estable, el índice de productividad de un yacimiento en estado transitorio no permanece constante con el tiempo.

En la gráfica de la figura 4, el valor de q en el punto B, es decir $J\bar{P}_R$, se llama potencial del pozo y en adelante se representará con el símbolo q_{max} . Este q_{max} se refiere al gasto de producción máximo al cual la formación puede entregar líquido al pozo y esto se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero, es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. Es necesario tener clara esta definición de q_{max} debido a que se utilizará más adelante.

1.3.2. Predicción de la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).

Es conveniente tener en cuenta que mientras el valor de la presión de fondo fluyendo se mantenga sobre la presión de saturación o de burbujeo, no habrá gas libre en la formación y el J se mantendrá constante. Ahora bien, en el momento en que la presión de fondo fluyendo esté debajo de la presión del punto de burbujeo debe esperarse que J deje de ser una constante y que la relación entre la razón de flujo del pozo q y la presión de fondo fluyendo P_{wf} deje de ser lineal tomando una forma curvada como la de la figura 5⁹.

Figura 5. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).



Fuente: NIND T, E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

⁹ NIND T, Op. cit, p. 74, 75.

Con el fin de describir el comportamiento del flujo de entrada (IPR) se han desarrollado algunos métodos empíricos que buscan correlacionar la tasa de flujo y la presión de fondo fluyendo de un pozo. Estos métodos serán presentados en esta sección. La mayoría de estos métodos requieren de, por lo menos, un valor de q y de P_{wf} obtenidos de una prueba de presión. Una de las consideraciones importantes que se hacen en estos métodos es que la presión media del yacimiento ($\bar{P}_R$) se asume constante.

1.3.3. Método de Vogel.

Vogel¹⁰ desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor de aceite que se encuentra en un yacimiento saturado. Aunque este método fue propuesto sólo para yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, se ha encontrado que puede ser usado para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas aumente con la caída de presión.

Vogel también consideró que no había daño en la formación, es decir, $S = 0$. A partir de esto, Vogel construyó una gráfica (figura 6) para el IPR de presiones adimensionales Vs. razones de flujo adimensionales. La presión adimensional está definida como la razón entre la presión de fondo fluyendo y la presión promedio del yacimiento. $P_{wf} / \bar{P}_R$. La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de P_{wf} dado y q_{max} que se refiere a la tasa de flujo a la cual P_{wf} es cero. Luego de construir esta gráfica Vogel llegó a la siguiente ecuación:

¹⁰ DALE BEGGS, Op, cit, p. 21-25.

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (5)$$

Figura 6. Grafica de Vogel para FE = 1.



Fuente: DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.

El IPR para un pozo con un índice de productividad constante, es decir, un pozo que no tiene producción de gas, puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \quad (6)$$

Esta ecuación no es muy utilizada debido a que presenta errores del 70% y 80% para valores bajos de P_{wf}

También se ha visto que para pozos con alto corte de agua el método de Vogel ha dado buenos resultados. Ahora bien, en este caso la relación $q/q_{\max}$ puede ser remplazada por $q_l/q'_{(\max)l}$, donde $q_l = q + q_w$.

Vogel en su artículo original sólo consideró casos en los cuales el yacimiento estaba saturado y el factor de daño era cero. El método de Vogel también puede ser aplicado para yacimientos subsaturados cuando $P_{wf} \leq P_b$.

– **Yacimientos saturados con factor de daño cero.**¹¹ Para desarrollar el IPR para un yacimiento saturado es necesario primero calcular $q_{\max}$ utilizando una prueba de presión en la ecuación 5 y luego calcular para varios valores de P_{wf} los valores de $q_{\max}$ correspondientes utilizando también la ecuación 5. Estos datos también se pueden obtener usando la figura 6.

– **Yacimientos subsaturados con factor de daño cero**¹². En este tipo de yacimientos se pueden considerar dos casos específicos para los cuales aplicar el método de Vogel debido a que la presión de fondo fluyendo puede estar por encima y por debajo del punto de burbuja. Considerando el primer caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, se debe calcular primero J usando una prueba de presión en la ecuación 1, luego se calcula q_b remplazando J y la prueba de presión en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (7)$$

¹¹ Ibid, p 26.

¹² Ibid, p 27.

Ahora bien, con el fin de desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ se utilizan los datos ya calculados y se rempazan en la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal.

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (8)$$

Considerando ahora el segundo caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja, los primeros cálculos que se deben hacer son el de J remplazando la prueba de presión en la ecuación 7 y el de q_b utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J(\bar{P}_R - P_b) \quad (9)$$

Luego de haber calculado J y q_b , para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, se utiliza la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal y puede ser calculado usando la ecuación 1.

1.3.4. Método de Fetkovich.

Fetkovich propuso un método para calcular el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones que han sido usadas para analizar pozos de gas. Este procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas isocronas y pruebas flow-after-flow realizadas a varios yacimientos.

En todos los casos se encontró que las curvas de presión para estos yacimientos de aceite seguían la misma forma general utilizada para expresar el IPR para pozos de gas. Esto es:

$$q = C(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (10)$$

Donde C es el coeficiente de flujo y n es un exponente dependiente de las características del pozo. Para las pruebas de los yacimientos analizados por Fetkovich el valor de n estuvo entre 0,568 y 1,00. La aplicabilidad de la ecuación 18 para pozos de aceite fue justificada escribiendo la ecuación de la ley de Darcy como sigue:

$$q = \frac{0.007082Kh}{\ln\left(0.473\frac{r_e}{r_w}\right) + S} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} f(p)dp \quad (11)$$

donde,

$$f(p) = \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$$

Para un yacimiento subsaturado la integral es evaluada en dos regiones como sigue:

$$q = C' \int_{P_{wf}}^{P_b} f_1(P)dP + C' \int_{P_b}^{\bar{P}_r} f_2(P)dP \quad (12)$$

donde,

$$C' = \frac{0.007082Kh}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

De su definición matemática se puede inferir que este coeficiente es directamente proporcional a K y h, pero inversamente proporcional al daño que presente la formación.

Se asumió que para $P \geq P_b$, K_{ro} es igual a uno y que μ_o y β_o pueden ser considerados constantes para cuando $P = (\bar{P}_R + P_b)/2$. También se asumió que para $P \leq P_b$, $f(p)$ puede ser expresado como una función lineal de presión como sigue:

$$f_1(P) = aP + b$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación 19 e integrando se obtiene:

$$q = C_1(P_b^2 - P_{wf}^2) + C_2(\bar{P}_R - P_b)$$

Entonces Fetkovich estableció que el efecto compuesto resulta en una ecuación de la forma:

$$q = C(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Una vez se determinan los valores de C y n de las pruebas de presión, se puede utilizar la ecuación 18 para desarrollar una gráfica de IPR completa. Hay que tener en cuenta que se necesitan por lo menos dos valores de pruebas de presión para determinar C y n , asumiendo que $\bar{P}_R$ es conocido.

Una gráfica log-log de $\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2$ Vs. q resultará en una línea recta de pendiente $1/n$ y un intercepto de $q = C$ para un valor de $\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 = 1$. Una vez se ha determinado n , C también puede ser calculado usando cualquier punto sobre la línea usando la siguiente ecuación:

$$C = \frac{q}{(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n} \quad (13)$$

Existen tres tipos de pruebas de presión que son comúnmente utilizadas en los pozos de gas para determinar los valores de C y n . Estas pruebas también pueden ser usadas en pozos de aceite. El tipo de prueba a escoger depende del tiempo de estabilización del pozo, el cual es una función de la permeabilidad del yacimiento. Si el pozo se estabiliza bastante rápido se puede conducir una prueba flow-after-flow convencional. Para un pozo con un tiempo de estabilización normal es preferible conducir una prueba isocrona. Para un pozo con un tiempo de estabilización muy largo una prueba isocrona modificada puede ser más práctica.

1.3.5. Método de Jones Blount y Glaze¹³.

Jones y Blount modificaron la ley de Darcy para un yacimiento horizontal homogéneo con flujo radial y turbulento. El flujo turbulento en un pozo

¹³ JONES, Loyd G, E.M. BLOUNT and C.E. Glaze. Use of Short Term Multiple Rate Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. SPE Paper # 6133, SPE of AIME, October 1976.

normalmente se presenta cuando la producción de aceite es muy alta. La ecuación desarrollada es como sigue:

$$\bar{P} - P_{wf} = Cq + Dq^2 \quad (14)$$

donde C es el coeficiente de flujo laminar estándar o de Darcy y D es el coeficiente de turbulencia y se definen como sigue:

$$C = \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} K h_p}$$

$$D = \frac{2.30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7.08 * 10^{-3} K h_p}$$

Donde h_p es el espesor del intervalo perforado y β es un factor de turbulencia definido como:

$$\beta = \frac{2.33 * 10^{10}}{K^{1.201}}$$

Dividiendo la ecuación 22 entre q se obtiene:

$$\frac{\bar{P} - P_{wf}}{q} = C + Dq \quad (15)$$

1.3.6. Factores que afectan el índice de productividad (IP) y la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)¹⁴.

Como ya se anotó, son varios los factores que influyen y afectan el IP y el IPR. En esta sección se discutirán algunos de estos factores que pueden causar variaciones en el IP y en el IPR.

- **Efectos de la presión y la fase de los fluidos del yacimiento.** Cuando la presión inicial del yacimiento está por encima del punto de burbuja se puede asegurar que no existirá gas libre en ninguna parte del yacimiento.

Ahora bien si en algún punto del yacimiento la presión de éste descende hasta ser menor que el punto de burbuja entonces se formará gas libre y la permeabilidad relativa del aceite se reducirá, además si el pozo está produciendo a una tasa que requiera un presión de fondo fluyendo menor que la presión de burbuja la permeabilidad relativa del aceite y por ende J tendrán valores más bajos.

Ahora, si la presión de yacimiento baja y alcanza valores por debajo del punto de burbuja se puede afirmar que se formará una capa de gas libre a través del yacimiento y hará que J tome valores cada vez más bajos lo cual indica que no permanecerá constante.

- **Efectos de la permeabilidad relativa.** A medida que se forma gas libre en los poros de la formación se reduce la facilidad con que los líquidos pueden fluir debido a que el espacio ocupado por el gas reduce el área de flujo efectiva para los líquidos.

¹⁴ Ibid, p 15-17.

La permeabilidad relativa está definida como la razón entre la permeabilidad efectiva de un determinado fluido y la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad relativa del gas decrecerá si crece la saturación de líquidos en el yacimiento, bien sea por condensación retrograda o por formación de agua en los poros.

– **Efectos de la viscosidad del aceite.** Cuanto más viscoso sea el aceite más difícil será su flujo y por ende su J será menor. La viscosidad del aceite, cuando éste está por encima del punto de burbuja y se considera temperatura constante, decrece si la presión del yacimiento decrece. Ahora bien, cuando la presión del yacimiento se encuentre por debajo del punto de burbuja es de esperar que la viscosidad del aceite se incremente con la disminución de la presión debido a que el aceite comienza a liberar gas perdiendo así las moléculas más livianas.

– **Efectos del factor volumétrico de formación.** El B_o es inversamente proporcional a J . Como ya se sabe, a medida que el aceite pierde presión se debe esperar que éste comience a expandirse, pero cuando alcanza el punto de burbuja el gas que se libera hace que el aceite se contraiga.

El factor volumétrico de formación está definido como:

$$B_o = \frac{\text{vol. aceite en yacimiento}}{\text{vol. aceite estandar}} \quad (10)$$

– **Efectos del factor de daño S .** Se sabe que J depende de la caída de presión del yacimiento y que ésta a su vez depende del factor de daño. Cuando el factor de daño es positivo, es decir, cuando la formación está dañada se va a presentar un aumento en la caída de presión que por ende afectará el J haciendo que éste disminuya. Cuando el factor de daño es negativo, es decir, cuando se le

han hecho trabajos de estimulación a la formación la caída de presión va a ser menor y esto causará que J se incremente.

Por esta razón es importante realizar trabajos de estimulación a la formación que permitan incrementar J y por ende incrementar la producción.

– **Efectos del mecanismo de empuje.** Como ya se consideró, es posible definir un rango de porcentaje de recuperaciones para cada mecanismo de empuje. Por ende la tasa de producción también se verá afectada por el tipo de mecanismo de empuje que haya en el yacimiento, lo cual indica que el J será mayor para el mecanismo de empuje que proporcione una tasa de producción mayor.

De cualquier forma es importante tener en cuenta que no es posible describir el comportamiento J teniendo en cuenta sólo este factor; es necesario tener en cuenta otros factores más influyentes.

2. METODOLOGÍAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS Y DE LOS INTERVALOS CANDIDATOS A TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN

Existen varias metodologías para la selección de los pozos y de los intervalos candidatos a tratamientos de estimulación. Para este trabajo se analizarán las metodologías “SIGMA” , “PASS” y la implementada en el Campo Santa Clara debido a que son las más utilizadas para la selección de pozos a estimular.

Primero se realizó un análisis a la metodología SIGMA¹⁵ con el fin de encontrar los beneficios, dificultades y desventajas de la aplicación de la misma, luego se realizó el mismo estudio con la metodología PASS¹⁶.

2.1. METODOLOGÍA SIGMA

El proceso tiene como objetivos proveer un análisis completo del diseño, implementación y efectividad de un programa de estimulación de pozo aplicado a un yacimiento; con el fin de generar un proceso de aprendizaje y perfeccionamiento iterativo continuo.

La retroalimentación de datos hace que el proceso SIGMA optimice los diseños, pronósticos de producción y entendimiento del yacimiento con el transcurrir de la

¹⁵ CARVAJAL, C. Belsy. Evaluación de la estrategia de estimulación de los pozos de Cusiana mediante la metodología SIGMA. Bucaramanga, 2005. P.87-89.

¹⁶ GAVIRIA, W. y BORJA, H. Optimización de producción mediante una metodología estructurada de análisis de información en el Campo San Francisco. Bogotá, 2001. P 3-10.

ejecución de las operaciones de estimulación. El proceso también incluye un análisis económico detallado de las operaciones a ejecutar.

El proceso de ingeniería SIGMA consiste en un análisis del diseño, implementación y efectividad de operaciones de estimulación buscando seleccionar los mejores pozos y las mejores zonas a ser intervenidas a través de las mejores técnicas de colocación.

La manera de desarrollar el proceso se basa en el trabajo en equipo entre las compañías realizadoras del proyecto para diseñar e implementar los procesos óptimos y evaluar de igual manera el desempeño y la implementación de mejoras.

Hay que resaltar la importancia de las lecciones aprendidas y las mejores prácticas implementadas hasta el momento en la ejecución de las operaciones para incluirlas dentro del proceso de ingeniería.

Una vez implementado el proceso se pueden obtener datos valiosos aun para un mejor entendimiento del yacimiento y descripción mejorada del mismo.

Un objetivo importante del proceso de ingeniería es lograr predecir con la mayor certeza posible el pronóstico de producción de la estimulación del pozo, de modo que se defina cuál/cuáles son las zonas de interés a estimular considerando el valor presente neto generado al intervenir cada zona.

A medida que se ejecutan las operaciones y se retroalimenta el proceso se espera tener mayor certeza en los pronósticos de producción y por tanto en la selección de pozos/zonas candidatos a intervenir.

2.1.1. Circunstancias donde el proceso de ingeniería SIGMA es particularmente aplicable.

La metodología SIGMA es un proceso implementado con el fin de impactar el potencial de las operaciones y de incrementar la producción del campo durante un intervalo de tiempo determinado. Algunas circunstancias de aplicación particular del proceso serían:

- Desempeño actual de las operaciones por debajo del desempeño histórico.
- Operadores con propiedades económicamente marginales pueden usar el proceso SIGMA con el fin de determinar completamientos menos costosos que se ajusten a los caudales de producción.
- El proceso SIGMA se hace apropiado para yacimientos “problemáticos” donde los completamientos son a menudo abortados o no se llevan a cabo de manera satisfactoria por alguna razón desconocida.
- El análisis detallado del proceso SIGMA puede usarse para evaluar el desempeño de nuevas tecnologías aplicadas en el campo.
- La Compañía Operadora puede querer otro punto de vista en el diseño e implementación de tratamientos de intervención a pozos.

2.1.2. Implementación del proceso SIGMA.

Para el desarrollo óptimo del proceso de la metodología SIGMA se necesita el cumplimiento de los siguientes pasos:

- Evaluación del desempeño y resultados de las operaciones actuales.
- Descripción del yacimiento.
- Proposición de mejoramientos.
- Predicción de resultados.
- Diseño de los tratamientos.
- Ejecución de los tratamientos.
- Monitoreo y evaluación de resultados.
- Incorporación de resultados al proceso para retroalimentar los modelos.
- Revaluación resultados y actualización de modelos.
- Presentación del análisis de resultados.
- Incorporación el conocimiento ganado en el diseño y ejecución del siguiente tratamiento (proceso iterativo).

El proceso comienza con el estudio de un yacimiento o área específica y requiere que se identifiquen los pozos relevantes a ser estudiados. Las características del yacimiento se describen utilizando los datos disponibles.

Modelos de programas de computador aceptados por la industria y de reconocido desempeño se usan entonces para ajustar los parámetros teóricos del yacimiento con el desempeño actual de los pozos.

Este estudio inicial tiene dos propósitos primarios:

- Establecer una perspectiva histórica de las expectativas de producción en el área.
- Iniciar la caracterización del yacimiento en lo que se refiere a propiedades mecánicas de la roca.

Seguido al estudio es necesario analizar las operaciones de perforación y completamiento ejecutadas de modo que se determine su impacto en los tratamientos de estimulación.

La empresa desarrolladora del proyecto está comprometida en el uso de paquetes de simuladores de última tecnología y de amplio uso en la industria como son:

- Frac Pro PT, programa usado para adquisición de datos y ajuste de presiones en el fracturamiento.
- GOHFER: Programa de diseño y análisis de fracturamiento orientado a simulación tipo malla en tres dimensiones.
- WEM: Well Evaluation Model (Marca registrada de PE Moseley and Associates): Para análisis de producción.
- QUIKLOOK: Simulador numérico de yacimientos para operaciones de estimulación y control de agua /gas.
- PRIZM: Programa para interpretación de registros de LandMark.
- SPOTFIRE: Programa para análisis estadístico y manejo analítico de datos con amplio poder de visualización.
- STIMRIL Process: proceso de Modelamiento que integra análisis de registros, diseño de estimulación, modelo del yacimiento, modelo económico y pronósticos de producción para todas las zonas que se deseen modelar en un pozo.

- STIM2001: Programa de diseño de operaciones de estimulación química.

El uso de estos software proporciona un alto nivel de confianza en los resultados de la metodología.

2.2. METODOLOGÍA PASS

La metodología PASS (*Performance Assessment and Surveillance System* – Sistema de Monitoreo y Evaluación del Desempeño) que se desarrolló con el programa OFMTM (*Oilfield Manager*) tiene con fin evaluar en forma sistemática y estructurada el desempeño del yacimiento y presentar recomendaciones para realizar trabajos de estimulación y recompletamientos de pozos.

El estudio inicia con el análisis del desempeño de las arenas ‘horizontales’ individuales. Luego, estas arenas son integradas verticalmente en un análisis de zonas productoras logrando los objetivos finales. Para el análisis horizontal, el procedimiento básico para cada arena consiste en construir una base de datos con indicadores geológicos, y datos de producción. Los estudios del yacimiento realizados con la técnica PASS siguen las pautas de un “árbol de sistema” (Ames). Este árbol comienza con las herramientas OFMTM disponibles en el programa. Un proceso se forma al combinar dos o más de dichas herramientas. El proceso comienza a resaltar puntos clave para una evaluación del desempeño, pero debe ser combinado con otros procesos para realizar un análisis integral. La combinación de dos o más procesos forma un sistema.

En esta etapa de la metodología es el momento de tomar decisiones y/o realizar recomendaciones obteniendo las bases sólidas de ingeniería que las respalden. Entre algunos de los procesos que se utilizan dentro de la metodología Pass son.

- Índice de eficiencia del reacondicionamiento (*Work-Over Efficiency*, WOE).
- Índice de heterogeneidad (HI).
- Eficiencia del completamiento (CEI).

2.2.1. Índice de eficiencia del reacondicionamiento (WOE)¹⁷.

Los tratamientos de estimulación se han clasificado en tres grandes categorías: fracturamiento, breakdown y química. La meta de este estudio es analizar las diferentes técnicas de estimulación y clasificarlas de acuerdo con el desempeño incremental de las tasas de petróleo que producen los pozos. Las tasas de petróleo se miden tres meses antes y tres meses después del tratamiento y se calcula la relación de mejora. Esta relación se analiza en gráficas múltiples para tener una clara idea de su eficiencia en la producción de los pozos. El análisis se realiza a diferentes niveles: arenas individuales.

2.2.2. Índice de heterogeneidad (HI)¹⁸.

El análisis del HI es el proceso de comparar los desempeños de los pozos individuales en un grupo para obtener el desempeño promedio de dicho grupo. En este análisis se compara las tasas de petróleo, gas y agua a nivel del pozo. Se pueden identificar aquellos pozos con sub-desempeño y sobre-desempeño. Adicionalmente, se trabaja con agrupamientos de pozos de la misma campaña de perforación.

¹⁷ Ibid, p. 7.

¹⁸ Ibid, p. 8.

Reese presentó el concepto de índice de heterogeneidad. La idea es comparar cada pozo individual en un campo con el comportamiento promedio de todos los pozos en dicho campo (o región o bloque). Esto se puede lograr aplicando la siguiente ecuación:

$$HI = \frac{valor_{pozo}}{valor_{promedio \text{ de los pozos}}} \quad (11)$$

Para realizar el análisis HI se utilizan los siguientes pasos.

- Normalizar los datos de producción a la fecha de la primera producción de petróleo para todos los pozos en la base de datos.
- Calcular la producción promedio de todos los pozos y guardarla en memoria.
- Sacar la relación entre la producción de cada pozo y la producción promedio del paso anterior.
- Restar uno (1) de la relación para normalizar los valores a cero.
- Sumar los valores HI a través del tiempo.

Los valores que se usan con mayor frecuencia para indexar la heterogeneidad (HI) son las producciones de petróleo, agua y gas permitiendo así la evaluación del pozo desde el punto de vista ACEITE versus GAS, GAS versus AGUA y AGUA versus ACEITE. Otros valores que se pueden usar para calcular el HI son parámetros como K o KH (pueden ser dependientes o no del tiempo), la presión (de fondo o de la cabeza del pozo), P/Z (gas), viscosidad, etc. La limitación

siempre será la disponibilidad de datos.

Las gráficas de heterogeneidad se llaman “Cross-Hair plots”. Son gráficas de dispersión (o gráficas X-Y) con el valor acumulado a través del tiempo de los índices de heterogeneidad (HI) en los dos ejes. Generalmente la escala se establece para que el origen de los ejes, que es el punto donde yace el promedio (o la línea “0”), esté en la mitad de la gráfica. Los índices de heterogeneidad y las gráficas de “Cross-Hair” de producción identificarán 4 cuadrantes en el yacimiento. Estos cuadrantes se descomponen en área de producción alta y baja; alta y alta; baja y baja; y baja y alta.

Se puede entonces visualizar los pozos con mejores tasas de desempeño y los pozos con “malas” tasas de desempeño. El trayecto que sigue el pozo durante su vida también es importante en la gráfica de “Cross-Hair” porque muestra la ruptura del gas y del agua en aquellos pozos que están experimentando dichos problemas, y esto se puede usar para predecir ruptura futura en pozos vecinos.

En general, las gráficas “Cross-Hair” de heterogeneidad se cuentan dentro de las herramientas más poderosas para detectar pozos con comportamientos anormales con respecto a la totalidad del campo o a un área específica del campo. Es evidente que entre más pozos haya en un campo, mejor será esta herramienta estadística.

2.2.3. Índice de eficiencia del completamiento (CEI)¹⁹.

Para este proceso se define el *completamiento* como la comunicación entre cada uno de los estratos y el pozo. Esta técnica de análisis utiliza varios de los mismos

¹⁹ Ibid, p. 9.

cálculos desarrollados con el análisis HI anteriormente descrito. El análisis CEI es el proceso de integrar las propiedades petrofísicas de la roca (HI de las propiedades de la roca) cerca de la pared del hueco, con la productividad (HI de petróleo acumulado). Esto se hace a nivel del completamiento.

Para realizar el análisis CEI se pueden seguir los siguientes pasos:

- Normalizar por estrato los datos de producción en tiempo, hasta el punto de la primera producción de petróleo.
- Filtrar la base de datos por campaña de perforación.
- Calcular la tasa de producción de petróleo promedio de todos los completamientos.
- Calcular el petróleo acumulado promedio por pozo a partir de la tasa promedia de petróleo por pozo.
- Obtener la relación del petróleo acumulado de cada completamiento al petróleo acumulado promedio de todo los completamientos.
- Restar el valor de uno (1) de la relación obtenida en el punto '5' para normalizar los valores HI de petróleo acumulado a cero.
- Sumar los valores HI de petróleo acumulado en el tiempo.
- Calcular la capacidad de flujo KH por cada completamiento.
- Calcular el KH promedio de todos los completamientos.

- Obtener la relación entre el KH de cada completamiento y el KH promedio.
- Restar el valor de uno (1) de la relación obtenida en el punto ‘9’ para normalizarla a cero.

Los resultados del análisis CEI se integran con los obtenidos de la evaluación del índice de heterogeneidad (HI) y de la eficiencia del reacondicionamiento (WOE) para obtener una lista de candidatos a estimular dentro de los estratos analizados.

2.3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CAMPO SANTA CLARA

En la tesis “Selección de pozos, diseño y análisis económico para trabajos de fracturamiento hidráulico en el Campo Santa Clara (Neiva)”²⁰ se presentó la siguiente metodología para la selección de pozos, la cual consta de los siguientes pasos.

- **Paso 1.** Pre-seleccionar los pozos a estudiar y analizar según los siguientes criterios de entrada:
 - Pozos con rápida declinación.
 - Pozos con bruscas caídas de presión.
 - Pozos con buenos potenciales de producción.

²⁰ VIZCAINO, Heidy y DORIA. Linda. Selección de pozos, diseño y análisis económico para trabajos de fracturamiento hidráulico en el Campo Santa Clara. Bucaramanga, 2007. P. 115-117.

- **Paso 2.** Recopilar y hacer control de calidad o valoración de toda la información de cada pozo y del campo en general.

- **Paso 3.** El modelamiento de la producción se realiza utilizando el software **Wellflo**. Esta herramienta software permite realizar el análisis nodal de cada pozo y de esta forma determinar si el pozo presenta daño, si su producción actual es la adecuada y predecir la producción incremental que se obtendrá al corregir el daño con un trabajo de estimulación. El valor del daño es un criterio importante al momento de seleccionar los pozos candidatos para realizar trabajos de estimulación.

- **Paso 4.** Revisar las propiedades de cada pozo con el fin de definir cuáles son los pozos con las mejores características para ser estimulados. A continuación se presentan la información que debe ser valorada por cada pozo pre-candidato:
 - La presión del pozo debe ser relativamente alta.

 - El BSW y GOR deben ser bajos.

 - Revisar los estados mecánicos y registros eléctricos de cementación para determinar la integridad de los pozos. Al mismo tiempo, si el pozo tiene problemas mecánicos tales como: colapsos, pescados, u otro problema que pueda perjudicar la ejecución del trabajo de estimulación también es un factor excluyente.

 - Analizar los registros eléctricos de permeabilidad, para revisar y escoger las arenas productoras que sean más continuas, limpias y que muestren altas resistividades.

- Revisar que el pozo no se encuentre cercano al contacto WOC o se encuentre cercano a algún acuífero.
- **Paso 5.** Seleccionar los pozos candidatos a realizarles trabajos de estimulación, luego de hacer un análisis minucioso de los factores previamente mencionados.

Uno de los objetivos del proyecto es el de identificar la metodología más adecuada para la selección de los pozos candidatos a trabajos de estimulación caso Campo Colorado, teniendo en cuenta la información existente.

La metodología SIGMA necesita retroalimentación de datos para q esta sea eficiente, la metodología PASS requiere de estudios específicos antes durante y después de cada uno de los trabajos, por lo tanto estas metodologías no se podían aplicar al Campo Colorado, entonces fue necesario plantear una nueva metodología específica para el campo escuela Colorado, la cual se baso en la metodología aplicada al Campo Santa Clara y ajustada a los datos existentes.

La metodología de selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación en el campo colorado se especificará en el capítulo 3, debido a que es el tema principal del trabajo.

3. METODOLOGÍA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN.

Seleccionar y definir con el menor porcentaje de error los pozos que mejor responderían a trabajos de estimulación no es una tarea sencilla. Es un proceso que necesita de organización debido a que se maneja una gran cantidad de información. Un proceso de selección nunca podrá ser el mismo en dos campos diferentes, pero si es posible definir un orden general que permita manejar más fácilmente toda la información. En este capítulo se define y describe la metodología propuesta para la selección de los pozos candidatos a realizar trabajos de estimulación, la figura 7 presenta el diagrama que resume la metodología.

3.1. ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN

El primer paso de todo estudio es obtener toda la información posible acerca del campo, este paso es de gran importancia, la información encontrada permite escoger que metodologías se pueden implementar al campo. Entre esta información se encuentra:

- Curvas de producción. Aceite, agua y gas.
- Curvas de declinación.
- Trabajos históricos de estimulación y fracturamiento. Permiten realizar análisis de *skin* y estudios de factibilidad de trabajos.

- Petrofísica. Análisis de los fluidos del campo y de las demás propiedades.
- Análisis de presiones. Pruebas de presiones realizadas al campo.
- Estudios de potenciales de producción.
- Estados mecánicos de los pozos.

3.2. ANÁLISIS POR POZOS

El siguiente paso es realizar un análisis detallado a los pozos del campo, utilizando toda la información recolectada en el paso anterior. Esta información realiza una preselección de pozos de acuerdo a las siguientes características:

- Pozos abandonados oficialmente. Los pozos que se encuentran abandonados oficialmente son descartados debido a que estos no presentan características pertinentes para la producción.
- Pozos con pescados que aíslan las perforaciones. La presencia de pescados no permite el desarrollo óptimo de las operaciones de reacondicionamiento de los pozos, además, de obstruir el flujo de fluidos a través del pozo. Los pozos que presenten este tipo de pescados son descartados.
- Presencia de colapsos. Al igual que los pescados la presencia de colapsos no permiten condiciones óptimas para el desarrollo de los trabajos de estimulación.

- Los pozos que son declarados secos o con bajo potencial de producción son descartados. Representa que ya se les realizó un estudio de producción y no presenta ningún prospecto de producción de aceite o la producción de aceite no es óptima desde ningún punto de vista.
- Pozos con alto GOR o WOR. Un aumento significativo de la producción de gas o de agua en un pozo después de un trabajo de estimulación da indicios de que el pozo se vino en gas o agua, si este aumento se da después de que se realizó un trabajo de estimulación.

3.3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE INTERVALOS

En el anterior paso se realizó una preselección de los pozos que poseen las características necesarias para ser considerados candidatos a trabajos de estimulación, el siguiente paso es analizar cada uno de los intervalos de cada pozo, para realizar este estudio se tienen en cuenta las propiedades petrofísicas y la capacidad de flujo KH.

Sin embargo, es importante recordar que la estimulación de formaciones de alta permeabilidad es aún una opción viable cuando la producción de arena y los movimientos de finos de la formación constituyen temas de preocupación²¹.

- **Clasificación de intervalos por potencial de producción.**

Mediante la clasificación de los intervalos por el potencial de producción, los ingenieros pueden seleccionar los mejores candidatos para trabajos de

²¹ HALLIBURTON. Candidated selection for stimulation, matching the right solution to the right well. Well Stimulation Workshop, Technology Seminars. 2006.

estimulación, mejorando así en forma radical la eficiencia de la estimulación. En algunos casos, este proceso de optimización ha permitido reducir en un 65% el tiempo de estimulación requerido en pozos comparables, acelerando la producción en 20 días y ahorrando 20 días de equipo de estimulación²².

De cada pozo preseleccionado se calcula el potencial de producción, por medio de la permeabilidad y espesor de cada intervalo, centrándose inicialmente en las arenas de mayor capacidad de flujo KH, con el fin de realizar el modelamiento de estos intervalos para encontrar los incrementales de producción para los pozos.

3.4. MODELAMIENTO

El modelamiento de los intervalos se lleva a cabo teniendo en cuenta dos ítems, el primero es el análisis del *Skin* y el segundo el análisis nodal.

3.4.1. Análisis de *Skin*.

Con base en las pruebas de presión PBU y estudios realizados al campo, se analiza los valores de daño en las formaciones para cada pozo, de esta manera se tiene una idea de los valores del *Skin* presentes en cada pozo.

Se realiza un análisis de los trabajos de estimulación históricamente realizados en el campo para encontrar la eficiencia en la reducción del daño lograda en estos trabajos, tomando estos valores como referentes para el posterior modelamiento.

²² MENGUAL, Jean, MENDOZA, Jesús, ROCA, Luis, GARCIA, Nayelli y SOSA, Andrés. Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en Mexico. Oilfield Review Primavera 2004, p 51.

Luego se calcula el *Skin* a las condiciones actuales para saber el valor del daño a remover.

3.4.2. Análisis nodal.

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción. El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.)
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)

La evaluación del sistema de producción por medio del análisis nodal, puede ayudarnos a la solución de problemas; en donde se incluyen caídas de presión a través de:

- Estranguladores superficiales y de fondo
- Diámetros de aparejos de producción
- Válvulas de seguridad, etc.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones,

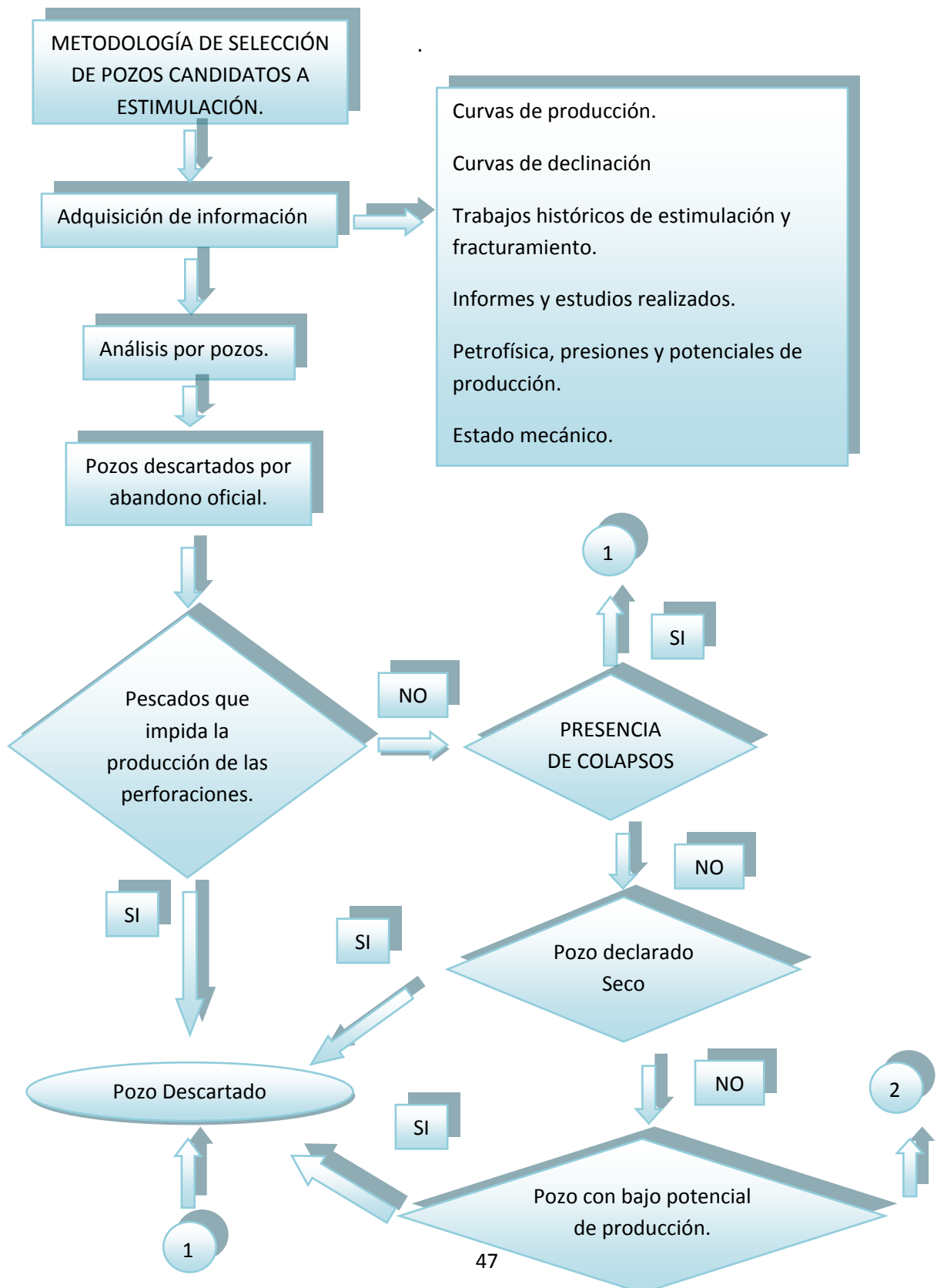
sino también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.

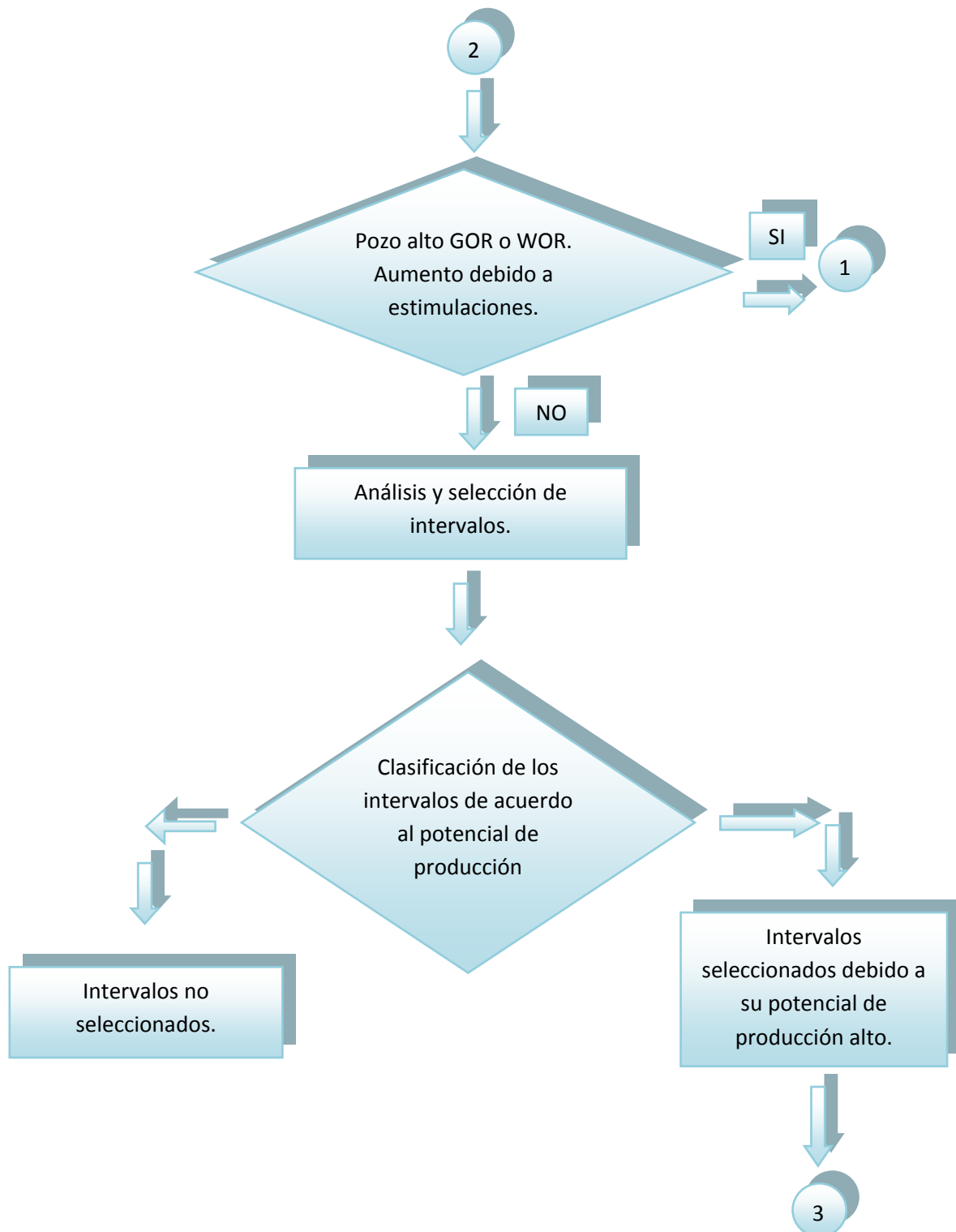
La metodología de análisis nodal que se propone para la aplicación en trabajos de optimización de producción consta de 3 secciones de estudio:

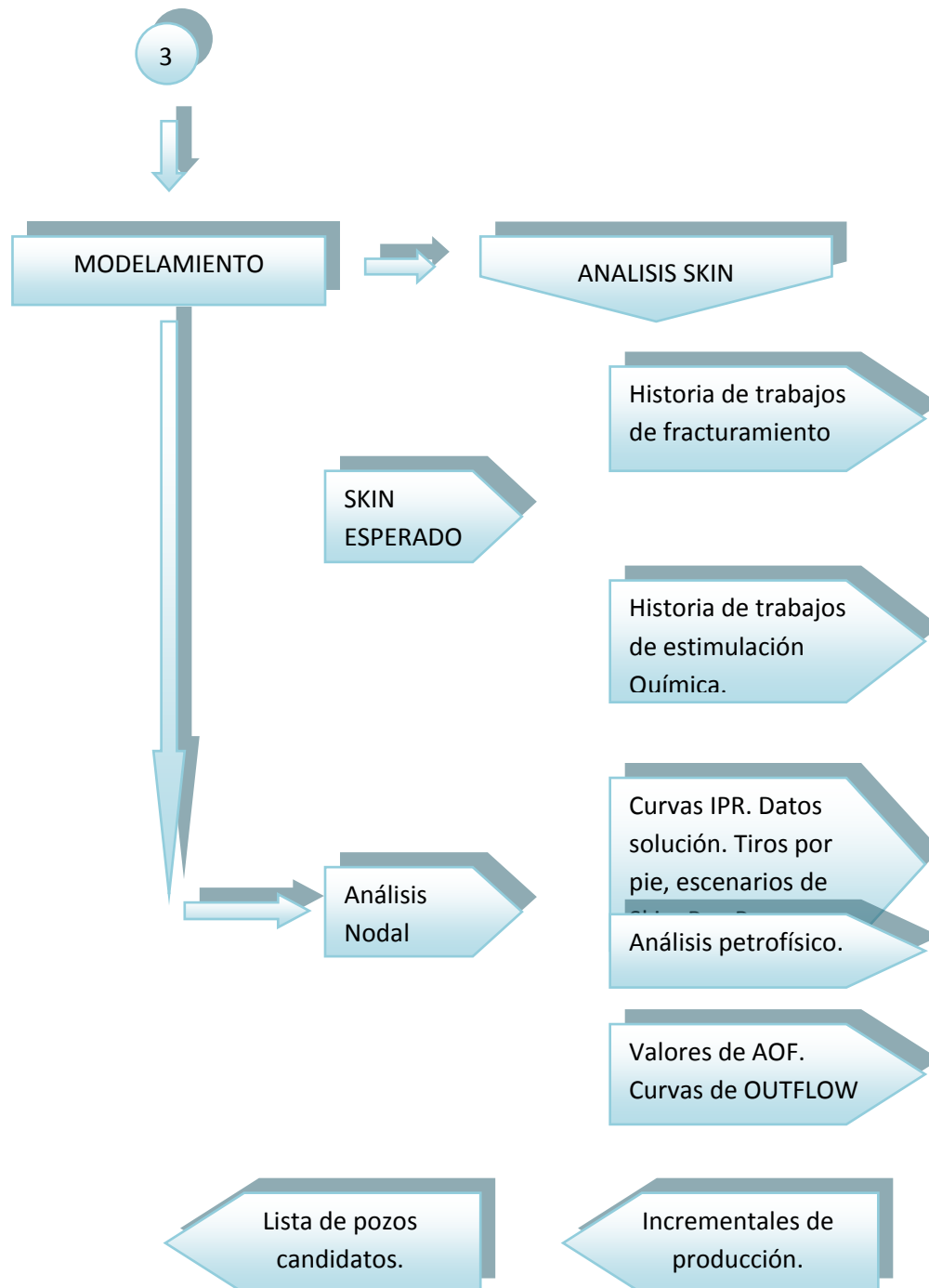
- Densidad óptima de perforaciones.
- Sección *Inflow*.
- Sección de *Outflow*.

Luego se procede a calcular los incrementales de producción y presentar la lista de pozos candidatos a trabajos de estimulación.

Figura 7. Mapa conceptual metodología







4. GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira - Infantas, entre los bloques kilométricos 3S al norte y 13S al sur, 3E al occidente y 6E al oriente con coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y= 1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en la parte central de la concesión De Mares.

Figura 8. Localización Campo Colorado.



Fuente: GARZON, Fredy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Aníbal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003

La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros y 3 kilómetros de ancho.

4.1. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El campo Colorado fue explorado por la compañía *Tropical Oil Company* (Troco) desde el año de 1923, con la perforación de 7 pozos, los cuales presentaron varias complicaciones y fueron abandonados por problemas mecánicos, con excepción de el pozo Col-7, el 11 de febrero de 1932 con el abandono del pozo Col-6 se dio por finalizada la primera campaña de perforación del campo.

La segunda etapa de perforación del campo Colorado fue realizada por la Troco, después de realizar estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos, así el 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo Col-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

La tercera y última etapa de perforación del campo Colorado fue realizada por la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) entre 1953-1964, con la perforación 60 pozos adicionales, completando un total de 75 pozos perforados.

En cuanto a la producción del campo, su inicio oficial se produjo en el año de 1945 con un producción diaria de 300 barriles, La producción inicial de los pozos oscilan entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años. En ese sentido, la mayoría de los

pozos perforados han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

La máxima producción del campo Colorado fue alcanzada durante la tercera fase de perforación en 1961 con un caudal de 1771 BOPD, con una declinación muy rápida, llegando a un valor de 467 BOPD en el año de 1966, una de las causas principales de la disminución de la producción fue la pérdida de pozos productores por causa de diferentes problemas mecánicos, de los cuales el más importante es el taponamiento de las líneas por parafinas.

En este año se da el comienzo de la segunda etapa de producción, durante la cual se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD hasta el año de 1976, donde empezó un aumento en la declinación de la producción hasta llegar a un caudal de 47 BOPD en el año de 1989. Con el pasar de los años la producción bajó a un promedio de 20 BOPD.

En el campo Colorado al igual que la mayoría de campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena las formaciones productoras principales son la formación Mugrosa y la formación Esmeralda de la edad Oligoceno y Mioceno, las cuales son depósitos en sistemas fluviales meándricos.

Actualmente de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles, con un factor de recobro actual de 14.6 %. El campo tiene 4 pozos activos con una producción entre 20 y 30 BOPD, a partir de los pozos COL 38, COL 70, COL 75, y COL 37. La producción del campo se maneja por medio del levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías,

varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo

4.2. PROPIEDADES DEL CAMPO COLORADO.

Las propiedades del campo Colorado utilizadas durante el trabajo serán descritas en los siguientes apartes, se empezará por mostrar los datos de saturación de agua, de porosidad y permeabilidad, los cuales serán utilizados durante el estudio.

4.2.1. Saturación de agua²³.

El estudio para establecer la saturación de agua del campo Colorado fue realizado utilizando el método Gráfico de *Pickett*, que en otras palabras corresponde a un *crossplot* de la ecuación de Archie, debido a que el estudio demostró que era el único método aplicable al campo y que se ajustaba a los datos presentes en el campo.

Los resultados de los promedios de salinidad por bloque además de las saturaciones de agua se presentan en la tabla 1²⁴.

A partir de los gráficos, y tras una dispendiosa comparación, los valores de R_w a 75 °F para los bloques de estudio se presentan en la Tabla 2²⁵.

²³ DUQUE, A. Carlos. Informe geológico final Campo Colorado, Ecopetrol- ICP gerencia del Magdalena Medio, 2003. P. 33.

²⁴ Ibid, p. 63.

²⁵ RAMIREZ, R. Jeny y MENESES, V. Johanna. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: caso de estudio Campo Colorado, Bucaramanga, 2008. P.63.

Una vez definido el R_w para el campo, se encontraron cambios apreciables, entre las formaciones B y C con lo que se deduce que existen drásticos cambios de salinidad en toda la formación.

POZO	FORMACIÓN	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3
COLORADO 19	MUGROSA B	0.17		
	MUGROSA C	0.14		
COLORADO 24	MUGROSA B	0.19		
	MUGROSA C	0.11		
COLORADO 25	MUGROSA B	0.16		
	MUGROSA C	0.13		
COLORADO 26	MUGROSA B	0.2		
	MUGROSA C	0.12		
COLORADO 27	MUGROSA B	0.18		
	MUGROSA C	0.10		
COLORADO 38	MUGROSA B	0.19		
	MUGROSA C	0.13		
COLORADO 31	MUGROSA B		0.03	
	MUGROSA C		0.15	
COLORADO 35	MUGROSA B		0.02	
	MUGROSA C		0.14	
COLORADO 53	MUGROSA B		0.025	
	MUGROSA C		0.12	
COLORADO 3	MUGROSA B			0.03
	MUGROSA C			0.14

Tabla 1: Saturación de agua. Fuente: Tesis “Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación mugrosa: caso de estudio Campo Colorado.”

FORMACIÓN	BLOQUE 1		BLOQUE 2		BLOQUE 3	
	Rw @ 75	Salinidad	Rw @ 75	Salinidad	Rw @ 75	Salinidad
Mugrosa B	0.18	34800 ppm NaCl	0.03	240000 ppm NaCl	0.03	240000 ppm NaCl
Mugrosa C	0.12	53500 ppm NaCl	0.14	46000 ppm NaCl	0.14	46000 ppm NaCl

Tabla 2: Saturación de agua promedio por bloque. Fuente: Tesis “Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación mugrosa: caso de estudio Campo Colorado.”

4.2.2. Porosidad.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado, para el cálculo de la porosidad se empleó la ecuación de Archie, en la cual conociendo la saturación de agua, se puede despejar el término de porosidad, obteniendo porosidades promedio por arenas operacionales, además de datos de espesor promedio que serán presentadas en la tabla 3²⁶.

²⁶ ECOPETROL-ICP, Gerencia Magdalena Medio. Diagnostico y estrategias de recobro Campo Colorado. El Centro, 2003. P. 64.

UNIDAD OPERACIONAL	POROSIDAD	ESPESOR PROMEDIO NETO
ZONA B1	12.9%	21.8 ft
ZONA B2	13.5%	23.2 ft
ZONA C1	15.7%	24.9 ft
ZONA C2	19.6%	42.3 ft

Tabla 3: Porosidad y espesor promedio neto. Fuente: “diagnóstico y estrategias de recobro campo colorado”

4.2.3. Análisis PVT.

En el Campo Colorado se han realizado cuatro análisis PVT a lo largo de la historia, se analizaron muestras de los pozos Col 43, Col 12, Col 49 y recientemente Col 25. De este análisis se obtuvieron las propiedades mostradas en la tabla 4.

Pozo	Arena	TVD (pies)	Tope (pies)	Base (pies)	Temp. °F	GOR a Pb (SCF/SB)	Pb (psi)	μ_o a Pb (cp)	SG Gas	Grav. °API @ 60°F	Bo a Pb (RB/SB)
C-12	E	6070	5547	6022	186	667	2958	0.44	0.75	40.1	1.373
C-43	B	6767	1396	3533	114	140	648	1.6	0.95	41.2	1.091
C-49	C,D,E	6767	5114	6767	174	648	2078	0.46	0.93	39.7	1.401
C-25	B	1800			104	240	630	2.18	1.01	36.7	1.079

Tabla 4: Datos básicos PVT's Campo Colorado. Fuente: Estudio de ÉCOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente” 2003.

Cuando se realizó el muestreo la presión del yacimiento se encontraba muy por debajo de la presión original y la muestra fue recombinaada a un GOR diferente al que el pozo estaba produciendo, lo que lleva a pensar que el gas producido puede tener una composición diferente a la original, por lo tanto los resultados del primer análisis no son muy confiables.

Las muestras tomadas en los pozos Col 12 y Col 43 fueron tomadas en superficie, y fueron re combinadas en el laboratorio. Para el pozo Col 49 se tomo una muestra de fondo. La toma de muestras y el análisis PVT, fueron realizados por *CORE LABORATORIES INC. Petroleum Reservoir Engineering* Dallas Texas, *PL Moses*, en 1960.

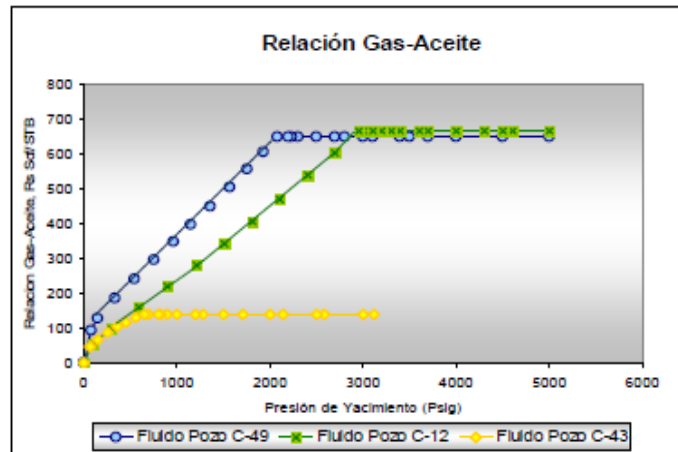
Los resultados del análisis PVT se compararon para los tres pozos como se muestra en la figuras 9, 10 y 11, donde se observa la aproximación de las curvas para los pozos Col 12 y 49, mientras que difieren totalmente con las de Col 43. El análisis llevaría a concluir que los fluidos son diferentes entre las arenas productoras.

La mezcla de fluidos de diferentes formaciones hace imposible el determinar una variación de la presión de burbuja con respecto a la profundidad del yacimiento. El comportamiento de la presión de burbuja con la temperatura es algo normal, las tres zonas diferentes claramente identificadas siguen un mismo tren de P_b Vs T ;

En las figuras 9,10 y 11 se observa que la tendencia del pozo Colorado 49 se acerca a la del pozo Colorado 12 por los intervalos abiertos en la zona D y E.²⁷

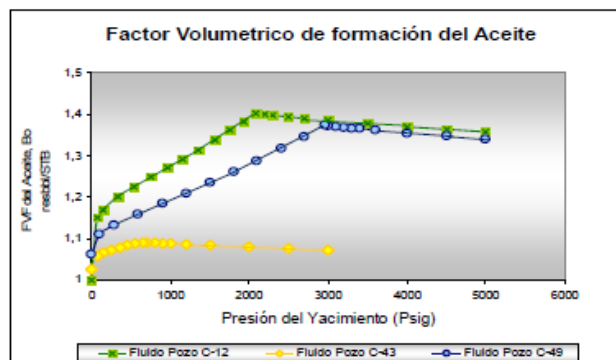
²⁷ ARAMENDIZ, P. Jose y VELASQUEZ, O. Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación Campo Colorado, Bucaramanga, 2008. P. 116.

Figura 9. Comparación Curvas de Rs de los Pozos C12, C 49 y C43.



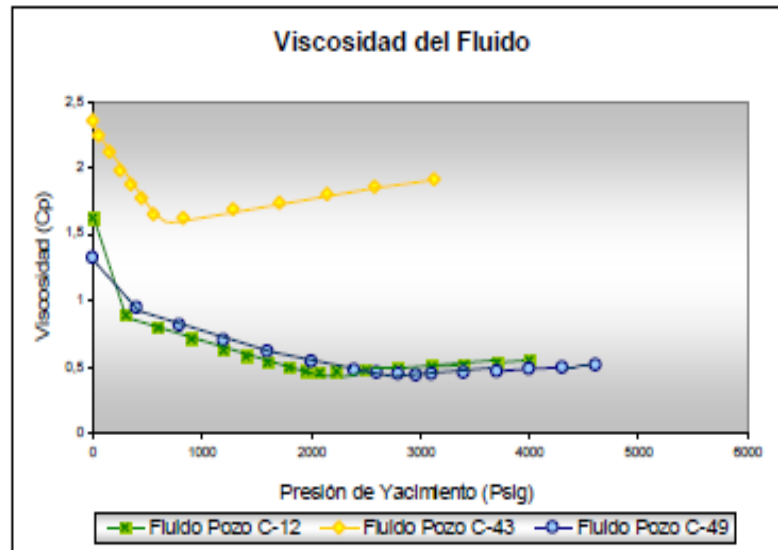
Fuente: Tesis “consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado” ARAMENDIZ, P. Jose y VELASQUEZ, O. Miguel.

Figura 10. Comparación Curvas de Bo de los pozos C 12, C 49 y C 43.



Fuente: Tesis “consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado” ARAMENDIZ, P. Jose y VELASQUEZ, O. Miguel.

Figura 11. Comparación Curvas de Viscosidad de los Pozos C 12, C 49 y C 43.



Fuente: Tesis “consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado” ARAMENDIZ, P. Jose y VELASQUEZ, O. Miguel.

Posteriormente se realizó un análisis PVT pozo Col 25, de la Formación Mugrosa B. El muestreo en fondo de pozo se realizó por personal del Instituto Colombiano del Petróleo²⁸. Encontrando las propiedades mostradas en las figuras.

Figura 12. Estudio PVT Colorado 25, Datos Volumétricos del Fluido.

²⁸ CORONADO, P. Carlos. Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B) UIS. Laboratorio de Análisis PVT, Bucaramanga 2008.

RESUMEN DE LOS DATOS DEL FLUIDO

Datos Volumetricos

Presión Original del Yacimiento (Py) :	800	psia
Presión de Burbuja (Pb):	630	psia
Expansión Térmica @ 2015 Psia :	1.01678	Vol. @ 104 °F Vol. @ 62 °F
Densidad del Fluido del yacimiento @ 2000 psia y 104 °F :	0.7876	g/cc
Densidad del Fluido del yacimiento @ 2000 psia y 62 °F :	0.8008	g/cc
G.O.R.:	240.0	SCF/STB
Compresibilidad del Fluido @ Ty (Desde Pyac. a Pb)	1.03189	E-05

Datos de la prueba de Liberación Diferencial

Relación Gas - Aceite en solución (Rsdb)	228.00	PCN/BF
Factor Volumetrico del Aceite (Bodb)	1.0798	BY/BF
Densidad del Aceite a Pb, Tyac	0.7810	g/cm3

Fuente: Informe “Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B) UIS. Laboratorio de Análisis PVT”.

Figura 13. Estudio PVT Colorado 25, Datos de la Prueba de Liberación Instantánea y viscosidad del aceite.

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)

RESUMEN DE LOS DATOS DEL FLUIDO

Datos de la Prueba de Liberación Instantánea

Presión del Separador	15	psig
Temperatura del Separador	90	°F
Bo (1)	1.0201	BY/BF
Rs (2)	228.00	PCN/BF
Densidad del Aceite muerto	0.8411	
API @ 60 F	36.7321	

- (1) Factor volumétrico de formación del aceite, barriles de petróleo a la presión de burbuja y temperatura de yacimiento por barril de petróleo de tanque @ 60 °F.
- (2) Relación gas-aceite en solución total a la presión de burbuja y temperatura de yacimiento, total de pies cúbicos normales de gas @ 14.7 psia y 60 °F por barril de tanque @ 60 °F.

DATOS DE VISCOSIDAD DEL ACEITE @ 104 °F

Viscosidad del Aceite @ Pb	2.18	cP
Viscosidad del Aceite @ Pyac.: 815 Psia	2.23	cP

Condiciones de laboratorio	13.3 psia @ 68 °F
Condiciones normales	14.7 psia @ 60 °F

Fuente: Informe “Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B) UIS. Laboratorio de Análisis PVT”.

4.2.4. Permeabilidad.

Los datos de permeabilidad de los intervalos utilizados durante el presente trabajo, se tomaron a partir de la zona en la cual se encuentran, estas zonas ya han sido evaluadas en los trabajos de grado que se citan a continuación:

- Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación mugrosa: Caso de estudio Campo Colorado²⁹.
- Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo. Aplicación Campo Colorado³⁰.
- Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado³¹.

En las cuales se encontraron las permeabilidades por pozo, por zona de cada pozo y en algunos pozos por intervalos, estos datos se encuentran en el anexo 2.

²⁹ RAMIREZ, R. Jeny y MENESES, V. Johanna. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: caso de estudio Campo Colorado, Bucaramanga, 2008. P. 71.

³⁰ TELLEZ, Wilson y VILLAREAL, Roberto. Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo, aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. P. 78-83.

³¹ RANGEL, William y TORRES, Jorge. Análisis de datos a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. P. 90-101.

5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN CASO CAMPO COLORADO

En esta sección se desea describir claramente la metodología que fue utilizada para llevar a cabo el proceso de selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación en el campo Colorado.

A continuación se describe la metodología desarrollada e implementada para la selección de pozos candidatos a realizarles trabajos de estimulación en el Campo Colorado, con el fin de aumentar la producción de este campo. La metodología consta de 6 ítems o pasos.

5.1. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS

5.1.1. Paso 1. Adquisición de información.

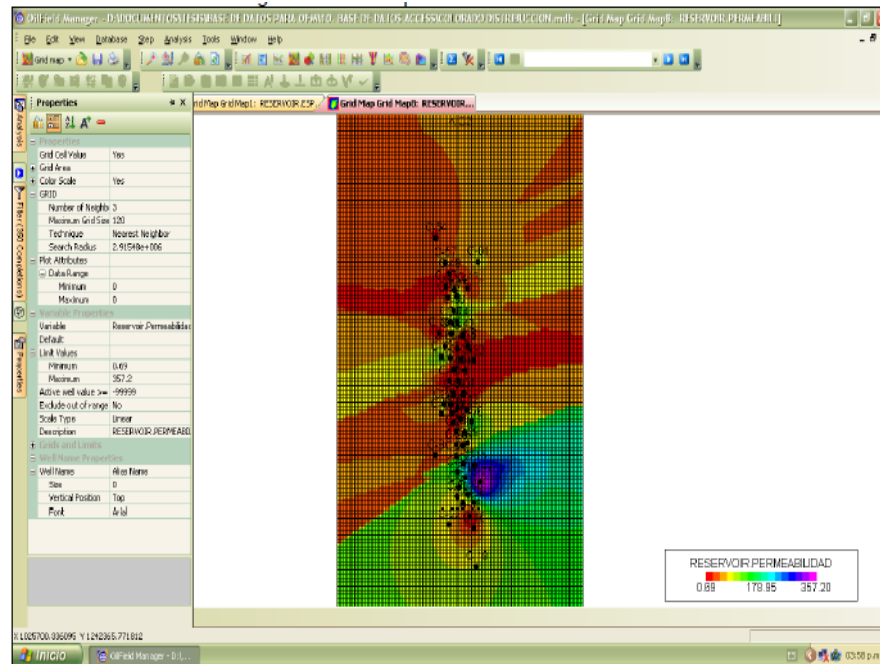
Recopilar y hacer control de calidad o valoración de toda la información de cada pozo y del campo en general. Dentro de esta información se encuentra:

- Base de datos de OFM Campo Colorado tesis “Análisis de datos a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado”³²: Mapa del campo, curvas de producción, curvas de declinación, set de registros eléctricos para análisis petrofísicos.
- Estado mecánico de los pozos.

³² RANGEL, William y TORRES, Jorge. Análisis de datos a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

- Petrofísica del campo: Permeabilidad y porosidad.

Figura 14. Grip Map de permeabilidad en OFM³³.



Fuente: Análisis de datos a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. RANGEL, William y TORRES, Jorge

- Análisis PVT.
- Informes de presiones.
- Estudios de potenciales de producción.

³³ RANGEL, William y TORRES, Jorge. Análisis de datos a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, p. 91.

5.1.2. Paso 2. Análisis por pozos.

Este proceso se lleva teniendo en cuenta todos los pozos del Campo Colorado con un total de 75 pozos. Se procedió a realizar una tabla resumen basada en la información recolectada de los distintos informes, tesis y curvas de producción, tomando la información de el estado del pozo, ya sea abandonado o presenta problemas mecánicos. En la tabla 6 se encuentra un resumen del anexo 1.

Con esta información se seleccionan los pozos de acuerdo a:

- Pozos abandonados oficialmente :

De acuerdo con el informe “Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado” se encontraron que los siguientes pozos se encuentran abandonados oficialmente: Col 1, Col 2, Col 4, Col 5, Col 6, Col 8, Col 14, Col 15, Col 20, Col 29, Col 32, Col 41, Col 46, Col 47, Col 48, Col 71, Col 77³⁴. De la tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos, aplicación Campo Colorado”³⁵ Col 7, Col 9, Col 13, Col 18, Col 19, Col 22, Col 26, Col 40, Col 54, Col 57, Col 61, Col 68, Col 72, se encuentran en lista del programa de abandono de pozos. Estos pozos son descartados para el estudio.

- Pozos con pescados que aíslan las perforaciones.

Los siguientes pozos presentan pescados Col 21, Col 31, Col 65, Col 67, pero ninguno de estos pescados aíslan todos los intervalos perforados. Durante el

³⁴ ECOPETROL-ICP, Gerencia Magdalena Medio. Diagnostico y estrategias de recobro Campo Colorado. El Centro, 2003.

³⁵ ACEVEDO, Jhon y TORRES, Ricardo. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos, aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

análisis de los intervalos de cada pozo se descartan aquellos en los que los pescados impidan el flujo de fluidos.

- Pozos que presentan colapsos.

Los pozos Col 21, Col 24, Col 30, Col 33, Col 44, Col 56, Col 58, presentan colapsos que impiden las condiciones óptimas para el desarrollo de los trabajos de estimulación.

- Pozos declarados secos o con bajo potencial de producción.

Para el análisis de pozos con bajo potencial de producción se tomo el criterio presentado en la tesis “Metodología para la selección diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos, aplicación al Campo Colorado”³⁶, en la cual determinan un caudal de 4 BOPD como parámetro de Q_o *last* representativo para el Campo Colorado, teniendo en cuenta este parámetro para calificar el potencial de producción de cada pozo.

Teniendo en cuenta este valor de Q *last* como parámetro analizamos los pozos y seleccionamos aquellos cuyo potencial de producción sea mayor o igual a este, descartando los otros pozos por bajo potencial.

En la siguiente lista se encuentran los pozos que según el estudio anteriormente citado presentan bajo potencial de producción y por lo tanto son descartados para el presente estudio. Col 11, Col 16, Col 27, Col 28, Col 34, Col 39, Col 42, Col 43,

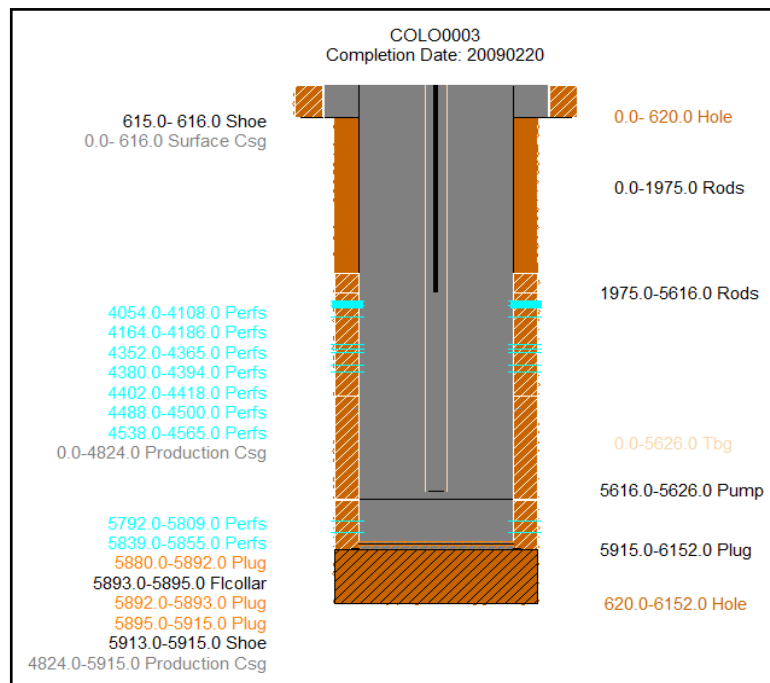
³⁶BOHADA, Marlon y LEON, Camilo. Metodología para la selección diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos, aplicación al Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, p.76.

Col 50, Col 51, Col 53, Col 59, Col 60, Col 62, Col 63, Col 64, Col 65, Col 66, Col 76.

- Pozos con alto GOR o WOR.

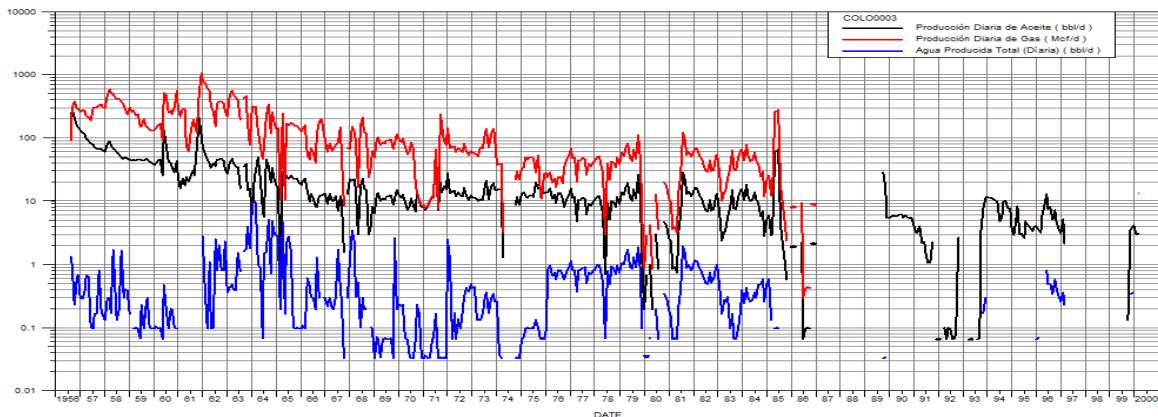
Los pozos del Campo Colorado aunque presenta en la mayoría altos valores de GOR, no presentan un aumento significativo de este valor al ser sometido a trabajos de estimulación, lo que muestra que no es un parámetro significativo para adoptar alguna medida en la selección de los pozos candidatos a estimulación.

Figura 15. Estado mecánico del pozo Colorado 3.



Fuente: Base de datos OFM Campo Colorado.

Figura 16. Diagrama de producción (OFM) Colorado 3.



Fuente: Base de datos OFM Campo Colorado.

De acuerdo a los criterios de selección descritos anteriormente, la lista de pozos seleccionados para el posterior análisis por intervalos es:

Col 3, Col 10, Col 12, Col 23, Col 31, Col 35, Col 36, Col 37, Col 38, Col 45, Col 49, Col 52, Col 55, Col 67, Col 69, Col 70, Col 74 y Col 75.

5.1.3. Paso 3. Análisis de los intervalos.

Se procedió a realizar una tabla resumen de cada pozo, organizando la información analizando los eventos de los pozos, descripción del estado de los intervalos, con el fin de tener la información organizada y de fácil acceso al momento de analizar y seleccionar los intervalos a estimular. Tabla 8.

- **Pozo:** En esta columna se anota el nombre de cada pozo del Campo de estudio.

- Unidad: Se definen a partir de los estados mecánicos, de los registros y de la información de topes y bases de la formación, ya sea B, C, D y E.
- Profundidad del punto medio de perforaciones por intervalo.
- Intervalo: Cada uno de estos corresponde a los espesores cañoneados en cada pozo y se definen a partir de los estados mecánicos.
- Observaciones generales de cada pozo e intervalo.
- Condición del intervalo: abierto, cementado o aislado.
- Espesor bruto de cada intervalo. Tomado de la diferencia entre tope y base.
- Espesor neto de cada intervalo, este se obtienen analizando los intervalos comparando con los registros de pozo GR y SP donde muestra el espesor neto de arena correspondiente al intervalo cañoneado y donde tengan las mayores resistividades, si estos intervalos pertenecen a una misma arena y son intervalos continuos para el análisis se asume el espesor neto del conjunto de intervalos.
- Permeabilidad intervalo: Se obtienen a partir de estudios ya realizados por pozo, arena y en algunos
- Producción de fluido diario: Este valor se obtiene de los últimos datos de producción de la base de datos OFM del campo Colorado.
- Presión de yacimiento es tomada de los informes de pruebas de presión y de nivel.

5.1.4. Paso 4. Revisión del estado de los intervalos.

Se analizan todos los intervalos cañoneados teniendo en cuenta su estado, si se encuentra abierto o cerrado, si los colapsos y pescados impiden el flujo de fluidos en el intervalo, con el fin de definir cuáles son los intervalos a modelar.

De los 364 intervalos que presentan los pozos preseleccionados, se encontraban 266 intervalos abiertos los cuales se preseleccionan, 48 intervalos aislados y 40 intervalos cementados son descartados por encontrarse cerrados.

De los 266 intervalos preseleccionados por encontrarse abiertos, se clasificaron en dos grupos candidatos a fracturamiento y candidatos a estimulación, 189 intervalos para fracturamiento y 77 intervalos para estimulación.

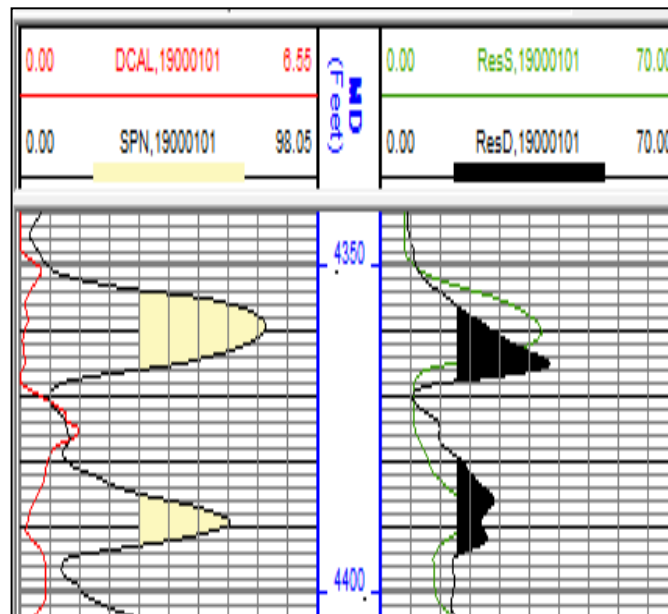
5.1.5. Paso 5. Clasificación de los intervalos por potencial de producción.

Como se mencionó en el Capítulo 3, uno de los parámetros importantes para la selección de intervalos candidatos a trabajos de estimulación es el potencial de producción, este permite seleccionar los mejores intervalos candidatos de cada pozo teniendo en cuenta su aporte en fluidos. Una clasificación eficiente es expuesta en el artículo “Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México”³⁷, donde se selecciona los intervalos de cada pozo con mayor potencial y que la suma de su potenciales es del 70% de la producción total del

³⁷ MENGUAL, Jean, MENDOZA, Jesús, ROCA, Luis, GARCIA, Nayelli y SOSA, Andrés. Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en Mexico. Oilfield Review Primavera 2004, p 51

pozo. La aplicación de esta clasificación optimizó los procesos de estimulación acelerando la producción y ahorrando dinero en equipos de estimulación.

Figura 17. Registros SP, resistividad corta, y resistividad profunda, para los intervalos 4352'-4365'y 4380-4394.



Fuente: Base de datos OFM Campo Colorado.

En la siguiente tabla se muestra una sección del anexo 1, donde se encuentra los pozos seleccionados en los anteriores pasos junto con los intervalos de acuerdo con su carácter de cementado, aislado o abierto.

POZO	UNIDAD	PMP (ft)	INTERVAL Tope (ft)	Base (ft)	OBSERVACIÓN	CONDICIÓN	h (ft)
COLORADO 70	B1	1259	1256	1262	Cañón. A-2 13 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	6
	B1	1339	1336	1342	Cañón. A-2 13 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	6
	B1	1422	1418	1426	Cañón. A-2 17 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	1924	1920	1928	Cañón. A-2 16 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2038	2034	2042	Cañón. A-2 16 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2130	2126	2134	Cañón. A-2 16 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2300	2296	2304	Cañón. A-2 17 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2344	2339	2349	Cañón. A-2 21 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	10
	B1	2438	2434	2442	Cañón. A-2 17 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2540,5	2538	2543	Cañón. A-2 11 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	5
	B1	2635	2630	2640	Cañón. A-2 21 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	10
	B2	2960,5	2957	2964	Cañón. A-2 15 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	7
	B2	2980	2976	2984	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	8
	B2	3019,5	3015	3024	Cañón. A-2 19 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	9
	B2	3049	3044	3054	Cañón. A-2 21 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	10
	B2	3085	3080	3090	Cañón. A-2 21 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	10
	B2	3116	3112	3120	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	8
	B2	3137,5	3133	3142	Cañón. A-2 19 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	9
	B2	3162	3158	3166	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	8

Tabla 5. Selección de intervalos, estado Abierto, aislado o cementado.

En la siguiente tabla se encuentra un resumen del anexo 2, en el cual se encuentra las características de los intervalos seleccionados de acuerdo al potencial de producción, además encontramos algunas observaciones de la historia de cada intervalo además de características de producción, como lo son la permeabilidad, el espesor, potencial de producción, arena productora y profundidad media de perforaciones.

POZO	UNID AD	PMP (ft)	INTERV ALO Tope (ft)	Base (ft)	OBSERVACIÓN	ESPESOR (ft)	ESPES OR NETO (ft)	PERMEABI LIDAD INTERVALO (mD)	KH (md.ft)	%Producc ión
COLORADO 70	B2	2960,5	2957	2964	Cañón. A-2 15 tiros, acidificado -Mar/62	7	7	1,35	9,45	10,19
	B2	2980	2976	2984	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	8	8	1,35	10,8	11,65
	B2	3019,5	3015	3024	Cañón. A-2 19 tiros, acidificado -Mar/62	9	9	1,72	15,48	16,69
	B2	3049	3044	3054	Cañón. A-2 21 tiros, acidificado -Mar/62	10	10	0,9	9	9,71
	B2	3085	3080	3090	Cañón. A-2 21 tiros, acidificado -Mar/62	10	10	0,9	9	9,71
	B2	3116	3112	3120	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	8	8	1,56	12,48	13,46
	B2	3137,5	3133	3142	Cañón. A-2 19 tiros, acidificado -Mar/62	9	9	1,56	14,04	15,14
	B2	3162	3158	3166	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	8	8	1,56	12,48	13,46

Tabla 6. Análisis de intervalos por potencial de producción.

5.1.6. Paso 6. Modelamiento.

Para el modelamiento de los pozos se dividirá el estudio en dos partes la primera el análisis del *Skin* y la segunda el análisis Nodal.

- **Análisis de *Skin*.**

El primer paso que se realizó en el análisis del *skin* es determinar el valor del *skin* para los pozos seleccionados en los anteriores pasos de la metodología, en las tesis “Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial, aplicación Campo Colorado”³⁸ y “Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales, aplicación Campo Colorado”³⁹ se calculan los valores de *skin* para varios pozos del Campo Colorado, estos valores serán tomados para el análisis del *skin*.

El siguiente paso es realizar el estudio de los trabajos de estimulación y química fracturamiento realizados al campo para así calcular los valores de *skin* obtenidos después de la realización de estos trabajos, este dato da una idea de los valores de *skin* que posiblemente se pueden alcanzar en los trabajos del campo.

De acuerdo a los datos petrofísicos y de producción de los pozos a los que se les realizaron trabajos de estimulación se obtiene los siguientes valores de *skin* histórico para los trabajos.

³⁸DE LA OZ, Maty y ORTIZ, Diana. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial, aplicación Campo Colorado. Bucaramanga. 2008.

³⁹CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales, aplicación Campo Colorado. Bucaramanga. 2008.

Pozo	Tipo de Trabajo	Fecha	Skin antes del trabajo	Skin después del trabajo
Col 25	Acidificación	1954-08-01	7,65	4,58
Col 27	Acidificación	1972-06-01	11,82	6,92
Col 38	Fracturamiento	1955-01-01	4,32	-4,53
Col 12	Fracturamiento	1960-07-01	3,97	-1,93
Col 16	Fracturamiento	1972-04-01	3,02	-1,31
Col 27	Fracturamiento	1972-06-01	3,23	-0,21

Tabla 7. Análisis de skin.

En el seminario técnico “*Candidated selection for stimulation, Matching the right solution to the right well*”⁴⁰, se consideran diferentes escenarios de trabajos de estimulación y los diferentes valores de skin que se generan de la aplicación de estos trabajos. En la figura 21 se muestran los valores encontrados en el seminario.

Figura 18. Taba de escenarios y magnitudes características de Skin.

Escenario	Magnitud Skin
Daño Severo o completamiento parcial	+20 a +500
Pozo dañado	+2 a +20
Completamiento inicial bueno, no estimulado	+2 a -1
Pozo acidificado	0 a -2
Pozo horizontal	-0.5 a -3
Pozo fracturado	-3 a -6

Fuente: Seminario técnico “*Candidated selection for stimulation*”.

⁴⁰ HALLIBURTON. *Candidated selection for stimulation, matching the right solution to the right well. Well Stimulation Workshop, Technology Seminars*. 2006.

Para el modelamiento del Campo Colorado se toma como parámetro de *skin* máximo después de realizar trabajos de fracturamiento el valor de -2, este valor se ajusta al promedio de los valores esperados para el fracturamiento de un pozo y los valores de *skin* histórico alcanzado por este trabajo en el campo.

Debido a que en 3 trabajos de estimulación realizados al Campo Colorado la reducción del daño varió entre el 50% y el 80%, para realizar el análisis de los valores esperados de reducción del daño se decidió optar por 3 escenarios de reducción del porcentaje de daño, el primero con una reducción total del daño $S=0$, situación ideal, el segundo para reducción del 75% del daño y por último, el tercer escenario con una reducción del 50% del daño.

- **Q incremental.**

Con los valores de los Skin tomados de los estudios ya mencionados y las propiedades de los pozos se procede a calcular el índice de producción (J) actual de cada uno de los intervalos utilizando la ecuación de la ley de Darcy:

$$J = \frac{0,007082 \times k \times h}{B_o \times \mu \times \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]} \quad (16)$$

Con estos valores de J, se despeja el valor de Qmax actual para cada intervalo de la ecuación de Vogel:

$$J = \frac{1,8 \times Q_{max}}{P_e} \quad (17)$$

Se repite el mismo procedimiento, variando el valor del Skin para cada uno de los escenarios de reducción de daño, así se calcula el incremental máximo de producción Qmax por intervalo para cada escenario.

En la tabla 8, se encuentra un resumen del anexo 3, donde se calcularon los incrementales de producción para cada intervalo y pozo.

POZO	Tope (ft)	Base (ft)	h NETO (ft)	K (mD)	KH (md.ft)	% Produc	S	Presión Estática (psi)	Qmax Actual BOPD	Qmax S 50% BOPD	Q Increment BOPD	Qmax Reducción S 75% BOPD	Q Increment BOPD	Qmax S=0 BOPD	Q Increment BOPD	Qmax S=-2 BOPD	Q Increment BOPD
COL 3	4164	4171					3,1	1702									
	4171	4176	21	1,25	26,25	30,73	3,1	1702	6,59	7,36	0,77	7,81	1,22	8,33	1,73	10,02	3,43
	4176	4186					3,1	1702									
	4352	4356					3,1	1702									
	4356	4361	14	1,25	17,5	20,49	3,1	1702	4,40	4,91	0,51	5,21	0,81	5,55	1,15	6,68	2,29
	4361	4365					3,1	1702									
	4538	4565	25	0,86	21,5	25,17	3,1	1702	5,40	6,03	0,63	6,40	1,00	6,82	1,42	8,21	2,81
											1,90		3,03		4,31		8,53

Tabla 8. Análisis Q incremental.

- **Análisis nodal.**

Se debe realizar el análisis nodal a los pozos seleccionados, para este paso se tomó como base la metodología descrita y utilizada en la tesis “Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del Campo Colorado”⁴¹, la cual se concentra en tres secciones especialmente:

➤ **Densidad optima de perforaciones.**

Mediante el análisis en este punto, se observa el comportamiento de la producción en función de la densidad de perforaciones. Este análisis fue realizado en la tesis citada anteriormente. Tomando como densidad optima promedio para el Campo Colorado 8 TPP.

➤ **Sección *Inflow*.**

El fin de esta sección es el de generar las curvas IPR para cada uno de los pozos seleccionados. Para la construcción de la curva del IPR se utiliza la ecuación de Pérez y Kelkar⁴², con la cual se puede generar la curva del IPR para pozos que producen por gas en solución a través de los orificios perforados⁴³, el cual es el caso de nuestro estudio.

⁴¹ DIAZ, Ricardo. Análisis nodal en la optimización de los pozos del Campo Colorado. Bucaramanga. 2009.

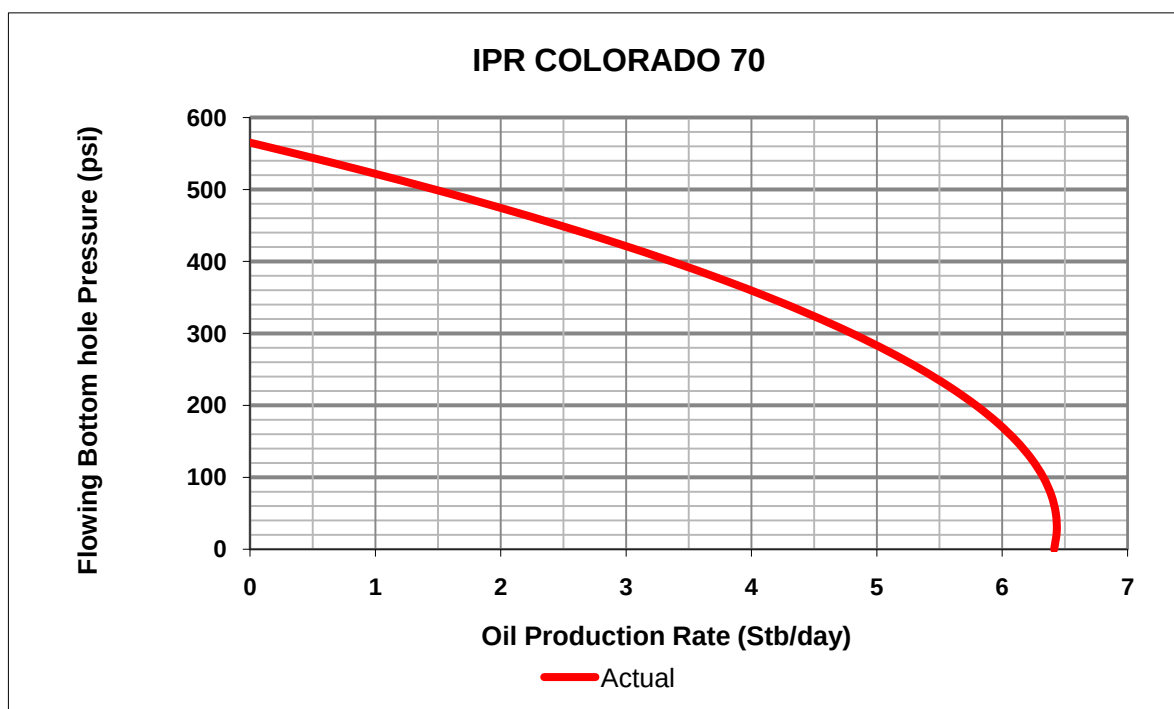
⁴² PEREZ, G y KELKAR, B. A new Method to predict two phase pressure drop across perforations. SPE-PE, February 1991, p 93-101.

⁴³ SUKAMO, Pudjo y TOBING, Edward. Inflow performance relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir. 1995. SPE-29312.

CONDICIONES ACTUALES	
Presión de Yacimiento (Pr) psi:	566
Presión de fondo fluyendo (Pwf) psi:	360
Caudal de aceite (Qo) BOPD:	4
Densidad de disparo (SPF):	8
Radio de perforación (Rp) inches:	0,54
Perforación sobrebalanceada? (Y o N):	Y

Tabla 9. Tabla construcción de IPR Actual.

Figura 19. IPR actual.

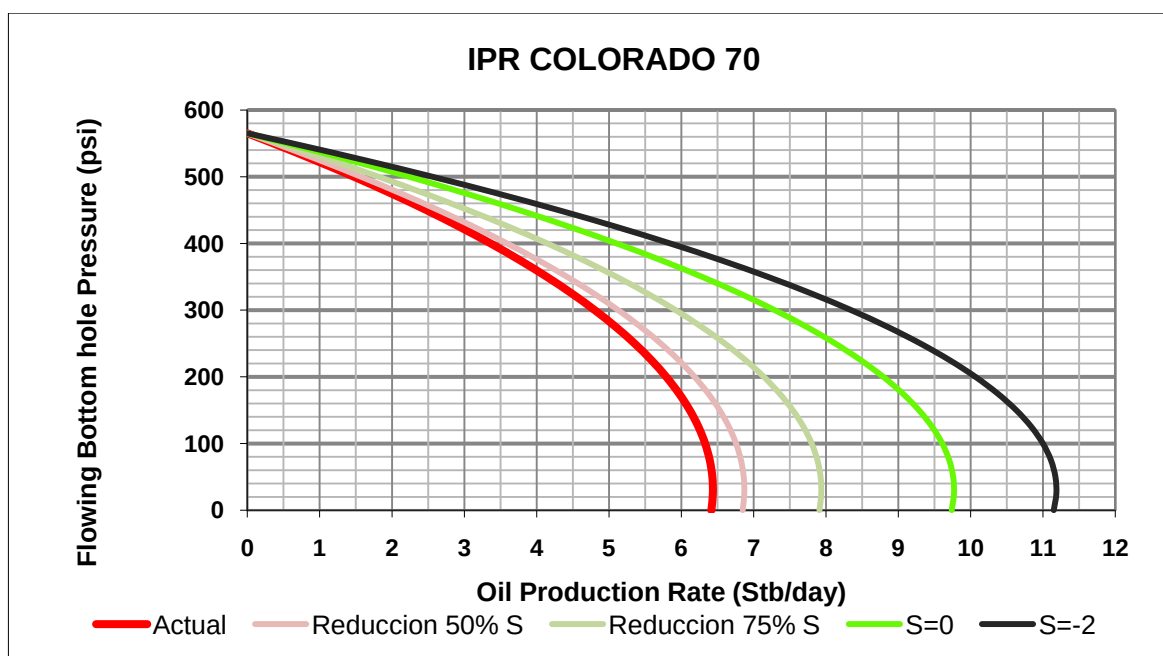


Con los datos actuales se genera primero la curva de IPR actual, y luego al Qmax encontrado se le suma el incremental de producción obtenido en la sección anterior, construyendo las curvas de IPR para cada escenario.

REDUCCION DAÑO 50%		REDUCCION DAÑO 75%		S=0	
Presión de Yacimiento (Pr) psi:	566	Presión de Yacimiento (Pr) psi:	566	Presión de Yacimiento (Pr) psi:	566
Presión de fondo fluyendo (Pwf) psi:	0	Presión de fondo fluyendo (Pwf) psi:	0	Presión de fondo fluyendo (Pwf) psi:	0
Caudal de aceite (Qo) BOPD:	7	Caudal de aceite (Qo) BOPD:	8	Caudal de aceite (Qo) BOPD:	10
Densidad de disparo (SPF):	8	Densidad de disparo (SPF):	2	Densidad de disparo (SPF):	2
Radio de perforación (Rp) inches:	0,54	Radio de perforación (Rp) inches:	0,54	Radio de perforación (Rp) inches:	0,54
Perforación sobrebalanceada? (Y o N):	Y	Perforación sobrebalanceada? (Y o N):	Y	Perforación sobrebalanceada? (Y o N):	Y

Tabla 10. Expectativas de incremento por pozo.

Figura 20. IPR escenarios de Skin.



➤ **Sección de *Outflow*.**

Utilizando la metodología para la construcción de una curva de outflow para pozos que producen por bombeo mecánico de la sección 3.2.3 de la tesis “Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del Campo Colorado”, se generan las curvas de outflow para cada uno de los pozos seleccionados para realizar trabajos de estimulación.

La información mínima necesaria para la construcción de las curvas de outflow es:

- Sugerencia de la bomba.
- Gravedad API del crudo.
- Profundidad de la bomba.
- Presión en cabeza.
- Nivel de fluido.
- Presión de entrada a la bomba PIP.
- Presión de descarga PDP.
- Carga de Fluido F_o .
- Diámetro del pistón.
- Fluido desplazado por la bomba.
- Caudal.

Con esta información se calcula el valor de la p_{wf} utilizando la ecuación:

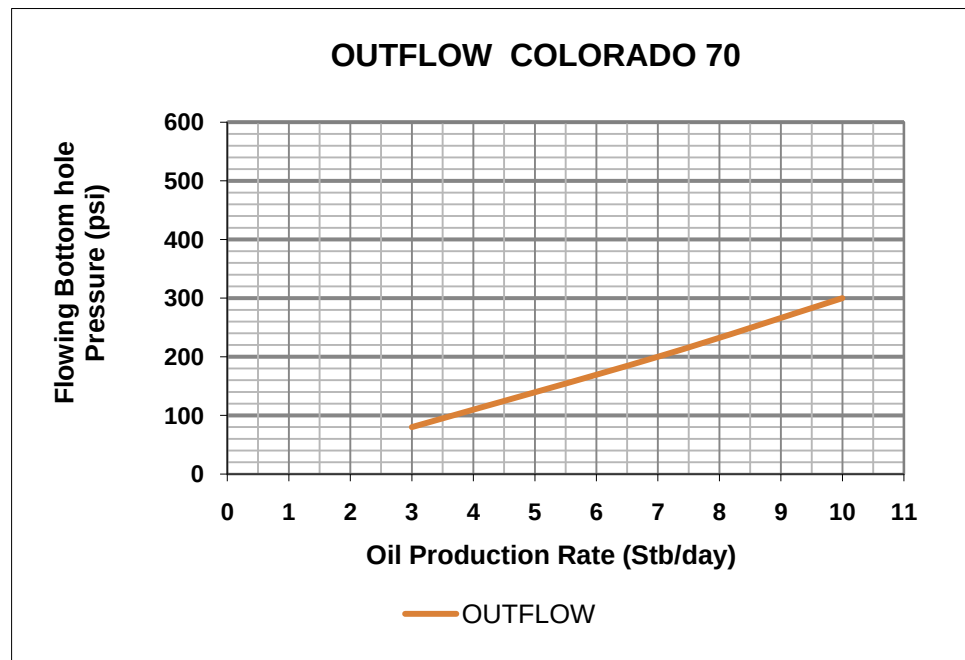
$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} = P_{wf}$$

El siguiente paso es graficar los valores de pwf contra el caudal, así encontramos las curvas de outflow para los pozos.

Q(STB/día)	Pwh (psi)	Fo(lb)	Pfo(psi)	Pwf(psi)
3	74.5	1920	1573.77	79.22
4	76.7	1875	1536.88	120.114
6	85	1875	1536.88	189.11

Tabla 11. Datos Outflow.

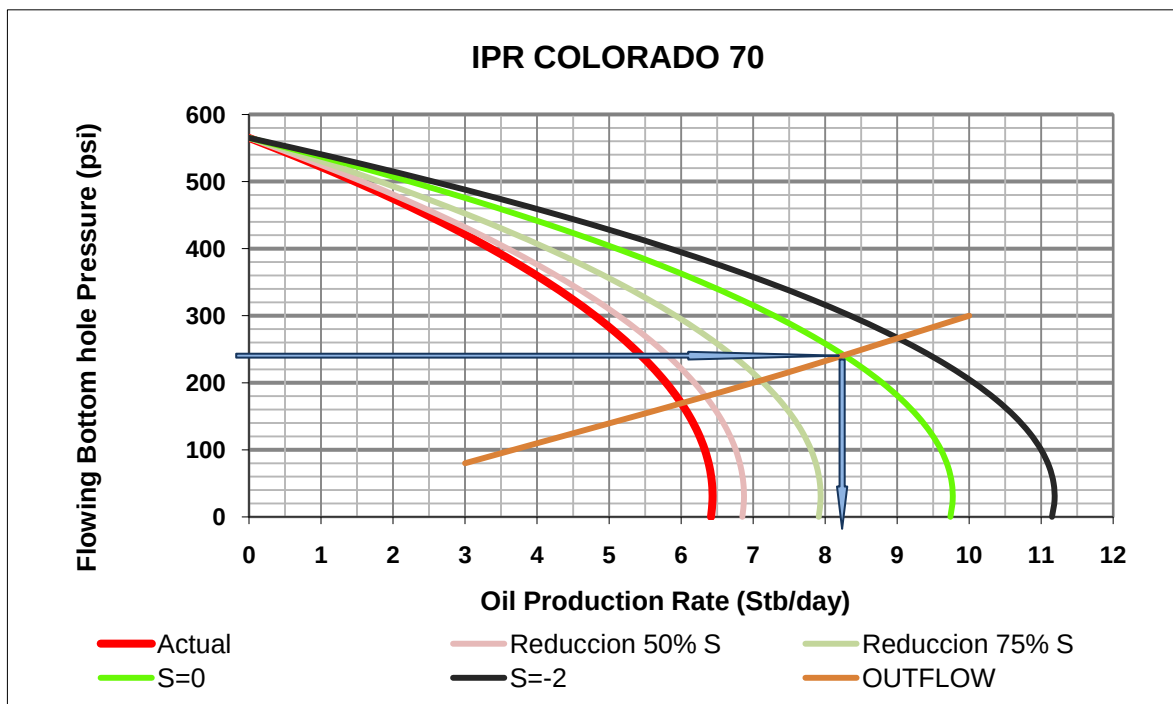
Figura 21. Curva Outflow.



5.1.7. Paso 7. Lista de Pozos candidatos y producción.

Para calcular la producción esperada del pozo después de los trabajos de estimulación y para cada escenario propuesto de reducción de daño, se superpone en la grafica de IPR la grafica de Outflow y se lee el valor de la intersección entre las curvas.

Figura 22. Superposición de curva Outflow sobre la curva IPR.



5.2. RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA

A continuación se presentan las curvas de IPR y Outflow, además de los resultados de incrementos de producción para cada pozo del Campo Colorado seleccionado con la metodología propuesta.

Figura 23. Curvas IPR pozo Colorado 3.

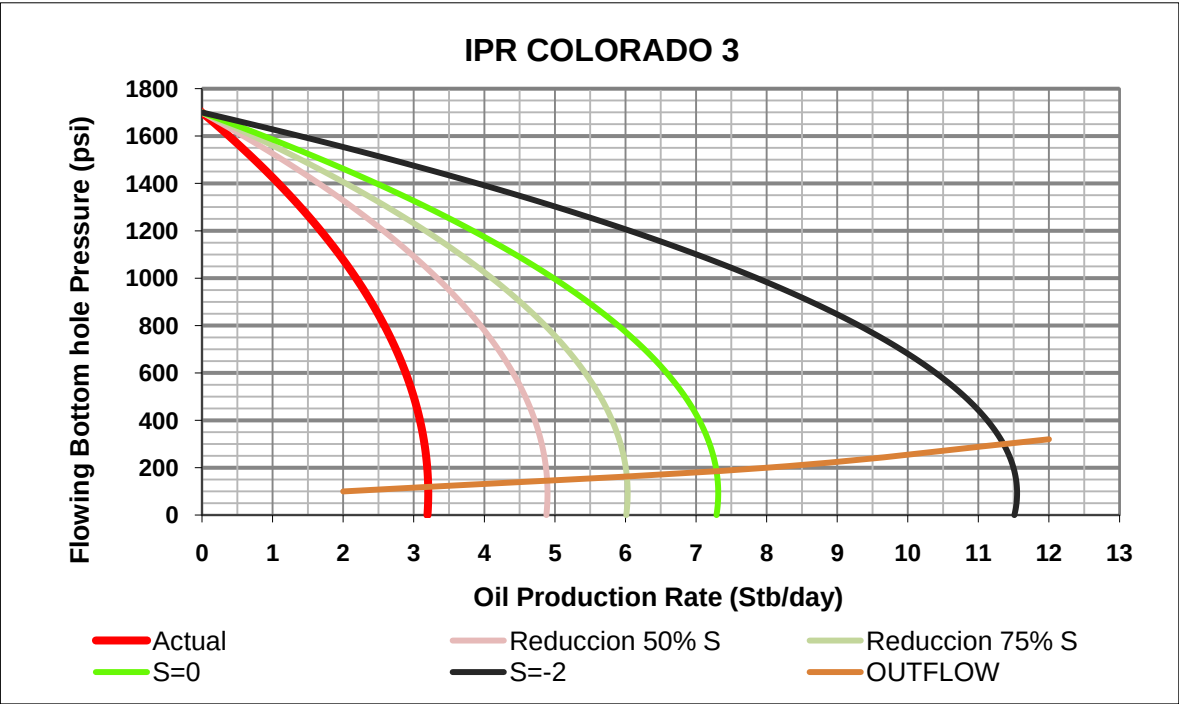


Figura 24. Curvas IPR pozo Colorado 10.

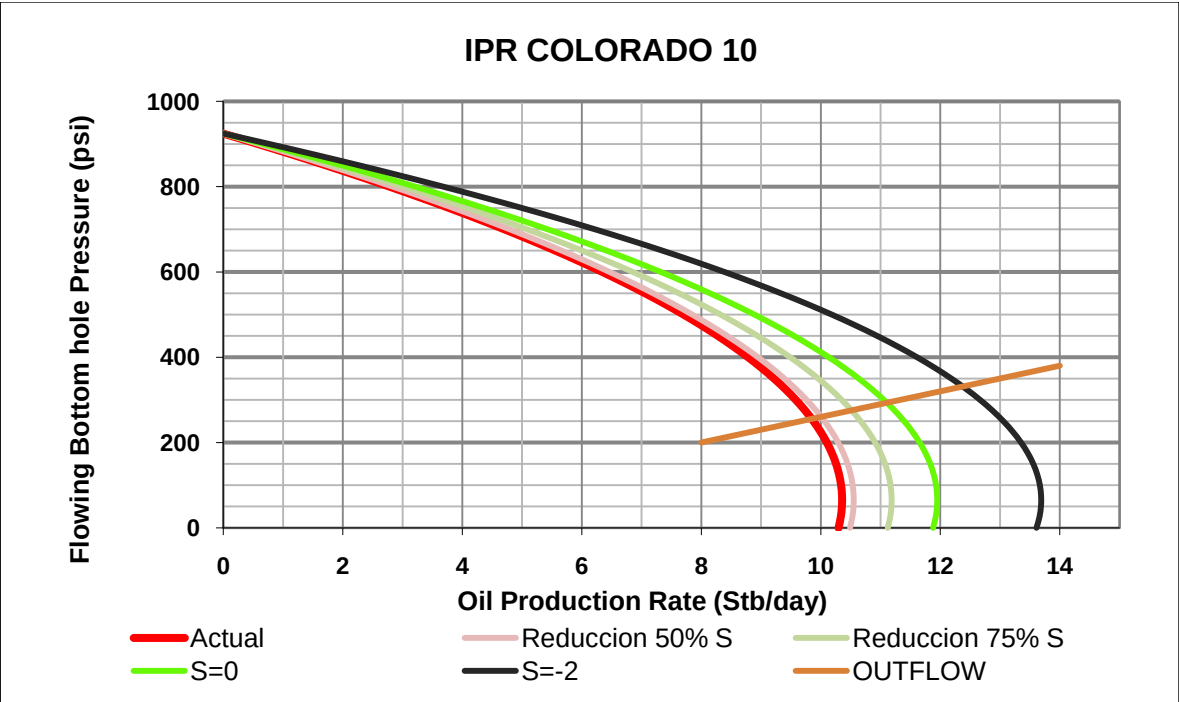


Figura 25. Curvas IPR pozo Colorado 12.

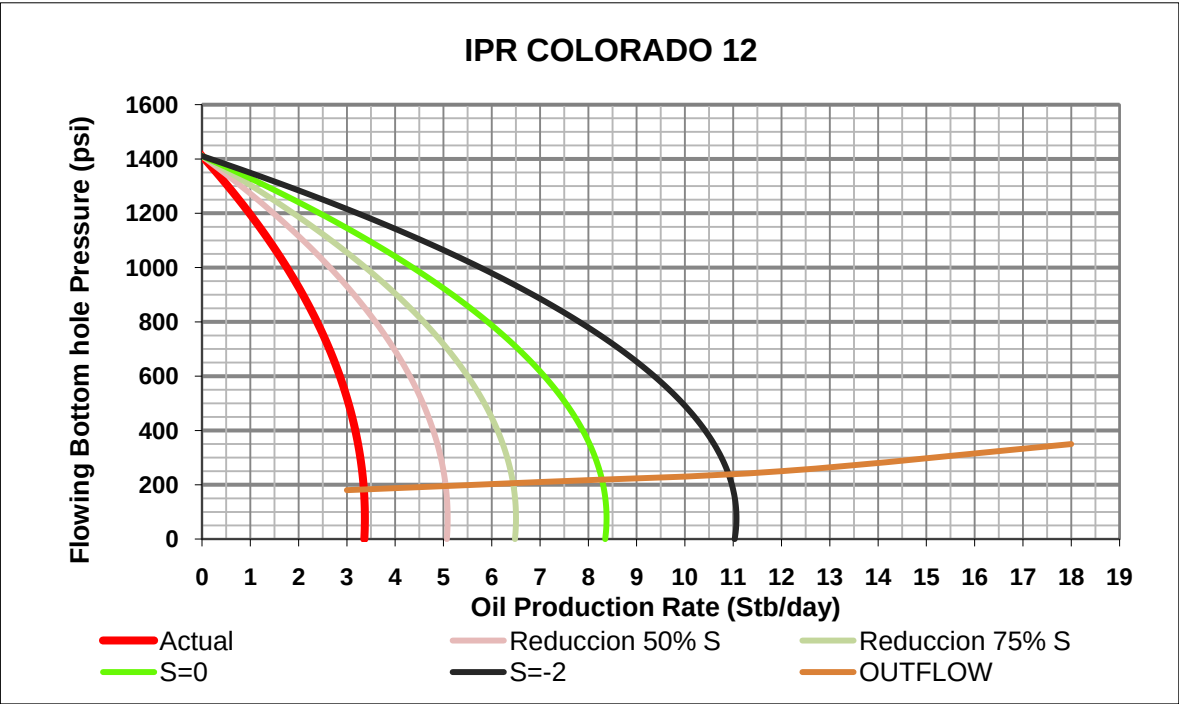


Figura 26. Curvas IPR pozo Colorado 23.

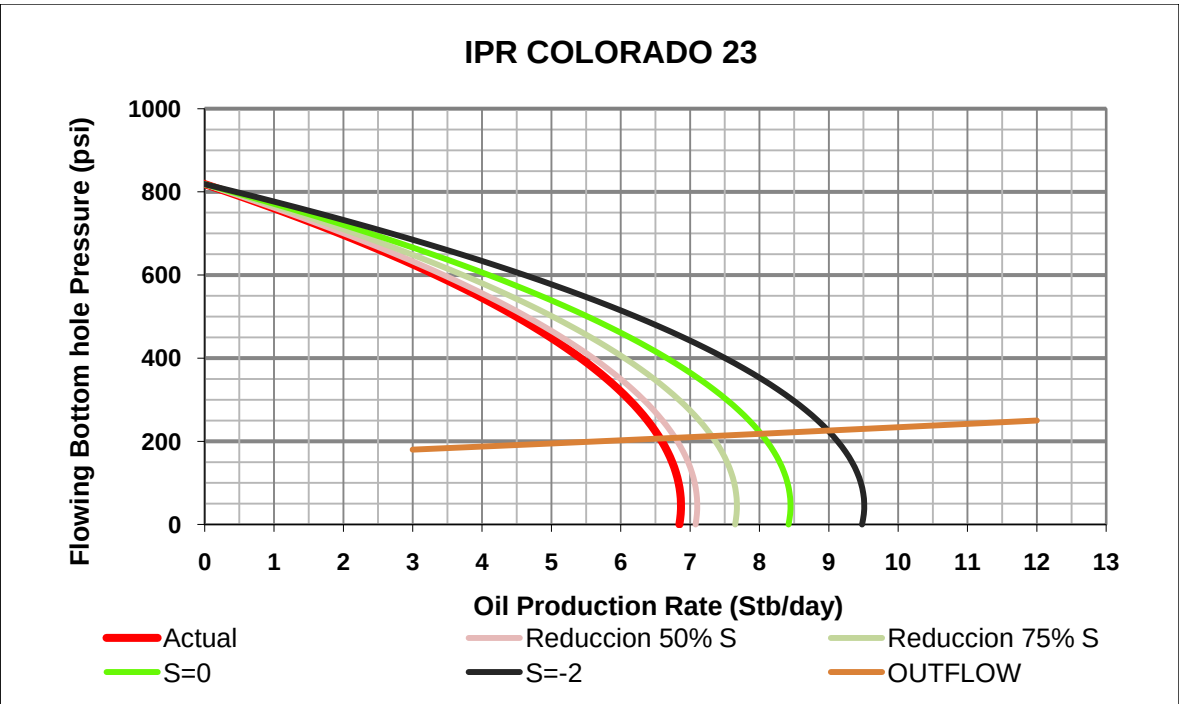


Figura 27. Curvas IPR pozo Colorado 31.

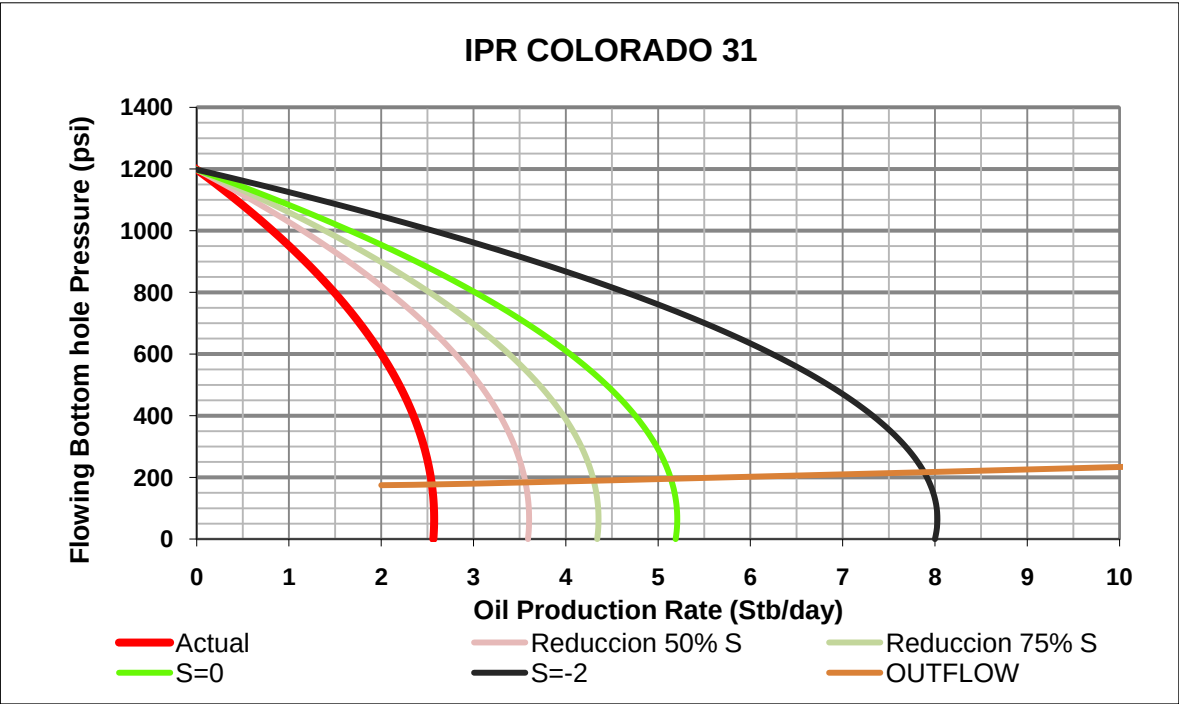


Figura 28. Curvas IPR pozo Colorado 36.

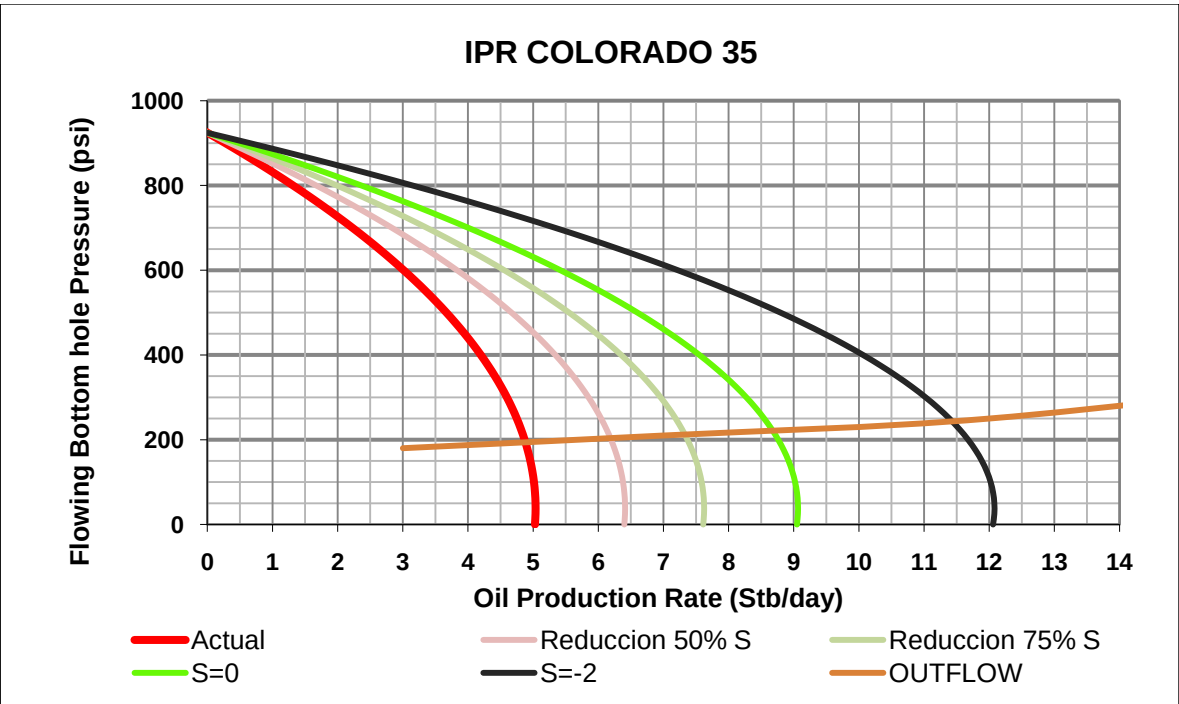


Figura 29. Curvas IPR pozo Colorado 36.

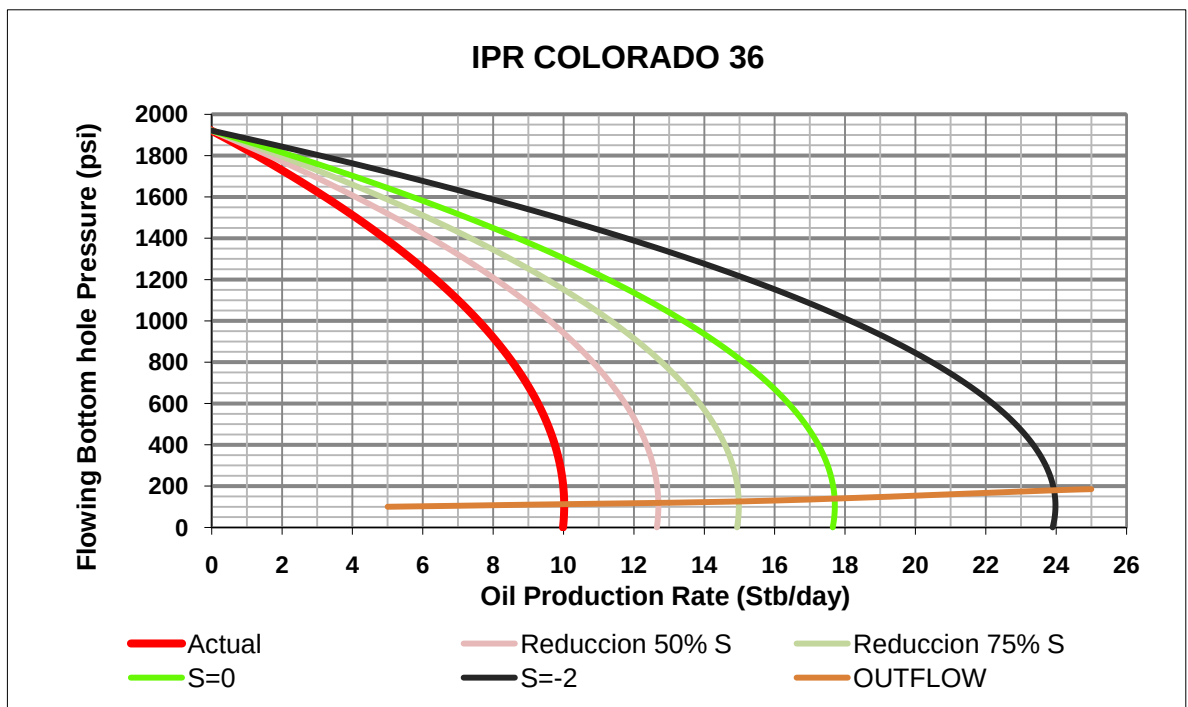


Figura 30. Curvas IPR pozo Colorado 37.

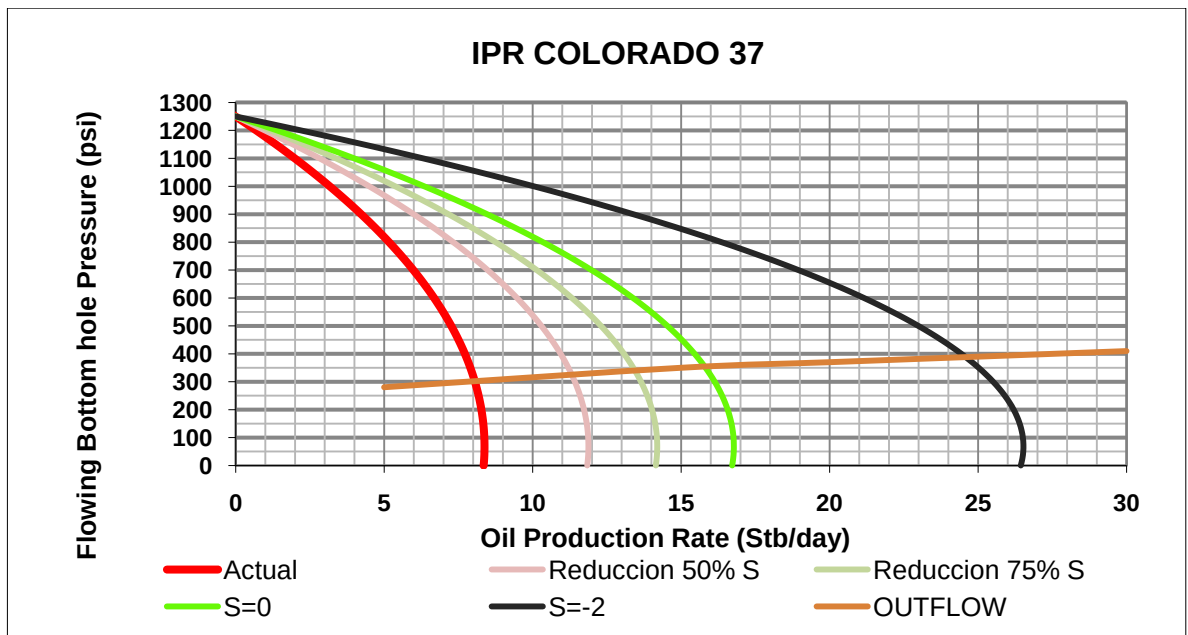


Figura 31. Curvas IPR pozo Colorado 38.

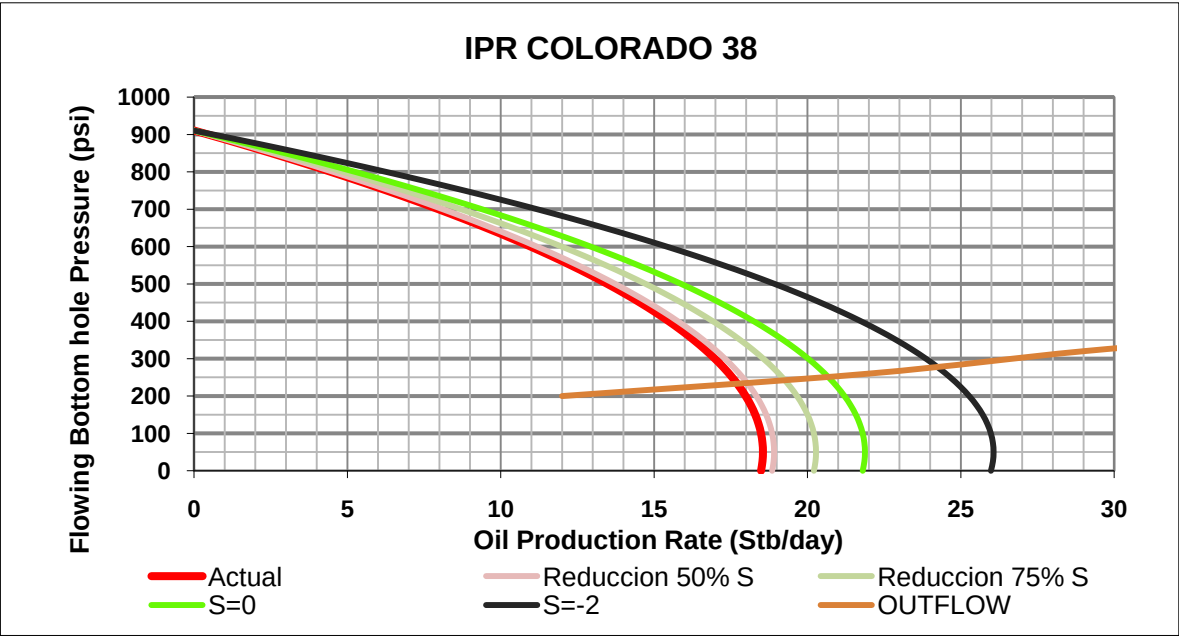


Figura 32. Curvas IPR pozo Colorado 45.

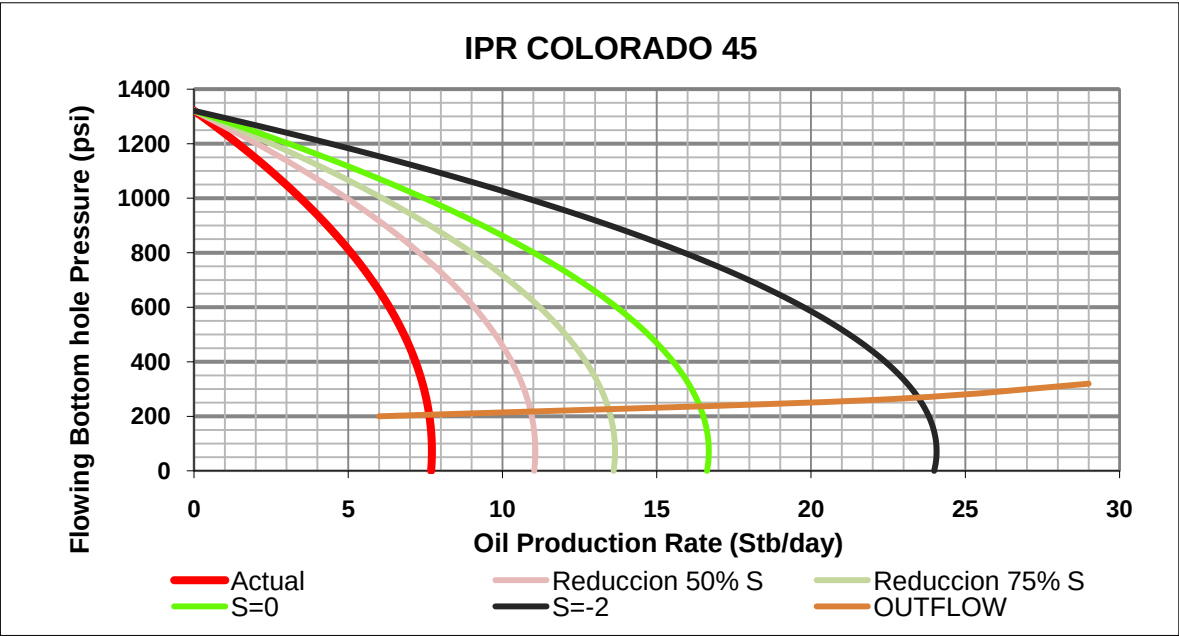


Figura 33. Curvas IPR pozo Colorado 49.

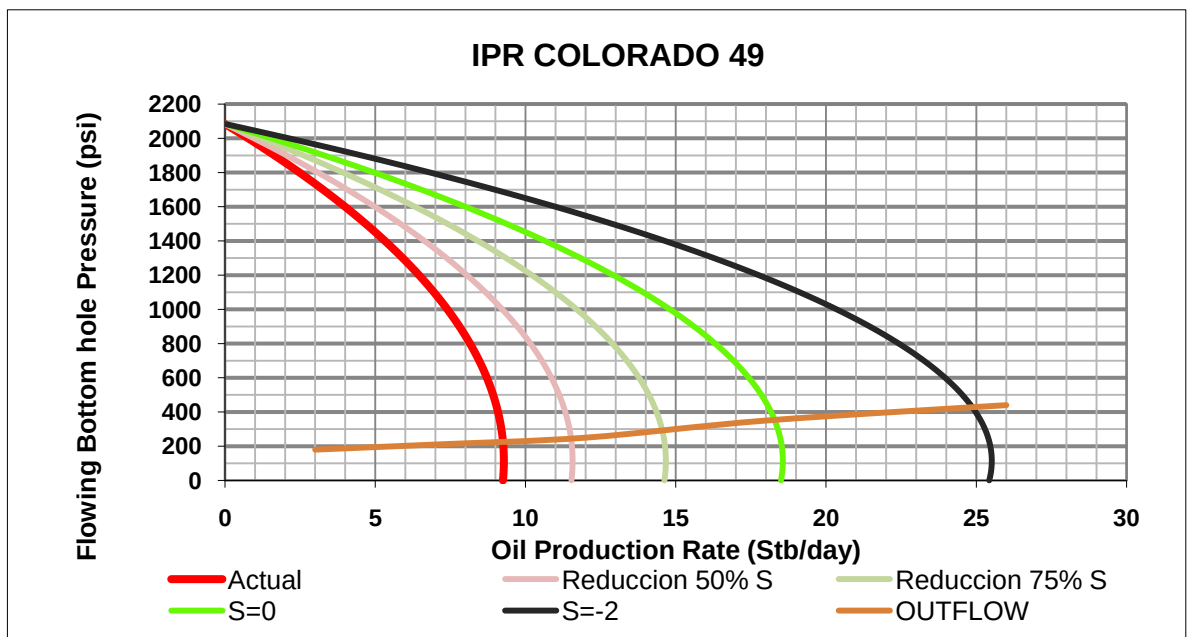


Figura 34. Curvas IPR pozo Colorado 52.

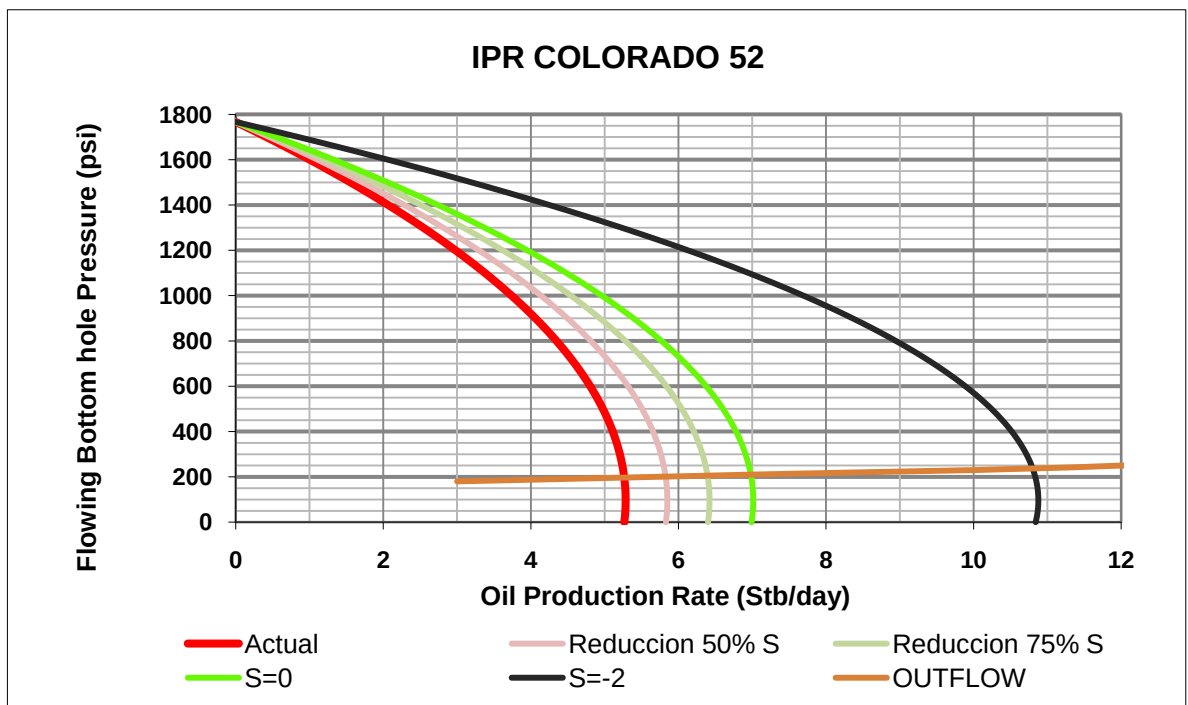


Figura 35. Curvas IPR pozo Colorado 55.

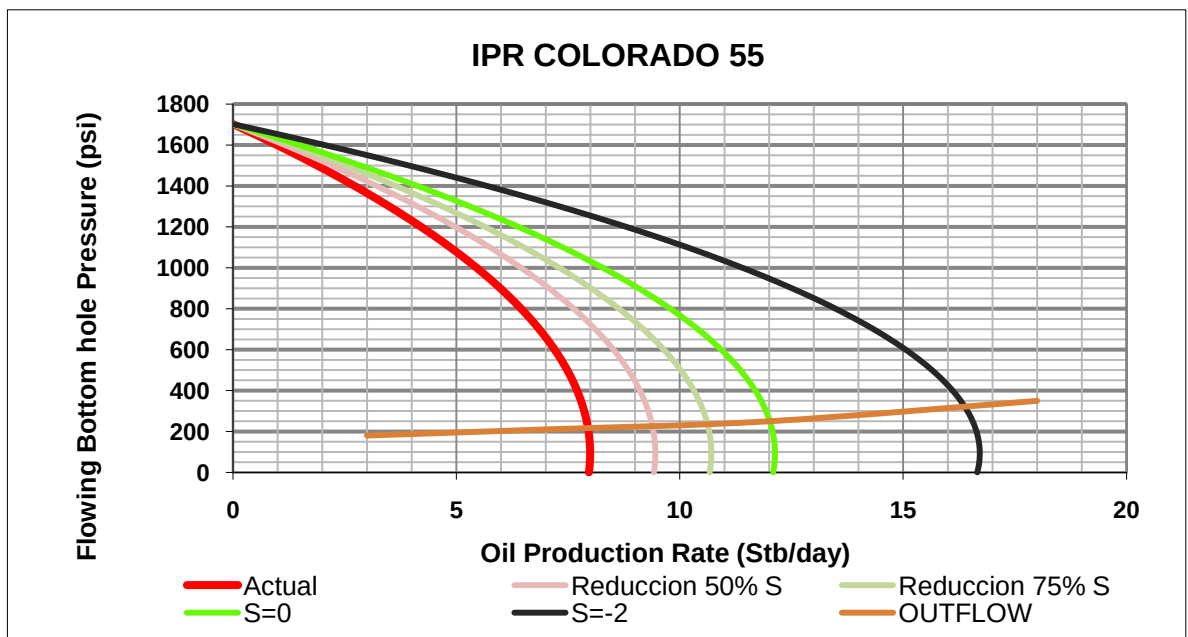


Figura 36. Curvas IPR pozo Colorado 67.

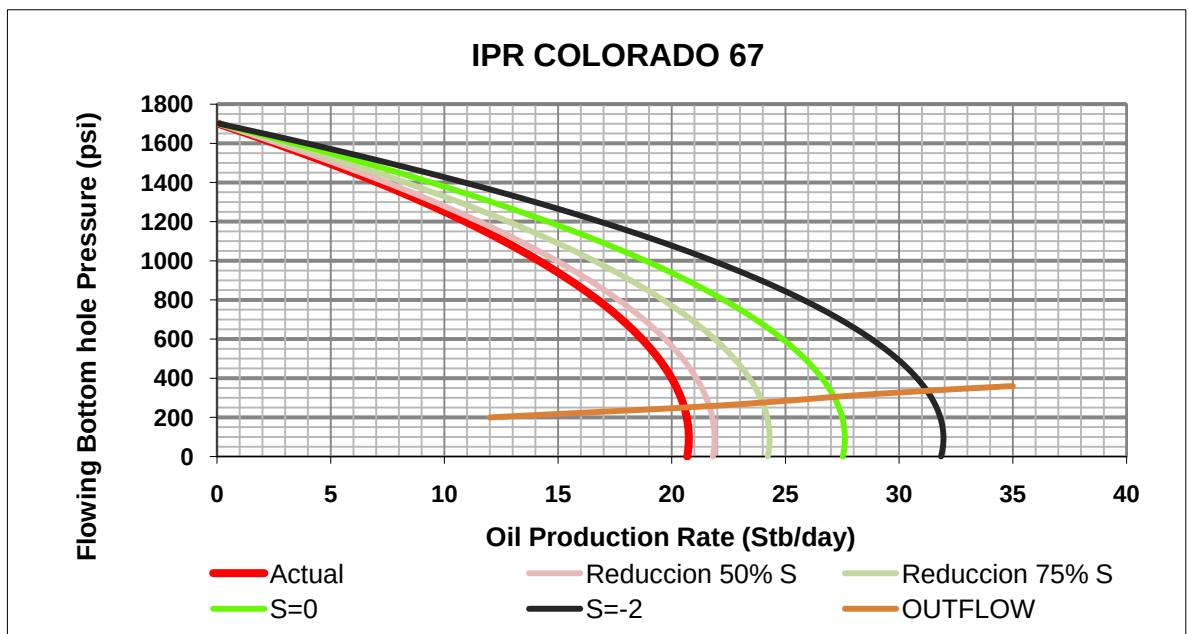


Figura 37. Curvas IPR pozo Colorado 69.

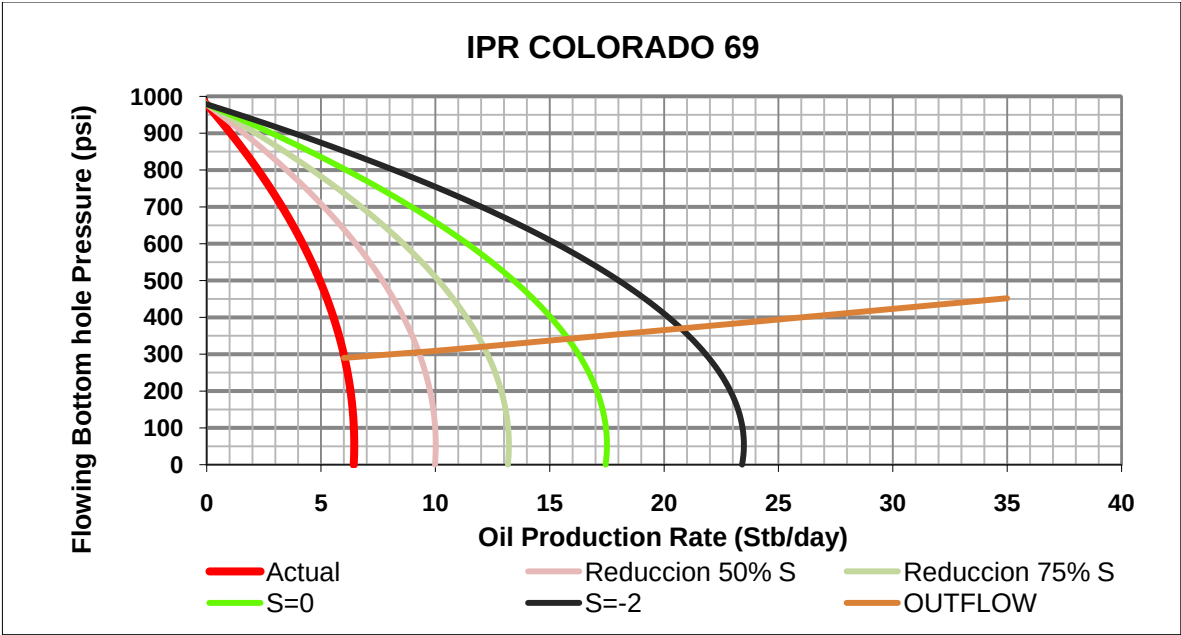


Figura 38. Curvas IPR pozo Colorado 70.

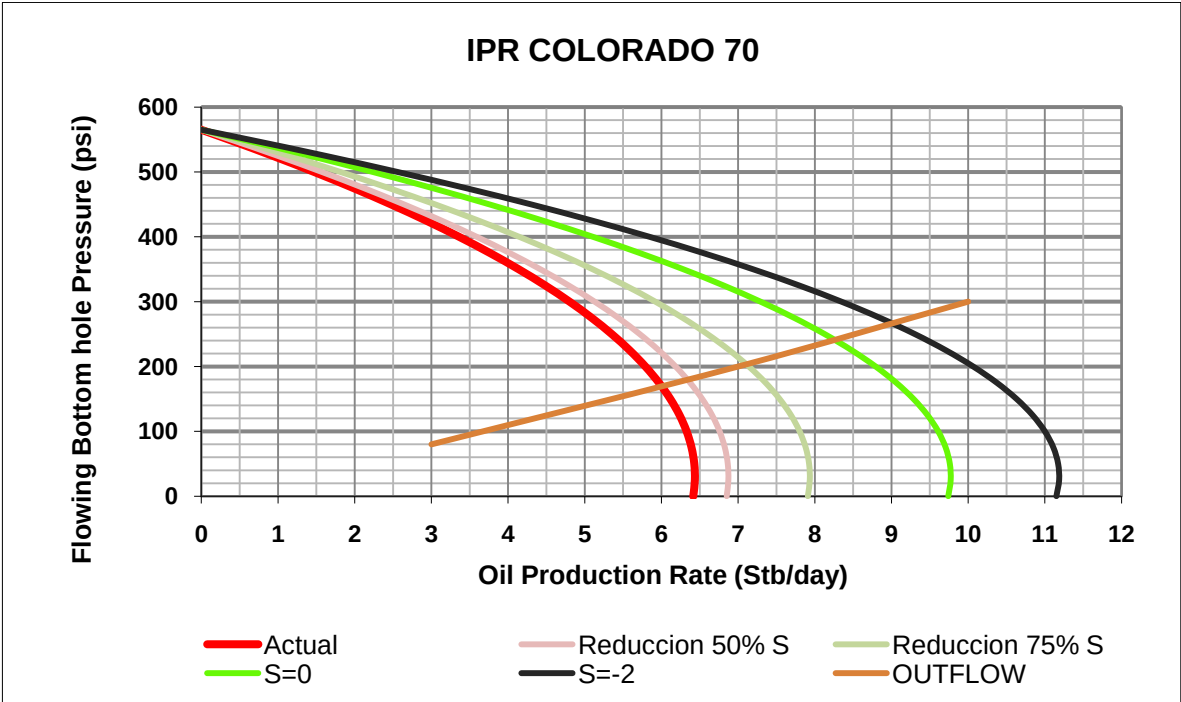


Figura 40. Curvas IPR pozo Colorado 74.

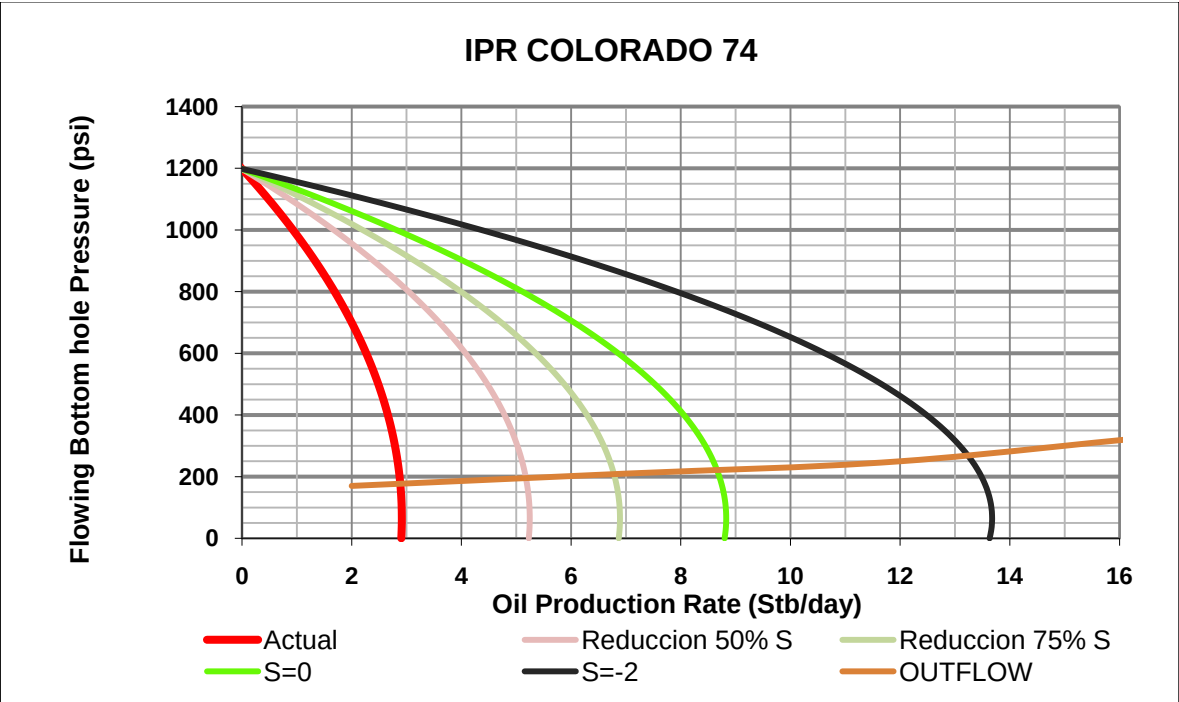
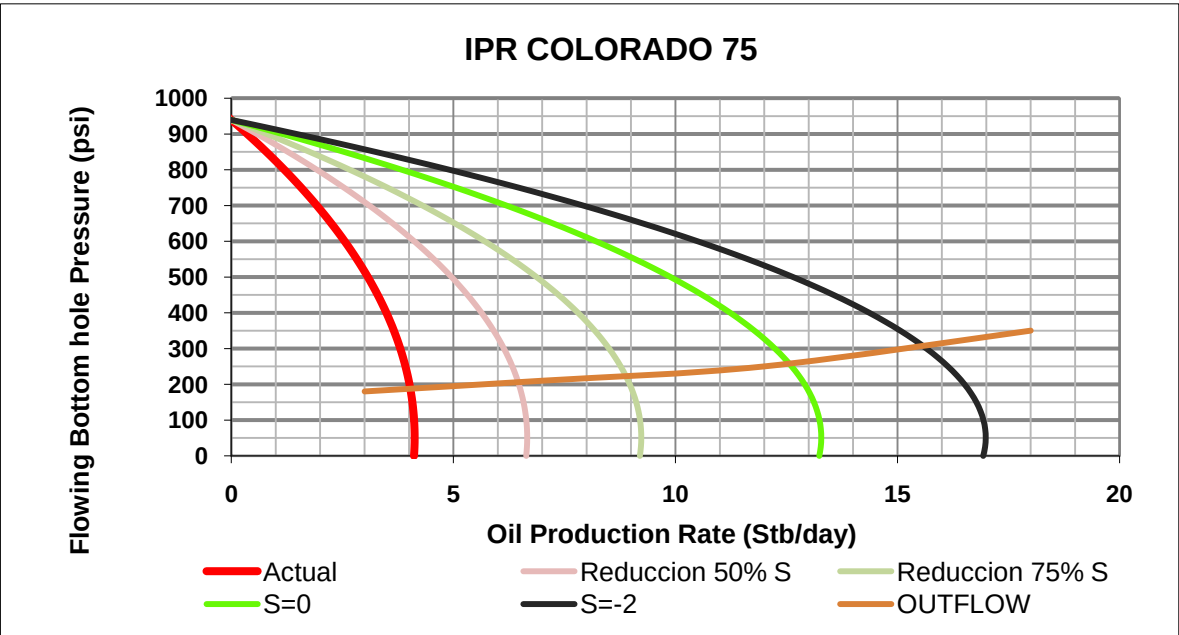


Figura 41. Curvas IPR pozo Colorado 75.



En la tabla 12, se encuentra el resumen de los incrementales de producción por pozo. Encontrados al realizar el análisis y desarrollar la metodología de selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación. Estos incrementales están dados de acuerdo a los 4 escenarios de skin.

Pozo	Actual	50% S	75% S	S=0	S=-2
COL 3	4	0,9	2	3,25	7,2
COL 10	8	2	2,5	3,1	4,5
COL 12	3	2	3,4	5,3	7,8
COL 23	6	0,8	1,4	2	2,9
COL 31	2	1,6	2,2	3,1	5,8
COL 35	4	2,2	3,4	4,6	7,5
COL 36	8	4,4	6,9	9,5	15,5
COL 37	8	3,2	5,5	7,6	16
COL 38	14	4	5,2	6,6	10,2
COL 45	6	5	7,5	10,2	16,9
COL 49	7	4,5	7,4	11,2	17,9
COL 52	4	1,8	2,4	3	6,7
COL 55	7	2,4	3,6	5	9,3
COL 67	15	6,7	9	12,1	16
COL 69	3	6,2	9	12,8	17,7
COL 70	4	2,6	3,1	4,25	5
COL 74	2	3,2	4,8	6,6	11,2
COL 75	2	4,5	6,9	10,5	13,4
TOTAL	107	58	86,2	120,7	191,5

Tabla 12: Incrementales de producción para los diferentes escenarios.

En la tabla 13 se encuentra el resumen de la producción esperada por pozo para el Campo Colorado de acuerdo a los escenarios de skin propuestos.

Pozo	Actual	50% S	75% S	S=0	S=-2
COL 3	4	4,9	6	7,25	11,2
COL 10	8	10	10,5	11,1	12,5
COL 12	3	5	6,4	8,3	10,8
COL 23	6	6,8	7,4	8	8,9
COL 31	2	3,6	4,2	5,1	7,8
COL 35	4	6,2	7,4	8,6	11,5
COL 36	8	12,4	14,9	17,5	23,5
COL 37	8	11,2	13,5	15,6	24
COL 38	14	18	19,2	20,6	24,2
COL 45	6	11	13,5	16,2	22,9
COL 49	7	11,5	14,4	18,2	24,9
COL 52	4	5,8	6,4	7	10,7
COL 55	7	9,4	10,6	12	16,3
COL 67	15	21,7	24	27,1	31
COL 69	3	9,2	12	15,8	20,7
COL 70	4	6,6	7,1	8,25	9
COL 74	2	5,2	6,8	8,6	13,2
COL 75	2	6,5	8,9	12,5	15,4
TOTAL	107	165	193,2	227,7	298,5

Tabla 13: Producción para los diferentes escenarios.

Se encontró que la producción esperada utilizando el método de Vogel es mayor que la producción utilizando el Análisis Nodal, debido a que en el análisis nodal se realizó un estudio a fondo teniendo en cuenta el tipo de yacimiento el cual es de gas en solución y la densidad óptima de perforaciones.

6. CONCLUSIONES

- Se desarrollo la metodología para la selección de pozos candidatos a realizarles trabajos de estimulación, la cual no sólo permite seleccionar pozos, sino que también permite seleccionar los intervalos con las características necesarias para realizarles estimulaciones.
- Se aplico la metodología en el Campo Colorado analizando 75 pozos, de los cuales se determino que 18 de ellos poseen las características necesarias para ser modelados y posteriormente realizarles trabajos de estimulación de acuerdo a los criterios estimados en la metodología.
- Se descartaron 57 pozos del Campo Colorado principalmente porque están abandonados oficialmente, por su bajo potencial de producción o presentan problemas de estado mecánico como colapsos o pescados que no permiten el acceso a las perforaciones o el flujo de las mismas, dentro de la metodología no se descarto pozos el criterio de WOR y GOR alto debido a que durante la vida del campo estos criterios no han aumentado en su valor después de ser sometidos a trabajos de estimulación.
- Las producciones incrementales por trabajos de estimulación obtenidas del desarrollo de la metodología oscilan entre 2 y 12,1 BOPD por pozo para el escenario ideal ($S=0$), entre 1,4 y 9 BOPD para el escenario de disminución del daño en 75%, entre 0,8 y 6,7 para el escenario de disminución de daño de 50% y por ultimo entre 2,9 y 17,7 BOPD para el escenario de fracturamiento ($S=-2$).
- La producción esperada para el Campo Colorado de acuerdo a los potenciales de producción para los escenarios propuestos es de 165 BOPD para

el escenario de reducción de *skin* del 50%, para el escenario de reducción de *skin* del 75% es de 193 BOPD, para el escenario de *skin* ideal $S=0$ la producción es de 227,7 BOPD y para el escenario de trabajos de fracturamiento $S=-2$ la producción de 298,5 BOPD.

7. RECOMENDACIONES

- Se debe definir y realizar un programa de toma de presiones, de tal manera que se garantice la mayor cantidad de información disponible, que permita identificar otras oportunidades de producción con posibles trabajos de estimulación.

- Seleccionar muestras de corazones para coordinar pruebas de permeabilidades relativas gas- aceite-agua para el campo, debido a que se no encontraron y estas son de gran importancia para el análisis de estudios de producción.

- Se recomienda revisar los modelos petrofísicos y geomecánicos del Campo Colorado para determinar la caracterización del yacimiento.

- Se recomienda que dentro del programa de estimulación de cada pozo se realice una prueba de presión, estudio de permeabilidades, re cañoneo y evaluación de los fluidos que aporta cada intervalo con el fin de corroborar la información tratada en el Modelamiento y obtener los mejores resultados en los trabajos de estimulación.

- Se recomienda realizar estudios de análisis económico de trabajos de estimulación para los pozos propuestos teniendo en cuenta, los trabajos de reacondicionamiento necesarios y el diseño del tratamiento a efectuar.

8. BIBLIOGRAFÍA

- **ACEVEDO**, Jhon y **TORRES**, Ricardo. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos, aplicación Campo Colorado. 2008.
- **ARAMENDIZ**, P. José y **VELASQUEZ**, O. Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación Campo Colorado, Bucaramanga, 2008
- **BEGGS**, Dale H. Production optimization using nodal analysis, Tulsa, 2001.
- **BOHADA**, Marlon y **LEON**, Camilo. Metodología para la selección diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos, aplicación al Campo Colorado. Bucaramanga, 2009.
- **CARVAJAL**, C. Belsy. Evaluación de la estrategia de estimulación de los pozos de Cusiana mediante la metodología SIGMA. Bucaramanga, 2005.
- **CORREA**, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales, aplicación Campo Colorado. Bucaramanga. 2008.
- **DE LA OZ**, Maty y **ORTIZ**, Diana. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial, aplicación Campo Colorado. Bucaramanga. 2008.

- **DUQUE**, A. Carlos. Informe geológico final Campo Colorado, Ecopetrol- ICP gerencia del Magdalena Medio, 2003.
- **ECOPETROL-ICP**, Gerencia Magdalena Medio. Diagnostico y estrategias de recobro Campo Colorado. El Centro, 2003.
- **GAVIRIA**, W. y **BORJA**, H. Optimización de producción mediante una metodología estructurada de análisis de información en el Campo San Francisco. Bogotá, 2001.
- **HALLIBURTON**, Manual introducción a la estimulación. 2001.
- **HALLIBURTON**. Candidated selection for stimulation, matching the right solution to the right well. Well Stimulation Workshop, Technology Seminars. 2003.
- **MENGUAL**, Jean, **MENDOZA**, Jesús, **ROCA**, Luis, **GARCIA**, Nayelli y **SOSA**, Andrés. Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México. Oilfield Review Primavera 2004
- **NIND T**, E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario, Canadá, 1987.
- **RAMIREZ**, R. Jeny y **MENESES**, V. Johanna. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: caso de estudio Campo Colorado, Bucaramanga, 2008.
- **RANGEL**, William y **TORRES**, Jorge. Análisis de datos a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

- **TELLEZ**, Wilson y **VILLAREAL**, Roberto. Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo, aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

- **VIZCAINO**, Heidy y **DORIA**. Linda. Selección de pozos, diseño y análisis económico para trabajos de fracturamiento hidráulico en el Campo Santa Clara. Bucaramanga, 2007.

9. NOMENCLATURA.

B ₀	: Factor volumétrico de formación
BOPD	: Barriles de petróleo por día
BSW	: Contenido de agua y sedimentos
Col	: Colorado
CEI	: Eficiencia del completamiento
GOR	: Relación gas petróleo
GR	: Gamma Ray
H	: Espesor
HI	: Índice de heterogeneidad
IP	: Índice de productividad
IPR	: Relación de flujo de entrada
J	: Índice de productividad
K	: Permeabilidad
KH	: Producto de la permeabilidad y el espesor
OFM	: <i>Oilfield Manager</i>
P	: Presión media del yacimiento

PASS	: <i>Performance Assessment and Surveillance System</i> – Sistema de Monitoreo y Evaluación del Desempeño
P_b	: Presión de burbuja
PM	: Problemas mecánicos
PVT	: Pruebas de presión, volumen y temperatura.
P_{wf}	: Presión en el fondo del pozo mientras esta fluyendo
q	: Razón de flujo del pozo
$q_{m\acute{a}x}$	: Razón de flujo máxima del pozo, P_{wf} es 0
r_e	: Radio de drenaje
RGA	: Relación gas-aceite
r_w	: Radio del pozo
S	: Factor de daño a la formación
SP	: Potencial espontaneo
t	: Tiempo
VMM	: Valle Medio del Magdalena
WOC	: Contacto agua petróleo
WOE	: Work-Over Efficiency, Índice de eficiencia del reacondicionamiento
μ_o	: Viscosidad del petróleo
Φ	: Porosidad

ANEXOS

ANEXO 1. Selección de Intervalos. Propiedades de la roca.

POZO	UNIDAD	PMP	INTERVALO Tope (ft)	Base (ft)	OBSERVACIÓN	CONDICIÓN	ESPESOR pies
COLORADO 3	C1	4062	4054	4070	Cañón. -Ago /56, Fracturamiento -May/60, Squeeze -Nov/67	Cementado	16
	C1	4072,5	4070	4075	Cañón. -Ago /56, Fracturamiento -May/60, Squeeze -Nov/67	Cementado	5
	C1	4091,5	4075	4108	Cañón. -Ago /56, Fracturamiento -May/60, Squeeze -Nov/67	Cementado	33
	C1		4164	4171	Cañón. 45 balas -Ago /56, Fracturamiento -May/60	Abierto	7
	C1	4175	4171	4176	Cañón. 45 balas -Ago /56, Fracturamiento -May/60	Abierto	5
	C1		4176	4186	Cañón. 45 balas -Ago /56, Fracturamiento -May/60	Abierto	10
	C1		4352	4356	Cañón. 27 balas -Ago /56, Fracturamiento -May/60	Abierto	4
	C1	4358,5	4356	4361	Cañón. 27 balas -Ago /56, Fracturamiento -May/60	Abierto	5
	C1		4361	4365	Cañón. 27 balas -Ago /56, Fracturamiento -May/60	Abierto	4
	C1	4387	4380	4394	Cañón. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61	Abierto	14
	C1	4410	4402	4418	Cañón. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61	Abierto	16
	C2	4494	4488	4500	Cañón. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61	Abierto	12
	C2	4551,5	4538	4565	Cañón. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61	Abierto	27
	E	5800,5	5792	5809	Cañón. 35 balas, Gasífero, Squeeze sin éxito -Jun 16/56- Cañón. 2 tpp 61, Acidif, Fracturado -Nov 13/67, acidif.- Oct/74	Abierto	17
	E	5847	5839	5855	Cañón. 33 balas, Petrolífero -Jun 21/56, acidif.-Oct/74	Abierto	16

COLORADO 10	B2	3406	3395	3417	Cañón. 12 tiros -Sep/46	Abierto	22
	B2	3430	3428	3432	Cañón. 3 tiros -Sep/46	Abierto	4
	B2	3490	3482	3498	Cañón. 9 tiros -Sep/46	Abierto	16
	B2	3519	3509	3529	Cañón. 11 tiros -Sep/46	Abierto	20
	B2	3535,5	3533	3538	Cañón. 3 tiros -Sep/46	Abierto	5
	B2	3548,5	3542	3555	Cañón. 7 tiros -Sep/46	Abierto	13
	B2	3577,5	3569	3586	Cañón. 9 tiros -Sep/46	Abierto	17
	C1	3603	3590	3616	Cañón. 3600'-16' -Sep/46. Rec. S.G. 3590'-3612' -May/55	Abierto	26
	C1	3665	3660	3670	Cañón. 6 tiros -Sep/46	Abierto	10
	C1	3680,5	3678	3683	Cañón. 2 tiros -Sep/46	Abierto	5
	C1	3698	3689	3707	Cañón. 10 tiros -Sep/46	Abierto	18
	C1	3723	3712	3734	Cañón. 12 tiros -Sep/46	Abierto	22
	C1	3751,5	3734	3769	Cañón. 3746'-69' -Sep/46. Rec. S.G. 3734'-60' -May/55	Abierto	35
	C1	3779	3774	3784	Cañón. 6 tiros -Sep/46	Abierto	10
	C1	3797	3789	3805	Cañón. 9 tiros -Sep/46	Abierto	16
	C1	3822	3816	3828	Cañón. 7 tiros -Sep/46	Abierto	12
	C1	3856	3838	3874	Cañón. 19 tiros -Sep/46	Abierto	36
	C1	3885	3880	3890	Cañón. 6 tiros -Sep/46	Abierto	10
	C1	3898,5	3895	3902	Cañón. 4 tiros -Sep/46	Abierto	7
	C1	3918	3906	3930	Cañón. 13 tiros -Sep/46	Abierto	24
	C1	3955,5	3951	3960	Cañón. 5 tiros -Sep/46	Abierto	9
	C2	4022,5	4013	4032	Cañón. 10 tiros -Sep/46	Abierto	19
	C2	4044	4035	4053	Cañón. 10 tiros -Sep/46	Abierto	18
	C2	4065,5	4056	4075	Cañón. 10 tiros -Sep/46	Abierto	19
	C2	4088	4078	4098	Cañón. 11 tiros -Sep/46	Abierto	20

COLORADO 12	B2	4200	4190	4210	Cañón. 39 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	20
	C1	4304,5	4285	4324	Cañón. 78 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	39
	C1	4336	4328	4344	Cañón. 33 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	16
	C1	4415,5	4397	4434	Cañón. 75 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	37
	C1	4450	4446	4454	Cañón. 17 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	8
	C1	4499,5	4487	4512	Cañón. 51 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	25
	C1	4542	4536	4548	Cañón. 25 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	12
	C2	4591,5	4588	4595	Cañón. 15 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	7
	C2	4609,5	4605	4614	Cañón. 19 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	9
	C2	4640	4620	4660	Cañón. 83 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	40
	C2	4699	4694	4704	Cañón. 21 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	10
	C2	4745	4736	4754	Cañón. 19 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	18
	C2	4787	4770	4804	Cañón. 35 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	34
	C2	4861,5	4830	4893	Cañón. 64 tiros, Cementado -Jul/46	Cementado	63
	D	5258	5254	5262	Desint 1 11/16" 17 tiros -Jul/61	Abierto	8
	D	5322	5318	5326	Desint 1 11/16" 17 tiros -Jul/61	Abierto	8
	D	5344	5340	5348	Desint 1 11/16" 17 tiros -Jul/61	Abierto	8
	D	5358	5354	5362	Desint 1 11/16" 17 tiros -Jul/61	Abierto	8
	D	5530	5526	5534	Desint 1 11/16" 17 tiros -Jul/61	Abierto	8
	E	5773	5770	5776	Desint 1 11/16" 13 tiros -Jul/61	Abierto	6
	E	5835	5828	5842	Lane Wells 29 tiros -Nov/59, Fracturado -Jul/60	Aislado	14
	E	5925,5	5918	5933	Lane Wells 31 tiros -Nov/59, Fracturado -Jul/60	Aislado	15
	E	5955,5	5946	5965	Lane Wells 39 tiros -Nov/59, Aisl. Retenedor -Jul/60	Aislado	19
	E	5970	5968	5972	Lane Wells 9 tiros -Nov/59, Aisl. Retenedor -Jul/60	Aislado	4
	E	5992	5986	5998	Lane Wells 25 tiros -Nov/59, Aisl. Retenedor -Jul/60	Aislado	12

COLORADO 23	B1	1948	1944	1952	Cargas Jet 1 11/16" 17 tiros -Jul/67	Abierto	8
	B1	2143	2140	2146	Cargas Jet 1 11/16" 13 tiros -Jul/67	Abierto	6
	B2	3349,5	3342	3357	Cañón. 16 tiros -May/54, Rec. que3 tpp-May/56	Abierto	15
	B2	3436	3430	3442	Cañón. 13 tiros -May/54, Rec. que3 tpp-May/56	Abierto	12
	B2	3485	3476	3494	Cañ. 19 tiros-May/54, Rec. que3 tpp, Fract. -May/56	Abierto	18
	B2	3612	3604	3620	Cañón. 17 tiros -May/54, Aislado Retenedor -May/56	Aislado	16
	B2	3627	3620	3634	Cañón. 15 tiros -May/54, Aislado Retenedor -May/56	Aislado	14
	C1	3834	3828	3840	Cañón. 13 tiros, cementado -May/54	Aislado	12
	C1	3947	3940	3954	Cañón. 15 tiros, Aislado por tapón -May/54	Aislado	14
	C1	3996	3992	4000	Cañón. 9 tiros, Aislado por tapón -May/54	Aislado	8
	C2	4126	4118	4134	Cañón. 18 tiros, Aislado por tapón -May/54	Aislado	16
	C2	4205	4186	4224	Cañ.39 tiros,Rec. 4186'-4200' 29 tiros, Aisl-May/54	Aislado	38
	C2	4296	4292	4300	Cañón. 9 tiros, , Aislado por tapón -May/54	Aislado	8

COLORADO 31	B1	1988,5	1984	1993	Cañón. 19 tiros, cementado -Jul/60	Cementado	9
	B1	2164	2158	2170	Cañón. 25 tiros, cementado -Jul/60	Cementado	12
	B1	2413	2408	2418	Cañón. 21 tiros, cementado -Jul/60	Cementado	10
	B1	2647,5	2642	2653	Cañón. 23 tiros, cementado -Jul/60	Cementado	11
	C1	3812,5	3809	3816	Desint. 15 tiros -Nov/56	Abierto	7
	C1	3830	3827	3833	Desint. 13 tiros -Nov/56	Abierto	6
	C1	3968	3964	3972	Desint. 17 tiros -Nov/56	Abierto	8
	C1	4032,5	4022	4043	Desint. 43 tiros -Nov/56	Abierto	21
	C2	4105	4095	4115	Desint. 41 tiros -Nov/56	Abierto	20
	C2	4164	4158	4170	Desint. 25 tiros -Nov/56	Abierto	12
	C2	4186	4175	4197	Desint. 45 tiros -Nov/56	Abierto	22
	C2	4404	4399	4409	Desint. 21 tiros -Nov/56	Abierto	10
	C2	4445	4438	4452	Desint. 29 tiros -Nov/56	Abierto	14
	C2	4463	4458	4468	Desint. 21 tiros -Nov/56	Abierto	10
	C2	4479,5	4478	4481	Desint. 7 tiros -Nov/56	Abierto	3
	C2	4484	4482	4486	Desint. 2 tiros -Nov/56	Abierto	4
	C2	4541	4536	4546	Desint. 21 tiros -Nov/56	Abierto	10
	C2	4549	4547	4551	Desint. 5 tiros -Nov/56	Abierto	4
	E	4777	4774	4780	Desint. 12 tiros -Sep/56, Aisl. Tapón -Nov/56	Aislado	6
	E	4918,5	4916	4921	Desint. 11 tiros -Sep/56, Aisl. Tapón -Nov/56	Aislado	5
	E	5270,5	5268	5273	Desint. 11 tiros -Sep/56, Aisl. Tapón -Nov/56	Aislado	5
	E	5277	5270	5284	Desint. 57 tiros -Sep/56, Aisl. Tapón -Nov/56	Aislado	14

COLORADO 35	B2	3664	3652	3676	Lane Wells 49 tiros -Ago/59	Abierto	24
	C1	3825,5	3823	3828	Expendable Gun 21 tiros -Ene/58	Abierto	5
	C1		4072	4078	Expendable Gun 17 tiros -Ene/58	Abierto	6
	C1	4081	4082	4085	Expendable Gun 13 tiros -Ene/58	Abierto	3
	C1		4088	4090	Expendable Gun 9 tiros -Ene/58	Abierto	2
	C2	4250,5	4244	4257	Expendable Gun 53 tiros -Ene/58	Abierto	13
	C2	4288,5	4284	4293	Expendable Gun 37 tiros -Ene/58	Abierto	9
	C2	4339	4322	4340	Expendable Gun 33 tiros -Ene/58	Abierto	18
	C2		4344	4356	Expendable Gun 49 tiros -Ene/58	Abierto	12
	E		5229	5232,5	Lane Wells 8 tiros -Jul/57	Abierto	3,5
	E	5235	5233	5235	Lane Wells 5 tiros -Jul/57	Abierto	2
	E		5235,5	5241	Lane Wells 12 tiros -Jul/57	Abierto	5,5
	E		5301	5309,5	Lane Wells 18 tiros -Jul/57	Abierto	8,5
	E	5309,5	5310	5312	Lane Wells 5 tiros -Jul/57	Abierto	2
	E		5312,5	5318	Lane Wells 12 tiros -Jul/57	Abierto	5,5
	E	5382,5	5379	5386	Lane Wells 15 tiros -Jul/57	Abierto	7
	E	5437,5	5426	5449	Lane Wells 47 tiros -Jul/57. Fract. -Dic/57	Abierto	23
	E	5473	5471	5475	Lane Wells 9 tiros -Jul/57. Aisl. Tapón -Dic/57	Aislado	4
	E	5597	5592	5602	Lane Wells 21 tiros -Jul/57. Aisl. Tapón -Dic/57	Aislado	10
	E	5622	5617	5627	Lane Wells 21 tiros -Jul/57. Aisl. Tapón -Dic/57	Aislado	10

COLORADO 36	B1	2058	2044	2061	B.Cañon. Lane Wells 35 tiros -Nov/58	Abierto	17
	B1		2062	2072	B.Cañon. Lane Wells 22 tiros -Nov/58	Abierto	10
	B1	2330	2318	2331	B.Cañon. Lane Wells 27 tiros -Nov/58	Abierto	13
	B1		2332	2342	B.Cañon. Lane Wells 21 tiros -Nov/58	Abierto	10
	B1	2359,5	2356	2363	B.Cañon. Lane Wells 15 tiros -Nov/58	Abierto	7
	B1	2488	2483	2493	Desint. 1 11/16" 21 tiros, Cementado -May/61	Cementado	10
	B1	2579	2574	2584	Desint. 1 11/16" 21 tiros, Cementado -May/61	Cementado	10
	B1	3192	3188	3196	Desint. 1 11/16" 17 tiros, Cement -May/61	Cementado	8
	B2	3496	3492	3500	Desint. 1 11/16" 17 tiros Aisl. Tapón -May/61	Aislado	8
	C1	4632,75	4632	4633,5	Cañón. L.W. 4 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	1,5
	C1	4635	4634	4636	Cañón. L.W. 5 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	2
	C1	4640,25	4636,5	4644	Cañón. L.W. 16 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	7,5
	C1	4688,5	4683	4694	Cañón. L.W. 23 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	11
	C1	4719,5	4716	4723	Cañón. L.W. 15 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	7
	C1	4774	4770	4778	Cañón. L.W. 17 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	8
	C1	4811	4806	4816	Cañón. L.W. 21 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	10
	C1	4860,5	4860	4861	Cañón. L.W. 3 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	1
	C1	4862,75	4861,5	4864	Cañón. L.W. 5 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	2,5
	C1	4865,25	4864,5	4866	Cañón. L.W. 4 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	1,5
	C2	4984,5	4982	4987	Cañón. L.W. 11 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	5
	C2	4988,75	4987,5	4990	Cañón. L.W. 6 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	2,5
	C2	4993,25	4990,5	4996	Cañón. L.W. 12 tiros -Sep/57.Aisl. Retenedor -Nov/58	Aislado	5,5
	C2	5154	5150	5158	Cañón. L.W. 17 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	8
	C2	5165	5162	5168	Cañón. L.W. 13 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	6
	E	5276,5	5274	5279	Cañón. L.W. 11 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	5
	E	5280,75	5279,5	5282	Cañón. L.W. 6 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	2,5
	E	5285,25	5282,5	5288	Cañón. L.W. 12 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	5,5
	E	5816,75	5816	5817,5	Cañón. L.W. 17 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	1,5
	E	5819	5818	5820	Cañón. L.W. 13 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	2
	E	5823,25	5820,5	5826	Cañón. L.W. 12 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	5,5
	E	5834	5831	5837	Cañón. L.W. 13 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	6
	E	5905	5904	5906	Cañón. L.W. 4 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	2
	E	5907	5906	5908	Cañón. L.W. 5 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	2
	E	5910,25	5908,5	5912	Cañón. L.W. 8 tiros -Sep/57.Aislado Tapón -May/58	Aislado	3,5

COLORADO 37	B1	2159	2154	2164	Lane Wells 15/32" 11 tiros -May/59	Abierto	10
	B1	2282	2274	2290	Lane Wells 15/32" 17 tiros -May/59	Abierto	16
	B1	2336	2324	2348	Lane Wells 15/32" 25 tiros -May/59	Abierto	24
	B2	3561	3554	3568	B.Cañón MoE 29 tiros -Feb/68	Abierto	14
	B2	3754	3748	3760	B.Cañón MoE 25 tiros -Feb/68	Abierto	12
	C1	4914,5	4911	4918	Lane Wells 15/32" 8 tiros -May/59	Abierto	7
	C1	4944	4934	4954	Lane Wells 15/32" 21 tiros -May/59	Abierto	20
	C1	5023	5016	5030	Lane Wells 15/32" 15 tiros -May/59	Abierto	14
	C1	5107	5100	5114	Lane Wells 15/32" 15 tiros -May/59	Abierto	14
	C1	5144	5134	5154	Lane Wells 15/32" 21 tiros -May/59	Abierto	20
	C1	5196	5184	5208	Lane Wells 15/32" 25 tiros -May/59	Abierto	24
	C2	5569	5562	5576	Lane Wells 15/32" 15 tiros -May/59	Abierto	14
	C2		5590	5610	Lane Wells 15/32" 21 tiros -May/59	Abierto	20
	E	5729	5720	5738	Lane Wells 15/32" 19 tiros -May/59	Abierto	18
	E	5890,5	5885	5896	Lane Wells 15/32" 23 tiros -May/59	Abierto	11
	E	6239,5	6230	6249	Lane Wells 15/32" 40 tiros -May/59	Abierto	19
COLORADO 38	B1	1820,5	1812	1829	Desint. 35 tiros -Ago/66	Abierto	17
	B1	1870	1862	1878	Desint. 33 tiros -Ago/66	Abierto	16
	B1	1907	1905	1909	Desint. 9 tiros -Ago/66	Abierto	4
	B1	1940,5	1938	1943	Desint. 11 tiros -Ago/66	Abierto	5
	B2	2114	2110	2118	Desint. 17 tiros -Ago/66	Abierto	8
	C1	3390	3384	3396	Cañón. 25 tiros -Ago/54. Fract. -Ene/55	Abierto	12
	C1	3456	3453	3459	Cañón. 13 tiros -Ago/54. Fract. -Ene/55	Abierto	6
	C1	3497	3488	3506	Cañón. 37 tiros -Ago/54. Fract. -Ene/55	Abierto	18
	C1	3714	3705	3723	Cañ. 37 tiros -Ago/54. Rec. 55 tiros -Oct/54.Fract. -Ene/55	Abierto	18
	C2	4012	4006	4018	Cañón. 25 tiros -Ago/54, Aislado por retenedor -Ene/55	Aislado	12

COLORADO 45	C1	4159	4144	4174	LW 61 tiros, Int. Cont. 4150'-52' (4 tiros) -Feb/69	Abierto	30
	C1	4275	4266	4273	LW 15 tiros, Int. Cont. 4270'-72' (4 tiros) -Feb/69	Abierto	7
	C1		4275	4284	Lane Wells 15/32 19 tiros -Feb/69	Abierto	9
	C1	4294,5	4292	4297	Lane Wells 15/32 11 tiros -Feb/69	Abierto	5
	C1	4303	4301	4305	Lane Wells 15/32 9 tiros -Feb/69	Abierto	4
	C1	4361	4354	4368	LW 29 tiros, Int. Cont. 4360'-62' (3 tiros) -Feb/69	Abierto	14
	C1	4382	4378	4386	Lane Wells 15/32 17 tiros -Feb/69	Abierto	8
	C1	4417,5	4415	4420	LW 11 tiros, Int. Cont. 4418'-20' (3 tiros) -Feb/69	Abierto	5
	C1	4484	4478	4490	LW 25 tiros, Int. Cont. 4481'-84' (4 tiros) -Feb/69	Abierto	12
	C1	4519,5	4515	4524	LW 19 tiros, Int. Cont. 4518'-20' (3 tiros) -Feb/69	Abierto	9
	C2	4588	4584	4592	LW 17 tiros, Int. Cont. 4586'-88' (4 tiros) -Feb/69	Abierto	8
	C2	4623	4618	4628	LW 21 tiros, Int. Cont. 4622'-24' (3 tiros) -Feb/69	Abierto	10
	C2	4684,5	4680	4689	LW 19 tiros, Int. Cont. 4682'-84' (3 tiros) -Feb/69	Abierto	9
	C2						
COLORADO 49	B2	5002	4999	5005	Lane Wells 15/32" 13 tiros -Oct/59	Abierto	6
	B2	5026	5020	5032	Lane Wells 15/32" 25 tiros -Oct/59	Abierto	12
	C1	5126,5	5120	5133	Lane Wells 15/32" 27 tiros -Oct/59	Abierto	13
	C1	5155	5148	5162	Lane Wells 15/32" 29 tiros -Oct/59	Abierto	14
	C1	5209,5	5207	5212	Lane Wells 15/32" 11 tiros -Oct/59	Abierto	5
	C1	5224,5	5221	5228	Lane Wells 15/32" 15 tiros -Oct/59	Abierto	7
	C1	5306	5301	5311	Lane Wells 15/32" 21 tiros -Oct/59	Abierto	10
	C1	5343,5	5339	5348	Lane Wells 15/32" 19 tiros -Oct/59	Abierto	9
	C1	5394	5391	5397	Lane Wells 15/32" 13 tiros -Oct/59	Abierto	6
	C1	5433	5430	5436	Lane Wells 15/32" 13 tiros -Oct/59	Abierto	6
	C1	5484	5478	5490	Lane Wells 15/32" 25 tiros -Oct/59	Abierto	12
	C2	5632,5	5625	5640	Lane Wells 15/32" 31 tiros -Oct/59	Abierto	15
	C2	5657	5652	5662	Lane Wells 15/32" 21 tiros -Oct/59	Abierto	10
	E	6027	6024	6030	Lane Wells 15/32" 13 tiros -Oct/59	Abierto	6
	E	6406	6399	6413	Lane Wells 15/32" 29 tiros -Oct/59	Abierto	14

COLORADO 52	C1	3996,5	3988	4005	Capsule Shaped Charge 35 tiros -Abr/60	Abierto	17
	C1	4051	4043	4059	Capsule Shaped Charge 33 tiros -Abr/60	Abierto	16
	C1	4094	4087	4101	Capsule Shaped Charge 29 tiros -Abr/60	Abierto	14
	C1	4162	4152	4172	Capsule Shaped Charge 41 tiros -Abr/60	Abierto	20
	C2	4315,5	4302	4329	Capsule Shaped Charge 55 tiros -Abr/60	Abierto	27
	C2	4375	4371	4379	Capsule Shaped Charge 17 tiros -Abr/60	Abierto	8
	C2	4560	4556	4564	Capsule Shaped Charge 17 tiros -Abr/60	Abierto	8
	E	4649	4642	4656	Capsule Shaped Charge 29 tiros -Abr/60	Abierto	14
	E	4711,5	4703	4720	Capsule Shaped Charge 35 tiros -Abr/60	Abierto	17
	E	5001,5	4998	5005	Capsule Shaped Charge -Abr/60	Abierto	7
	E	5011	5009	5013	Capsule Shaped Charge -Abr/60	Abierto	4
	E	5046,5	5042	5051	Capsule Shaped Charge 35 tiros -Abr/60	Abierto	9
	E	5064,5	5061	5068	Capsule Shaped Charge 29 tiros -Abr/60	Abierto	7
	E	5083,5	5081	5086	Capsule Shaped Charge 17 tiros -Abr/60	Abierto	5
	E	5637	5634	5640	Capsule Shaped Charge 13 tiros -Abr/60	Abierto	6
	E	5661	5657	5665	Capsule Shaped Charge 17 tiros -Abr/60	Abierto	8
	E	5783,5	5777	5790	Capsule Shaped Charge 27 tiros -Abr/60	Abierto	13
	E	5862,5	5854	5871	Capsule Shaped Charge 35 tiros -Abr/60	Abierto	17
COLORADO 55	B1	2293	2290	2296	Desint. 1-11/16" 13 tiros -Jun/66	Abierto	6
	B1	2329	2320	2338	Desint. 1-11/16" 37 tiros -Jun/66	Abierto	18
	B1	2381	2374	2388	Desint. 1-11/16" 29 tiros -Jun/66	Abierto	14
	B1	2435	2432	2438	Desint. 1-11/16" 13 tiros -Jun/66	Abierto	6
	C1	4649	4646	4652	Desint. 1-11/16" 13 tiros -Jun/66	Abierto	6
	C1	4668	4658	4678	Desint. 1-11/16" 2 TPP -Jun/60	Abierto	20
	C2	4746	4742	4750	Desint. 1-11/16" 17 tiros -Jun/66	Abierto	8
	C2	4762,5	4757	4768	Desint. 1-11/16" 2 TPP -Jun/60	Abierto	11
	C2	4797,5	4790	4805	Desint. 1-11/16" 2 TPP -Jun/60	Abierto	15
	C2	4999	4986	5012	Desint. 1-11/16" 2 TPP -Jun/60	Abierto	26
	E	5328	5318	5338	Desint. 1-11/16" 2 TPP -Jun/60	Abierto	20

COLORADO 67	B	1774	1770	1778	Cañ. Desint. 1-11/16" 17 tiros -May/62	Abierto	8
	B	1787,5	1783	1792	Cañ. Desint. 1-11/16" 19 tiros -May/62	Abierto	9
	B	1806,5	1798	1815	Cañ. Desint. 1-11/16" 35 tiros -May/62	Abierto	17
	B	1882	1878	1886	Cañ. Desint. 1-11/16" 17 tiros -May/62	Abierto	8
	B	1891	1886	1896	Cañ. Desint. 1-11/16" 21 tiros -May/62	Abierto	10
	B	2026	2022	2030	Cañ. Desint. 17 tiros -Ago/67	Abierto	8
	B	2058	2050	2066	Cañ. Desint. 33 tiros -Ago/67	Abierto	16
	B	2127	2122	2132	Cañ. Desint. 1-11/16" 19 tiros -May/62	Abierto	10
	C	3862	3854	3870	Cañ. Desint. 33 tiros -Ago/67	Abierto	16
	C	3882	3878	3886	Cañ. Desint. 17 tiros -Ago/67	Abierto	8
	C	4019,5	4016	4023	Cañ. Desint. 1-11/16" 15 tiros -May/62	Abierto	7
	C	4065	4060	4070	Cañ. Desint. 1-11/16" 21 tiros -May/62	Abierto	10
	C	4074	4070	4078	Cañ. Desint. 1-11/16" 17 tiros -May/62	Abierto	8
	C	4175	4172	4178	Cañ. Desint. 1-11/16" 13 tiros -May/62	Abierto	6
	C	4246	4238	4254	Cañ. Desint. 1-11/16" 33 tiros -May/62	Abierto	16
	C	4298,5	4292	4305	Cañ. Desint. 1-11/16" 27 tiros -May/62	Abierto	13
	C	4309	4305	4313	Cañ. Desint. 1-11/16" 17 tiros. -May/62	Abierto	8
	C	4378	4374	4382	Cañ. Desint. 1-11/16" 17 tiros -May/62	Abierto	8
	E	4589	4584	4594	Cañ. Desint. 1-11/16" 21 tiros. Aislado por tapón -May/62	Aislado	10

COLORADO 69	B1	1866	1862	1870	Desint. 17 tiros, cementado - Sep/62	Cementado	8
	B1	1966	1962	1970	Con Modelo E 4" 17 tiros, cementado -Sep/62	Cementado	8
	B1	2144	2136	2152	Desint. 33 tiros - Sep/62	Abierto	16
	B1	2155,5	2152	2159	Lane Wells 15 tiros -Sep/62	Abierto	7
	B1	2177,5	2171	2184	Desint. 27 tiros - Sep/62	Abierto	13
	B1	2199	2196	2202	Desint. 13 tiros - Sep/62	Abierto	6
	B1	2220	2214	2226	Lane Wells 25 tiros -Sep/62	Abierto	12
	B1	2236,5	2233	2240	Desint. 15 tiros - Sep/62	Abierto	7
	B1	2333	2328	2338	Con Modelo E 4" 21 tiros -Ago/62	Abierto	10
	B1	2504,5	2500	2509	Con Modelo E 4" 19 tiros, cementado -Oct/62	Cementado	9
	B1	2638	2633	2643	Desint. 21 tiros - Ago/62	Abierto	10
	B2	2993,5	2988	2999	Con Modelo E 4" 23 tiros -Ago/62	Abierto	11
	B2	3299,5	3296	3303	Desint. 15 tiros. Rec. Desint. 15 tiros - Ago/62	Abierto	7
	C1	3703	3700	3706	Desint. 13 tiros - Ago/62	Abierto	6
	C1	3984	3980	3988	Desint. 17 tiros - Ago/62	Abierto	8
	E	5747	5731	5763	Desint. 1 11/16" 65 tiros -Jul/62	Abierto	32
	E	5784	5780	5788	Desint. 1 11/16" 17 tiros -Jul/62	Abierto	8
	E	5807,5	5798	5817	Desint. 1 11/16" 39 tiros -Jul/62	Abierto	19
	E	5843,5	5838	5849	Desint. 1 11/16" 23 tiros -Jul/62	Abierto	11
	E	5942	5934	5950	Desint. 1 11/16" 33 tiros -Jul/62	Abierto	16
	E	5974,5	5972	5977	Con Modelo E 4" 11 tiros -Jul/62	Abierto	5
	E	5981,5	5977	5986	Desint. 1 11/16" 19 tiros -Jul/62	Abierto	9
	E	6075	6068	6082	Desint. 1 11/16" 29 tiros -Jul/62	Abierto	14
	E	6089,5	6087	6092	Con Modelo E 4" 11 tiros -Jul/62	Abierto	5
	E	6149	6142	6156	Desint. 1 11/16" 25 tiros -Jul/62	Abierto	14
	E	6295	6284	6306	Desint. 1 11/16" 45 tiros -Jul/62	Abierto	22
	E	6308,5	6306	6311	Con Modelo E 4" 12 tiros -Jul/62	Abierto	5

COLORADO 70	B1	1259	1256	1262	Cañón. A-2 13 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	6
	B1	1339	1336	1342	Cañón. A-2 13 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	6
	B1	1422	1418	1426	Cañón. A-2 17 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	1924	1920	1928	Cañón. A-2 16 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2038	2034	2042	Cañón. A-2 16 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2130	2126	2134	Cañón. A-2 16 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2300	2296	2304	Cañón. A-2 17 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2344	2339	2349	Cañón. A-2 21 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	10
	B1	2438	2434	2442	Cañón. A-2 17 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	8
	B1	2540,5	2538	2543	Cañón. A-2 11 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	5
	B1	2635	2630	2640	Cañón. A-2 21 tiros, cementado -Mar/62	Cementado	10
	B2	2960,5	2957	2964	Cañón. A-2 15 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	7
	B2	2980	2976	2984	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	8
	B2	3019,5	3015	3024	Cañón. A-2 19 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	9
	B2	3049	3044	3054	Cañón. A-2 21 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	10
	B2	3085	3080	3090	Cañón. A-2 21 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	10
	B2	3116	3112	3120	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	8
	B2	3137,5	3133	3142	Cañón. A-2 19 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	9
	B2	3162	3158	3166	Cañón. A-2 17 tiros, acidificado -Mar/62	Abierto	8
COLORADO 74	B2	4340	4336	4344	Desint. 1 11/16" 17 tiros -Jun/66	Abierto	8
	B2	4362	4354	4370	Desint. 1 11/16" 33 tiros -Jun/66	Abierto	16
	C1	4469	4464	4474	Des. 2 tiros, Fract-Ene/63.Rec.Desint.21 tiros -Jun/66	Abierto	10
	C1	4491	4482	4500	Des. 3 tiros, Fract-Ene/63.Rec.Desint.37 tiros -Jun/66	Abierto	18
	C1	4576	4562	4590	Desint. 1 11/16" 57 tiros -Jun/66	Abierto	28
	C1	4725	4720	4730	Des.3 tiros, Fract.-Ene/63,Rec.Desint. 21 tiros-Jun/66	Abierto	10
	C1	4866	4861	4871	Desint. 1 11/16" 3 tiros , Fract. -Ene/63	Abierto	10
	C2	4925	4920	4930	Desint. 1 11/16" 3 tiros , Fract. -Ene/63	Abierto	10
	C2	5013	5006	5020	Des. 4 tiros, Fract.-Ene/63,Rec.Desint. 29 tiros-Jun/66	Abierto	14
	C2	5151	5140	5162	Des. 5 tiros, Fract.-Ene/63,Rec. Desint.45 tiros-Jun/66	Abierto	22

COLORADO 75	B2	4535	4530	4540	Desint. 1 11/16" 25 tiros -Jun/66	Abierto	10
	C1	4739,5	4736	4743	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	7
	C1	4752	4749	4755	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	6
	C1	4801	4796	4806	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	10
	C1	4828	4824	4832	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	8
	C1	4896	4892	4900	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	8
	C1	5032	5028	5036	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	8
	C1	5070	5062	5078	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	16
	C1	5107	5100	5114	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	14
	C1	5155	5152	5158	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	6
	C2	5299	5294	5304	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	10
	C2	5393	5388	5398	Capsule Shaped Charge 2 TPP -Nov/62	Abierto	10
	C2	5528	5522	5534	Desint. 1 11/16" 21 tiros -Jun/66	Abierto	12

ANEXO 2. Selección de Intervalos. Propiedades de la roca y porcentaje de producción.

Pozo	Unidad	PMP	Intervalo Tope (ft)	Base (ft)	h pies	h NETO	Permeabilidad Intervalo (mD)	KH	% Produc
COLORADO 3	C1		4164	4171	7				
	C1	4175	4171	4176	5	21	1,25	26,25	30,73
	C1		4176	4186	10				
	C1		4352	4356	4				
	C1	4358,5	4356	4361	5	14	1,25	17,5	20,49
	C1		4361	4365	4				
	C1	4387	4380	4394	14	4	1,25	5	5,85
	C1	4410	4402	4418	16	4	1,25	5	5,85
	C2	4494	4488	4500	12	6	0,86	5,16	6,04
	C2	4551,5	4538	4565	27	25	0,86	21,5	25,17
	E	5800,5	5792	5809	17	5	0,5	2,5	2,93
	E	5847	5839	5855	16	5	0,5	2,5	2,93
COLORADO 10	B2	3406	3395	3417	22	1	0,81	0,81	1,18
	B2	3430	3428	3432	4	1	0,81	0,81	1,18
	B2	3490	3482	3498	16	1	0,81	0,81	1,18
	B2	3519	3509	3529	20	3	0,81	2,43	3,54
	B2	3535,5	3533	3538	5	1	0,81	0,81	1,18
	B2	3548,5	3542	3555	13	1	0,81	0,81	1,18
	B2	3577,5	3569	3586	17	1	0,81	0,81	1,18
	C1	3603	3590	3616	26	8	0,69	5,52	8,05
	C1	3665	3660	3670	10	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3680,5	3678	3683	5	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3698	3689	3707	18	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3723	3712	3734	22	2	0,69	1,38	2,01
	C1	3751,5	3734	3769	35	35	0,69	24,15	35,21
	C1	3779	3774	3784	10	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3797	3789	3805	16	2	0,69	1,38	2,01
	C1	3822	3816	3828	12	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3856	3838	3874	36	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3885	3880	3890	10	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3898,5	3895	3902	7	1	0,69	0,69	1,01
	C1	3918	3906	3930	24	5	0,69	3,45	5,03
	C1	3955,5	3951	3960	9	1	0,69	0,69	1,01
	C2	4022,5	4013	4032	19	1	1,13	1,13	1,65
	C2	4044	4035	4053	18	10	1,13	11,3	16,47
	C2	4065,5	4056	4075	19	1	1,13	1,13	1,65
	C2	4088	4078	4098	20	5	1,13	5,65	8,24

COLORADO 12	D	5258	5254	5262	8	6	5	30	42,86
	D	5322	5318	5326	8	4	5	20	28,57
	D	5344	5340	5348	8	1	5	5	7,14
	D	5358	5354	5362	8	1	5	5	7,14
	D	5530	5526	5534	8	1	5	5	7,14
	E	5773	5770	5776	6	1	5	5	7,14
COLORADO 23	B1	1948	1944	1952	8	7	1,67	11,69	28,82
	B1	2143	2140	2146	6	1	1,67	1,67	4,12
	B2	3349,5	3342	3357	15	12	0,85	10,2	25,15
	B2	3436	3430	3442	12	6	0,85	5,1	12,57
	B2	3485	3476	3494	18	14	0,85	11,9	29,34
COLORADO 31	C1	3812,5	3809	3816	7	1	1,39	1,39	1,73
	C1	3830	3827	3833	6	1	1,39	1,39	1,73
	C1	3968	3964	3972	8	2	1,39	2,78	3,46
	C1	4032,5	4022	4043	21	14	1,39	19,46	24,19
	C2	4105	4095	4115	20	12	1,68	20,16	25,06
	C2	4164	4158	4170	12	4	1,68	6,72	8,35
	C2	4186	4175	4197	22	5	1,68	8,4	10,44
	C2	4404	4399	4409	10	1	1,68	1,68	2,09
	C2	4445	4438	4452	14	2	1,68	3,36	4,18
	C2	4463	4458	4468	10	2	1,68	3,36	4,18
	C2	4479,5	4478	4481	3	1	1,68	1,68	2,09
	C2	4484	4482	4486	4	1	1,68	1,68	2,09
	C2	4541	4536	4546	10	1	1,68	1,68	2,09
	C2	4549	4547	4551	4	4	1,68	6,72	8,35
COLORADO 35	B2	3664	3652	3676	24	18	0,99	17,82	14,88
	C2	3825,5	3823	3828	5	1	1,73	1,73	1,45
	C2		4072	4078	6				
	C2	4081	4082	4085	3	1	1,73	1,73	1,45
	C2		4088	4090	2				
	C2	4250,5	4244	4257	13	3	1,73	5,19	4,34
	C2	4288,5	4284	4293	9	7	1,73	12,11	10,12
	C2	4339	4322	4340	18	18	1,73	31,14	26,01
	C2		4344	4356	12				
	E		5229	5232,5	3,5				
	E	5235	5233	5235	2	1	5	5	4,18
	E		5235,5	5241	5,5				
	E		5301	5309,5	8,5				
	E	5309,5	5310	5312	2	2	5	10	8,35
	E		5312,5	5318	5,5				
	E	5382,5	5379	5386	7	2	5	10	8,35
	E	5437,5	5426	5449	23	5	5	25	20,88

COLORADO 36	B1	2058	2044	2061	17	27	1,71	46,17	47,37
	B1		2062	2072	10				
	B1	2330	2318	2331	13	23	1,71	39,33	40,35
	B1		2332	2342	10				
	B1	2359,5	2356	2363	7	7	1,71	11,97	12,28
COLORADO 37	B1	2159	2154	2164	10	3	1,39	4,17	1,43
	B1	2282	2274	2290	16	12	1,39	16,68	5,73
	B1	2336	2324	2348	24	20	1,39	27,8	9,55
	B2	3561	3554	3568	14	7	1,26	8,82	3,03
	B2	3754	3748	3760	12	6	1,26	7,56	2,60
	C1	4914,5	4911	4918	7	3	1,93	5,79	1,99
	C1	4944	4934	4954	20	12	1,93	23,16	7,96
	C1	5023	5016	5030	14	5	1,93	9,65	3,32
	C1	5107	5100	5114	14	10	1,93	19,3	6,63
	C1	5144	5134	5154	20	14	1,93	27,02	9,28
	C1	5196	5184	5208	24	16	1,93	30,88	10,61
	C2	5569	5562	5576	14	30	0,84	25,2	8,66
	C2		5590	5610	20				
	E	5729	5720	5738	18	7	5	35	12,03
	E	5890,5	5885	5896	11	3	5	15	5,15
	E	6239,5	6230	6249	19	7	5	35	12,03
COLORADO 38	B1	1820,5	1812	1829	17	17	1,6	27,2	17,45
	B1	1870	1862	1878	16	16	1,6	25,6	16,42
	B1	1907	1905	1909	4	4	1,6	6,4	4,11
	B1	1940,5	1938	1943	5	5	1,6	8	5,13
	B2	2114	2110	2118	8	8	1,57	12,56	8,06
	C1	3390	3384	3396	12	12	1,41	16,92	10,85
	C1	3456	3453	3459	6	6	1,41	8,46	5,43
	C1	3497	3488	3506	18	18	1,41	25,38	16,28
	C1	3714	3705	3723	18	18	1,41	25,38	16,28
COLORADO 45	C1	4159	4144	4174	30	15	1,02	15,3	7,49
	C1	4275	4266	4273	7	9	1,02	9,18	4,49
	C1		4275	4284	9		1,02		
	C1	4294,5	4292	4297	5	1	1,02	1,02	0,50
	C1	4303	4301	4305	4	1	1,02	1,02	0,50
	C1	4361	4354	4368	14	10	1,02	10,2	4,99
	C1	4382	4378	4386	8	5	1,02	5,1	2,50
	C1	4417,5	4415	4420	5	3	1,02	3,06	1,50
	C1	4484	4478	4490	12	9	1,02	9,18	4,49
	C1	4519,5	4515	4524	9	4	1,02	4,08	2,00
	C2	4588	4584	4592	8	4	11,25	45	22,02
	C2	4623	4618	4628	10	5	11,25	56,25	27,52
	C2	4684,5	4680	4689	9	4	11,25	45	22,02

COLORADO 49	B2	5002	4999	5005	6	2	1,34	2,68	2,24
	B2	5026	5020	5032	12	9	1,34	12,06	10,06
	C1	5126,5	5120	5133	13	5	0,8	4	3,34
	C1	5155	5148	5162	14	6	0,8	4,8	4,01
	C1	5209,5	5207	5212	5	1	0,8	0,8	0,67
	C1	5224,5	5221	5228	7	1	0,8	0,8	0,67
	C1	5306	5301	5311	10	5	0,8	4	3,34
	C1	5343,5	5339	5348	9	4	0,8	3,2	2,67
	C1	5394	5391	5397	6	2	0,8	1,6	1,34
	C1	5433	5430	5436	6	2	0,8	1,6	1,34
	C1	5484	5478	5490	12	5	0,8	4	3,34
	C2	5632,5	5625	5640	15	10	1,02	10,2	8,51
	C2	5657	5652	5662	10	5	1,02	5,1	4,26
	E	6027	6024	6030	6	6	5	30	25,03
	E	6406	6399	6413	14	7	5	35	29,21
COLORADO 52	C1	3996,5	3988	4005	17	17	1,23	20,91	11,83
	C1	4051	4043	4059	16	15	1,23	18,45	10,44
	C1	4094	4087	4101	14	3	1,23	3,69	2,09
	C1	4162	4152	4172	20	15	1,23	18,45	10,44
	C2	4315,5	4302	4329	27	21	0,88	18,48	10,46
	C2	4375	4371	4379	8	1	0,88	0,88	0,50
	C2	4560	4556	4564	8	1	0,88	0,88	0,50
	E	4649	4642	4656	14	1	5	5	2,83
	E	4711,5	4703	4720	17	1	5	5	2,83
	E	5001,5	4998	5005	7	1	5	5	2,83
	E	5011	5009	5013	4	1	5	5	2,83
	E	5046,5	5042	5051	9	1	5	5	2,83
	E	5064,5	5061	5068	7	1	5	5	2,83
	E	5083,5	5081	5086	5	1	5	5	2,83
	E	5637	5634	5640	6	1	5	5	2,83
	E	5661	5657	5665	8	1	5	5	2,83
	E	5783,5	5777	5790	13	5	5	25	14,15
	E	5862,5	5854	5871	17	5	5	25	14,15
COLORADO 55	B1	2293	2290	2296	6	2	1,79	3,58	3,60
	B1	2329	2320	2338	18	9	1,79	16,11	16,19
	B1	2381	2374	2388	14	7	1,79	12,53	12,59
	B1	2435	2432	2438	6	2	1,79	3,58	3,60
	C2	4649	4646	4652	6	2	1,29	2,58	2,59
	C2	4668	4658	4678	20	4	1,29	5,16	5,19
	C2	4746	4742	4750	8	2	1,29	2,58	2,59
	C2	4762,5	4757	4768	11	3	1,29	3,87	3,89
	C2	4797,5	4790	4805	15	6	1,29	7,74	7,78
	C2	4999	4986	5012	26	13	1,29	16,77	16,85
	E	5328	5318	5338	20	5	5	25	25,13

COLORADO 67	B	1774	1770	1778	8	1	0,82	0,82	1,05
	B	1787,5	1783	1792	9	2	0,82	1,64	2,09
	B	1806,5	1798	1815	17	8	0,82	6,56	8,38
	B	1882	1878	1886	8	2	0,82	1,64	2,09
	B	1891	1886	1896	10	5	0,82	4,1	5,23
	B	2026	2022	2030	8	3	0,82	2,46	3,14
	B	2058	2050	2066	16	8	0,82	6,56	8,38
	B	2127	2122	2132	10	3	0,82	2,46	3,14
	C	3862	3854	3870	16	6	1,68	10,08	12,87
	C	3882	3878	3886	8	1	1,68	1,68	2,15
	C	4019,5	4016	4023	7	1	1,68	1,68	2,15
	C	4065	4060	4070	10	5	1,68	8,4	10,73
	C	4074	4070	4078	8	1	1,68	1,68	2,15
	C	4175	4172	4178	6	1	1,68	1,68	2,15
	C	4246	4238	4254	16	8	1,68	13,44	17,16
	C	4298,5	4292	4305	13	6	1,68	10,08	12,87
	C	4309	4305	4313	8	1	1,68	1,68	2,15
	C	4378	4374	4382	8	1	1,68	1,68	2,15
COLORADO 69	B1	2144	2136	2152	16	1	0,85	0,85	0,38
	B1	2155,5	2152	2159	7	1	0,85	0,85	0,38
	B1	2177,5	2171	2184	13	3	0,85	2,55	1,14
	B1	2199	2196	2202	6	1	0,85	0,85	0,38
	B1	2220	2214	2226	12	3	0,85	2,55	1,14
	B1	2236,5	2233	2240	7	1	0,85	0,85	0,38
	B1	2333	2328	2338	10	3	0,85	2,55	1,14
	B1	2638	2633	2643	10	3	0,85	2,55	1,14
	B2	2993,5	2988	2999	11	3	0,55	1,65	0,73
	B2	3299,5	3296	3303	7	1	0,55	0,55	0,24
	C1	3703	3700	3706	6	5	0,88	4,4	1,96
	C1	3984	3980	3988	8	5	0,88	4,4	1,96
	E	5747	5731	5763	32	11	5	55	24,49
	E	5784	5780	5788	8	1	5	5	2,23
	E	5807,5	5798	5817	19	3	5	15	6,68
	E	5843,5	5838	5849	11	6	5	30	13,36
	E	5942	5934	5950	16	4	5	20	8,90
	E	5974,5	5972	5977	5	1	5	5	2,23
	E	5981,5	5977	5986	9	2	5	10	4,45
	E	6075	6068	6082	14	2	5	10	4,45
	E	6089,5	6087	6092	5	1	5	5	2,23
	E	6149	6142	6156	14	3	5	15	6,68
	E	6295	6284	6306	22	5	5	25	11,13
	E	6308,5	6306	6311	5	1	5	5	2,23

COLORADO 70	B2	2960,5	2957	2964	7	7	1,35	9,45	10,19
	B2	2980	2976	2984	8	8	1,35	10,8	11,65
	B2	3019,5	3015	3024	9	9	1,72	15,48	16,69
	B2	3049	3044	3054	10	10	0,9	9	9,71
	B2	3085	3080	3090	10	10	0,9	9	9,71
	B2	3116	3112	3120	8	8	1,56	12,48	13,46
	B2	3137,5	3133	3142	9	9	1,56	14,04	15,14
	B2	3162	3158	3166	8	8	1,56	12,48	13,46
COLORADO 74	B2	4340	4336	4344	8	6	1,41	8,46	5,62
	B2	4362	4354	4370	16	12	1,41	16,92	11,24
	C1	4469	4464	4474	10	9	1,13	10,17	6,75
	C1	4491	4482	4500	18	15	1,13	16,95	11,26
	C1	4576	4562	4590	28	20	1,13	22,6	15,01
	C1	4725	4720	4730	10	3	1,13	3,39	2,25
	C1	4866	4861	4871	10	5	1,13	5,65	3,75
	C2	4925	4920	4930	10	7	2,46	17,22	11,44
	C2	5013	5006	5020	14	9	2,46	22,14	14,71
	C2	5151	5140	5162	22	11	2,46	27,06	17,97
COLORADO 75	B2	4535	4530	4540	10	3	3,605	10,815	7,34
	C1	4739,5	4736	4743	7	4	11,12	44,48	30,19
	C1	4752	4749	4755	6	3	11,12	33,36	22,64
	C1	4801	4796	4806	10	3	6,325	18,975	12,88
	C1	4828	4824	4832	8	4	6,325	25,3	17,17
	C1	4896	4892	4900	8	1	2,841	2,841	1,93
	C1	5032	5028	5036	8	3	0,896	2,688	1,82
	C1	5070	5062	5078	16	6	0,135	0,81	0,55
	C1	5107	5100	5114	14	6	0,135	0,81	0,55
	C1	5155	5152	5158	6	1	0,896	0,896	0,61
	C2	5299	5294	5304	10	1	1,312	1,312	0,89
	C2	5393	5388	5398	10	6	0,161	0,966	0,66
	C2	5528	5522	5534	12	5	0,813	4,065	2,76

ANEXO 3. Selección de Intervalos. Qmax por intervalos diferentes escenarios.

POZO	Tope (ft)	Base (ft)	h NETO	K (mD)	KH	% Produc	S	Presion Estatica	Qmax Actual	Qmax S 50%	Q Increm	Qmax Reduccion S 75%	Q Increm	Qmax S=0	Q Increm	Qmax S=-2	Q Increm
COL 3	4164	4171					3,1	1702									
	4171	4176	21	1,25	26,25	30,73	3,1	1702	6,59	7,36	0,77	7,81	1,22	8,33	1,73	10,02	3,43
	4176	4186					3,1	1702									
	4352	4356					3,1	1702									
	4356	4361	14	1,25	17,5	20,49	3,1	1702	4,40	4,91	0,51	5,21	0,81	5,55	1,15	6,68	2,29
	4361	4365					3,1	1702									
	4538	4565	25	0,86	21,5	25,17	3,1	1702	5,40	6,03	0,63	6,40	1,00	6,82	1,42	8,21	2,81
COL 10	3590	3616	8	0,69	5,52	8,05	4,6	912	0,68	0,79	0,11	0,86	0,18	0,94	0,26	1,13	0,45
	3734	3769	35	0,69	24,15	35,21	4,6	912	2,96	3,44	0,48	3,74	0,78	4,10	1,15	4,94	1,98
	3906	3930	5	0,69	3,45	5,03	4,6	912	0,42	0,49	0,07	0,53	0,11	0,59	0,16	0,71	0,28
	4035	4053	10	1,13	11,3	16,47	4,6	912	1,38	1,61	0,22	1,75	0,37	1,92	0,54	2,31	0,93
	4078	4098	5	1,13	5,65	8,24	4,6	912	0,69	0,80	0,11	0,88	0,18	0,96	0,27	1,16	0,46
COL 12	5254	5262	6	5	30	42,86	7,8	1413	4,75	5,93	1,18	6,78	2,03	7,90	3,15	9,51	4,76
	5318	5326	4	5	20	28,57	7,8	1413	3,17	3,96	0,79	4,52	1,35	5,27	2,10	6,34	3,17
COL 23	1944	1952	7	1,67	11,69	28,82	8,3	820	1,05	1,32	0,27	1,52	0,47	1,79	0,74	2,15	1,10
	3342	3357	12	0,85	10,2	25,15	8,3	820	0,91	1,15	0,24	1,33	0,41	1,56	0,64	1,88	0,96
	3476	3494	14	0,85	11,9	29,34	8,3	820	1,07	1,35	0,28	1,55	0,48	1,82	0,75	2,19	1,12
COL 31	4022	4043	14	1,39	19,46	24,19	3,1	1200	3,44	3,84	0,40	4,08	0,64	4,35	0,91	5,24	1,80
	4095	4115	12	1,68	20,16	25,06	3,1	1200	3,57	3,98	0,42	4,23	0,66	4,51	0,94	5,43	1,86
	4158	4170	4	1,68	6,72	8,35	3,1	1200	1,19	1,33	0,14	1,41	0,22	1,50	0,31	1,81	0,62
	4175	4197	5	1,68	8,4	10,44	3,1	1200	1,49	1,66	0,17	1,76	0,28	1,88	0,39	2,26	0,78
	4547	4551	4	1,68	6,72	8,35	3,1	1200	1,19	1,33	0,14	1,41	0,22	1,50	0,31	1,81	0,62

COL 35	3652	3676	18	0,99	17,82	14,88	5,3	910	2,08	2,47	0,38	2,72	0,63	3,02	0,94	3,64	1,56
	4284	4293	7	1,73	12,11	10,12	5,3	910	1,42	1,68	0,26	1,85	0,43	2,05	0,64	2,47	1,06
	4322	4340	18	1,73	31,14	26,01	5,3	910	3,64	4,31	0,67	4,75	1,11	5,28	1,64	6,36	2,72
	4344	4356					5,3	910	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5426	5449	5	5	25	20,88	5,3	910	2,92	3,46	0,54	3,81	0,89	4,24	1,32	5,10	2,18
COL 36	2044	2061	27	1,71	46,17	47,37	4,6	1924	11,91	13,85	1,94	15,08	3,17	16,55	4,64	19,93	8,02
	2062	2072					4,6	1924	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2318	2331	23	1,71	39,33	40,35	4,6	1924	10,15	11,80	1,65	12,85	2,70	14,10	3,95	16,98	6,83
	2332	2342					4,6	1924	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COL 37	2324	2348	20	1,39	27,8	9,55	2,7	1252	5,28	5,82	0,54	6,13	0,86	6,49	1,21	7,81	2,53
	4934	4954	12	1,93	23,16	7,96	2,7	1252	4,40	4,85	0,45	5,11	0,71	5,40	1,01	6,51	2,11
	5134	5154	14	1,93	27,02	9,28	2,7	1252	5,13	5,66	0,53	5,96	0,83	6,30	1,17	7,59	2,46
	5184	5208	16	1,93	30,88	10,61	2,7	1252	5,86	6,46	0,60	6,81	0,95	7,20	1,34	8,67	2,81
	5562	5576	30	0,84	25,2	8,66	2,7	1252	4,78	5,28	0,49	5,56	0,78	5,88	1,09	7,08	2,29
	5590	5610					2,7	1252	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5720	5738	7	5	35	12,03	2,7	1252	6,64	7,33	0,68	7,72	1,08	8,17	1,52	9,83	3,19
	6230	6249	7	5	35	12,03	2,7	1252	6,64	7,33	0,68	7,72	1,08	8,17	1,52	9,83	3,19
COL 38	1812	1829	17	1,6	27,2	17,45	4,0	912	3,46	3,96	0,50	4,26	0,81	4,62	1,17	5,57	2,11
	1862	1878	16	1,6	25,6	16,42	4,0	912	3,25	3,72	0,47	4,01	0,76	4,35	1,10	5,24	1,98
	3384	3396	12	1,41	16,92	10,85	4,0	912	2,15	2,46	0,31	2,65	0,50	2,88	0,73	3,46	1,31
	3488	3506	18	1,41	25,38	16,28	4,0	912	3,23	3,69	0,47	3,98	0,75	4,31	1,09	5,19	1,97
	3705	3723	18	1,41	25,38	16,28	4,0	912	3,23	3,69	0,47	3,98	0,75	4,31	1,09	5,19	1,97
COL 45	4584	4592	4	11,25	45	22,02	4,3	1323	8,11	9,37	1,26	10,16	2,05	11,09	2,98	13,36	5,25
	4618	4628	5	11,25	56,25	27,52	4,3	1323	10,14	11,71	1,57	12,70	2,56	13,87	3,73	16,70	6,56
	4680	4689	4	11,25	45	22,02	4,3	1323	8,11	9,37	1,26	10,16	2,05	11,09	2,98	13,36	5,25
COL 49	5020	5032	9	1,34	12,06	10,06	6,1	2087	3,09	3,73	0,63	4,15	1,06	4,69	1,60	5,65	2,56
	5625	5640	10	1,02	10,2	8,51	6,1	2087	2,61	3,15	0,54	3,51	0,90	3,97	1,35	4,78	2,16
	6024	6030	6	5	30	25,03	6,1	2087	7,69	9,27	1,58	10,33	2,64	11,67	3,98	14,05	6,36
	6399	6413	7	5	35	29,21	6,1	2087	8,97	10,82	1,84	12,05	3,08	13,61	4,64	16,39	7,42

COL 52	3988	4005	17	1,23	20,91	11,83	0,7	1770	6,52	6,71	0,18	6,80	0,28	6,90	0,37	7,54	1,01
	4043	4059	15	1,23	18,45	10,44	0,7	1770	5,76	5,92	0,16	6,00	0,24	6,09	0,33	6,65	0,89
	4152	4172	15	1,23	18,45	10,44	0,7	1770	5,76	5,92	0,16	6,00	0,24	6,09	0,33	6,65	0,89
	4302	4329	21	0,88	18,48	10,46	0,7	1770	5,77	5,93	0,16	6,01	0,24	6,10	0,33	6,66	0,89
	5777	5790	5	5	25	14,15	0,7	1770	7,80	8,02	0,22	8,13	0,33	8,25	0,44	9,01	1,21
	5854	5871	5	5	25	14,15	0,7	1770	7,80	8,02	0,22	8,13	0,33	8,25	0,44	9,01	1,21
COL 55	2320	2338	9	1,79	16,11	16,19	3,2	1705	4,03	4,51	0,48	4,79	0,77	5,12	1,09	6,16	2,14
	2374	2388	7	1,79	12,53	12,59	3,2	1705	3,13	3,51	0,37	3,73	0,60	3,98	0,85	4,79	1,66
	4986	5012	13	1,29	16,77	16,85	3,2	1705	4,19	4,69	0,50	4,99	0,80	5,33	1,14	6,42	2,22
	5318	5338	5	5	25	25,13	3,2	1705	6,25	6,99	0,75	7,44	1,19	7,94	1,69	9,56	3,32
COL 67	1798	1815	8	0,82	6,56	8,38	8,7	2059	1,45	1,84	0,39	2,12	0,68	2,52	1,07	3,03	1,58
	2050	2066	8	0,82	6,56	8,38	8,7	2059	1,45	1,84	0,39	2,12	0,68	2,52	1,07	3,03	1,58
	3854	3870	6	1,68	10,08	12,87	8,7	2059	2,22	2,82	0,60	3,26	1,04	3,87	1,64	4,66	2,43
	4060	4070	5	1,68	8,4	10,73	8,7	2059	1,85	2,35	0,50	2,72	0,87	3,22	1,37	3,88	2,03
	4238	4254	8	1,68	13,44	17,16	8,7	2059	2,96	3,76	0,80	4,35	1,39	5,16	2,19	6,21	3,24
	4292	4305	6	1,68	10,08	12,87	8,7	2059	2,22	2,82	0,60	3,26	1,04	3,87	1,64	4,66	2,43
COL 69	5731	5763	11	5	55	24,49	8,1	980	5,96	7,48	1,52	8,57	2,62	10,04	4,08	12,09	6,13
	5798	5817	3	5	15	6,68	8,1	980	1,63	2,04	0,41	2,34	0,71	2,74	1,11	3,30	1,67
	5838	5849	6	5	30	13,36	8,1	980	3,25	4,08	0,83	4,68	1,43	5,48	2,23	6,60	3,35
	5934	5950	4	5	20	8,90	8,1	980	2,17	2,72	0,55	3,12	0,95	3,65	1,49	4,40	2,23
	6142	6156	3	5	15	6,68	8,1	980	1,63	2,04	0,41	2,34	0,71	2,74	1,11	3,30	1,67
	6284	6306	5	5	25	11,13	8,1	980	2,71	3,40	0,69	3,90	1,19	4,57	1,86	5,50	2,79
COL 70	2976	2984	8	1,35	10,8	11,65	17,1	566	0,47	0,66	0,20	0,84	0,37	1,14	0,67	1,37	0,91
	3015	3024	9	1,72	15,48	16,69	17,1	566	0,67	0,95	0,28	1,20	0,53	1,63	0,97	1,97	1,30
	3112	3120	8	1,56	12,48	13,46	17,1	566	0,54	0,76	0,23	0,97	0,43	1,32	0,78	1,58	1,05
	3133	3142	9	1,56	14,04	15,14	17,1	566	0,61	0,86	0,25	1,09	0,48	1,48	0,88	1,78	1,18
	3158	3166	8	1,56	12,48	13,46	17,1	566	0,54	0,76	0,23	0,97	0,43	1,32	0,78	1,58	1,05

COL 74	4482	4500	15	1,13	16,95	11,26	4,2	1200	2,80	3,22	0,42	3,48	0,68	3,79	0,99	4,56	1,77
	4562	4590	20	1,13	22,6	15,01	4,2	1200	3,73	4,29	0,56	4,64	0,91	5,05	1,32	6,08	2,36
	4920	4930	7	2,46	17,22	11,44	4,2	1200	2,84	3,27	0,43	3,54	0,70	3,85	1,01	4,64	1,79
	5006	5020	9	2,46	22,14	14,71	4,2	1200	3,65	4,20	0,55	4,55	0,89	4,95	1,30	5,96	2,31
	5140	5162	11	2,46	27,06	17,97	4,2	1200	4,47	5,14	0,67	5,56	1,09	6,05	1,59	7,29	2,82
COL 75	4736	4743	4	11,12	44,48	30,19	13,6	941	3,63	4,95	1,32	6,06	2,43	7,80	4,17	9,39	5,76
	4749	4755	3	11,12	33,36	22,64	13,6	941	2,72	3,71	0,99	4,54	1,82	5,85	3,13	7,04	4,32
	4824	4832	4	6,325	25,3	17,17	13,6	941	2,06	2,82	0,75	3,45	1,38	4,44	2,37	5,34	3,28