

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS INACTIVOS.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**



CAMILO ANDRÉS LEÓN QUINTANA

MARLON JULIO BOHADA CORREA

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

2009

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS INACTIVOS.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**

**CAMILO ANDRÉS LEÓN QUINTANA
MARLON JULIO BOHADA CORREA**

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

**Director UIS
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, M. Sc.**

**Director ECOPETROL- ICP
Gustavo Adolfo Maya Toro
Ingeniero de Petróleos.**

**Codirector UIS
Cesar Augusto Pineda
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. FERNANDO ENRIQUE CALVETE M.Sc por creer en nosotros y brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto.

Al Ing. GUSTAVO MAYA TORO por su gran aporte en el desarrollo de este proyecto junto con su colaboración incondicional además de sus consejos de vida.

Al supervisor del Campo Colorado SALOMÓN GÁLviz BAUTISTA por su valiosa colaboración al igual que a la Ing. LAURA AMAYA RUEDA por su atención y cordialidad al brindarnos la información que necesitábamos, así como al Ing. CÉSAR AUGUSTO PINEDA.

Al GICM y a ECOPETROL- ICP por su aporte y ayuda técnica y económica.

A todas las personas que de una u otra forma nos han ayudado a desarrollar este proyecto, gracias por su aporte.

Dedicatoria

A DIOS, por regalarme la fortaleza espiritual necesaria para superar con sabiduría tantos momentos de adversidad y por darme una familia tan emprendedora y ejemplar, que no se rinde ante nada.

A mi MADRE, Patricia, mamá gracias por tu amor, tu comprensión, tu complicidad, tu ternura, por ser mi ángel a lo largo de mi vida; gracias por preocuparte tanto por mí, por tu apoyo incondicional, a eres una mujer inigualable, Te amo. Ahora se abre una puerta para empezar a cumplir nuestros anhelos.

A mi PADRE, Francisco; papí, gracias por tus sabios consejos, gracias por entregarte a la familia, por apoyarme en las decisiones de mi vida...gracias por ser soñador, porque gracias a esos sueños, se mantiene viva la ilusión; y éste es un paso más para que podamos cumplirlas con mi mamá y mis hermanos. Definitivamente siempre has sido y seguirás siendo mi modelo de persona a seguir.

PADRES, este pequeño Triunfo se lo debo a ustedes, ahora y si Dios así lo quiere, llegó mi turno de retribuirlo.

A mi HERMANO Javier, gracias Javi por sus consejos, por estar incondicionalmente en los momentos que sentí desfallecer, por empujarme siempre hacia el triunfo, gracias por ser realmente mi HERMANO.

A mis Hermanitos, Carlos Arturo y Natalia, gracias, porque ustedes son la felicidad de nuestra familia, ustedes llenan de alegría nuestras vidas, y por ustedes hemos luchado y lo seguiremos haciendo hasta que Dios nos lo Permita.

A mi novia y su familia, María Fernanda, gracias amor por estar conmigo durante estos seis años, gracias por cuidarme, por estar a mi lado en las buenas y en las malas, porque nunca me has dejado solo, por enseñarme que la felicidad no tiene límite, gracias por tu apoyo y tus consejos, gracias por tu dedicación y tu amor incondicional. Te amo.

A mi compañero Marlon, por su empeño y dedicación en este trabajo. A todos mis amigos: Jairo P. (mi parce del alma) Cristian F. Oscar L. Andrés C. Jonathan C. Mauricio D. Oscar P. María Q. y a todos aquellos que siempre han estado conmigo.

CAMILO ANDRÉS LEÓN QUINTANA.

Dedicatoria.

El proyecto actualmente desarrollado está dedicado especialmente a mi padre celestial JEHOVA por darme la fuerza, la confianza y fortaleza para mantearme y seguir a delante no solo en el presente objetivo si no también en mi vida.

A ANA LUCIA CORREA ALFONZO y aquel hombre que ya no está con migo pero siempre permanecerá en mi mente JOSÉ RODRIGO BOHADADA GARCÍA mis amados padres, quien fueron una fuente de inspiración además de enseñanzas, por sus grandes esfuerzos los cuales les significaron muchos sacrificios, su confianza y esperanza en que el día de mañana sería mejor persona con carácter y madurez.

También a NAYIBE ADRIANA BOHADADA CORREA, ANA YASMIN BOHADADA CORREA y FREDY OSVAL BOHADADA CORREA mis queridos hermanos además porque siempre estuvieron presentes como un timón en mi vida, por sus recomendaciones y consejos, por no permitir que renunciara a mis planes cuando era tal vez la mejor opción, por demostrar que no somos gobernados por el destino y no seremos vencidos si no triunfadores de nuestras vidas.

Por su puesto a todas aquellas personas que confiaron en mí a ORLANDO BERBEO, OSCAR LEÓN, ANDRÉS CERÓN, MAURICIO DÍAZ, FABIO AMAJA, JHONATAN CELIS los cuales de una u otra forma siempre me ayudaron a desarrollar este proyecto; Por último a mi compañero de proyecto CAMILO LEÓN QUINTANA un gran hermano quien me agunto mucho, gracias a todos ellos porque me enseñaron que nuestros caminos tal vez serán complicados, pero sólo los valientes son vencedores de la vida, y así seguiremos como pocos, como lo que somos, Titánicos. Ustedes dejaron de ser mis amigos para convertirse en mis hermanos.

MARLON JULIO BOHADADA CORREA.

TABLA DE CONTENIDO.

	Pág
INTRODUCCIÓN.	1
1. MARCO TEÓRICO.	3
1.1 REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.	3
1.1.1 Problemas Mecánicos.	3
1.1.2 Problemas en los alrededores de la cara del Pozo.	4
1.1.3 Problemas en el Yacimiento.	4
1.1.4 Equipo Convencional.	4
1.2 WORKOVER MENORES.	8
1.3 WORKOVER MAYORES.	9
1.4 PROCEDIMIENTO PARA DESARROLLAR TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS (WORKOVER).	11
1.5 OPERACIONES DE WORKOVER MENORES.	12
1.5.1 Procedimiento de Pesca (tuberías, cables, llaves, conos, empaques y/o cuñas, etc.).	12
1.5.1.1 Junk Mill y Taper Mill.	12
1.5.1.2 Whipstocks.	13
1.5.1.3 Junk Baskets Sub.	14
1.5.1.4 Taper Taps y Die Collars.	15
1.5.1.5 Scraper.	15
1.5.1.6 Bowen Releasing Spears.	16
1.5.1.7 Procedimiento Back-off.	17
1.5.1.8 Reparación de Colapsos.	17
1.5.1.9 Procedimiento tipo Sandline.	18
1.5.2 Lavado de Arena.	19
1.5.3 Pruebas DST de Pozos.	20
1.5.4 Operación de SWABEO.	20
1.5.5 Pruebas de Revestimiento (Taponamiento de rotos en el casing y	

búsqueda de los mismos).	20
1.5.6 Taponamiento de la Tubería de Producción (tubing), el Agujero y las Perforaciones.	21
1.5.7 Depósitos de parafinas y asfáltenos.	22
1.5.7.1 Parafinas.	23
1.5.7.2 Punto de nube y punto de fluidez.	23
1.5.7.3 Factores que afectan la remoción de la parafina.	24
1.5.7.3.1 Temperatura.	24
1.5.7.3.2 Presión.	25
1.5.7.3.3 Pérdida de los constituyentes volátiles del crudo.	25
1.5.7.3.4 Partículas suspendidas en el crudo.	26
1.5.7.3.5 Condiciones que favorecen la deposición de la parafina.	26
1.5.7.3.6 Métodos utilizados para la extracción de depósitos de parafinas.	27
1.5.7.3.7 Aceite caliente.	28
1.5.8 Sistemas acuosos para la extracción de parafinas.	29
1.5.8.1 Solventes.	29
1.6 PROCEDIMIENTO PARA WORKOVER MAYORES.	30
1.6.1 Producción Excesiva de Arena.	30
1.6.2 Tubos Ranurados (LINERS) o Malla.	30
1.6.2.1 Consideraciones generales.	30
1.6.2.2 Localización.	30
1.6.2.3 Limpieza de los liners.	31
1.6.3 Empaquetamiento Con Grava o Arena.	31
1.6.3.1 Consideraciones generales.	31
1.6.3.2 Espesor del empaquetamiento.	31
1.6.3.3 Colocación de la grava.	32
1.6.3.4 Cañoneo del revestimiento (casing).	32
1.6.3.5 Dentro del revestimiento y usando liner.	32
1.6.3.6 En hoyo desnudo y usando liner.	33
1.6.3.7 Sin liner (Sand Parking).	33

1.6.3.8	Uso de colgadores (Hangers) y empaques.	33
1.6.3.9	Aplicaciones especiales.	34
1.6.3.9.1	Empaquetamiento Con Cáscaras de Nuez o Coco (Recubiertas con Plástico).	34
1.6.3.9.2	Consolidación de Granos Suelos por Medio de Resinas y Plásticos.	35
1.6.4	Producción de fluidos (agua o gas).	36
1.6.5	Procedimiento de inyectividad.	37
1.6.5.1	Toma de registros de referencia.	38
1.6.6	Limpieza de las perforaciones.	38
1.6.6.1	Inyección de un fluido.	38
1.6.7	Prueba de inyección.	38
1.6.8	Abandono de zonas (Tapón balanceado de cemento).	39
1.6.8.1	Tapón de cemento.	39
1.6.8.2	Tapón balanceado forzado (Squeeze).	41
1.6.9	Operaciones especiales aplicadas en la solución de problemas de la cara del pozo y los alrededores del pozo.	42
1.6.9.1	Estimulación química.	42
1.6.9.1.1	Tipos de ácidos.	42
1.6.9.1.2	Precipitación de la parafina durante la estimulación en un Fracturamiento.	43
1.6.9.2	Fracturamiento.	44
1.6.9.2.1	Fluidos y materiales de fracturamiento.	45
1.6.9.2.2	Apuntalantes (Propantes, agentes de mantenimiento o sostén).	46
1.6.9.2.2.1	Normas para apuntalantes (Propantes, agentes de mantenimiento o sostén).	46
1.6.9.2.2.2	Tipos de Apuntalantes (Propantes).	47
1.6.9.2.2.3	Daño del Apuntalante (Propante) al alojarse.	48
1.7	TRABAJOS ADICIONALES.	49
2.	CAMPO COLORADO.	51

2.1	GENERALIDADES.	51
2.1.1	Localización.	52
2.2	MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.	53
2.2.1	Estratigrafía cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena.	55
2.2.2	Estructura Campo Colorado.	56
2.3	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS (PROBLEMAS PRESENTES).	57
2.3.1	Unidades Perforadas.	59
2.4	TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EJECUTADOS.	60
2.4.1	Estimulaciones.	61
2.4.2	Acidificaciones.	62
2.4.3	Control de Parafinas.	63
2.4.4	Cañoneos y Recañoneos.	65
2.4.5	Trabajos Recientes.	65
3.	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL REACONDICIONAMIENTO DE POZOS INACTIVOS.	67
3.1	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	67
3.1.1	Pozos candidatos.	69
3.1.1.1	Estado actual de pozos del Campo Colorado.	69
3.1.1.1.1	Pozos activos.	70
3.1.1.1.2	Pozos abandonados.	70
3.1.1.1.3	Pozos Inactivos.	70
3.1.2	Parámetros de Selección.	71
3.1.3	Screening.	73
3.1.3.1	Caudal de aceite.	74
3.1.3.2	Caudal de gas.	75
3.1.3.3	Caudal de agua.	76
3.1.3.4	Índice de Workover.	77
3.1.3.5	Producción acumulada de petróleo.	82
3.1.3.6	Relación gas aceite.	84
3.1.3.7	Superficie.	85

3.2	PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.	87
3.3	DISEÑO DE POSIBLES SOLUCIONES.	89
3.4	SOLUCIÓN FACTIBLE Y PAUTAS PARA EL REACONDICIONAMIENTO.	101
3.5	EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA.	104
3.6	EJECUTAR REACONDICIONAMIENTO PLANTEADO.	105
3.7	MONITOREO DEL MODELO.	106
3.8	RETROALIMENTACIÓN.	107
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.	108
4.1	ESTUDIO FINANCIERO.	108
4.1.1	Inversiones (Costos).	109
4.1.1.1	Inversión fija.	109
4.1.1.2	Inversión de giro.	109
4.2	FUENTES DE FINANCIAMIENTO.	109
4.2.1	Fuentes internas.	110
4.2.2	Fuentes externas.	110
4.3	PROYECCIONES FINANCIERAS.	110
4.3.1	Flujo de efectivo del proyecto.	110
4.3.2	Flujo de efectivo del inversionista.	111
4.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA.	112
4.4.1	Valor presente neto (VPN).	112
4.4.2	Tasa interna de retorno.	114
4.4.3	Período de recuperación.	115
4.4.4	Beneficio - costo.	118
4.4.5	Ingresos.	119
4.4.5.1	Estimación de la producción.	120
4.4.5.2	Precios del crudo.	120
4.4.6	Impuestos.	122
4.4.6.1	Impuesto de renta.	122
4.4.6.2	Regalías.	122

5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO COLORADO.	124
5.1	COSTOS DEL EQUIPO REQUERIDO PARA EL DESARROLLO DE LAS OPERACIONES.	125
5.2	PRECIOS ACTUALES DEL CRUDO.	128
5.3	PRODUCCIÓN GENERADA GRACIAS A LA METODOLOGÍA.	129
5.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA METODOLOGÍA.	141
5.4.1	INGRESOS POR PRODUCCIÓN A LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.	142
5.4.1.1	Liquidación de la Producción Mensual.	142
5.5	EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO.	144
5.6	RESUMEN DEL ESTUDIO ECONÓMICO.	148
6.	CONCLUSIONES.	151
7.	RECOMENDACIONES.	153
8.	BIBLIOGRAFÍA.	154

LISTA DE FIGURAS

	Pág
FIGURA 1. Equipo de Workover (Frank 300 – 0165).	6
FIGURA 2. Equipo de Workover IDECO H25 CD.	7
FIGURA 3. Junk Mill y Taper Mill.	13
FIGURA 4. Whipstocks.	13
FIGURA 5. Junk Baskets Sub.	14
FIGURA 6. Taper Taps y Die Collars.	15
FIGURA 7. Scraper.	16
FIGURA 8. Bowen releasing spears.	16
FIGURA 9. Tapper Mill.	18
FIGURA 10: Empaques comúnmente utilizados en operaciones de cementación.	41
FIGURA 11. Ubicación del Campo Colorado.	52
FIGURA 12. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena).	55
FIGURA 13. Provincia Occidental Cordillera Oriental - Cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena).	57
FIGURA 14. Pozos activos Campo Colorado.	58
FIGURA 15 Trabajos de Workover en el Campo Colorado.	60
FIGURA 16. Curva normalizada de los trabajos de Fracturamiento.	62
FIGURA 17. Curva normalizada de los trabajos de Acidificación.	63
FIGURA 18. Trabajos de Remoción de Parafina en el Campo Colorado.	64
FIGURA 19. Esquema de la Metodología desarrollada.	68
FIGURA 20. Ubicación y estado de los pozos del Campo Colorado.	69
FIGURA 21. Parámetros y porcentaje para la selección de pozos candidatos. Campo Colorado.	72
FIGURA 22. Puntaje dado a Qo last para cada pozo.	74

FIGURA 23. Puntaje dado a Qg last, para cada pozo.	75
FIGURA 24. Puntaje dado a Qg last, para cada pozo.	76
FIGURA 25. Puntaje dado al promedio de I.W. de cada pozo.	78
FIGURA 26. Puntaje dado a (%equivalente * años efectivos de producción) de cada pozo.	84
FIGURA 27. Puntaje dado al último GOR registrado de cada pozo.	85
FIGURA 28. LOGÍSTICA DE EJECUCIÓN RECOMENDADA.	102
FIGURA 29. Interpretación gráfica del PVN.	113
FIGURA 30. Interpretación gráfica de la TIR.	115
FIGURA 31. Comercialización del crudo.	121
FIGURA 32. Precios históricos del crudo.	121
Figura 33. Modelo de rentabilidad planteado.	124
FIGURA 34. Producción y precios del barril (WTI).	129
FIGURA 35. Producción Esperada Pozo COL - 03.	131
FIGURA 36. Producción Esperada Pozo COL - 12.	131
FIGURA 37. Producción Esperada Pozo COL - 23.	132
FIGURA 38. Producción Esperada Pozo COL - 35.	132
FIGURA 39. Producción Esperada Pozo COL - 44.	133
FIGURA 40. Producción Esperada Pozo COL - 55.	133
FIGURA 41. Producción Esperada Pozo COL - 56.	134
FIGURA 42. Producción Esperada Pozo COL - 58.	134
FIGURA 43. Producción Esperada Pozo COL - 67.	135
FIGURA 44. Producción Esperada Pozo COL - 74.	135
FIGURA 45. Declinación Pozo COL - 03.	136
FIGURA 46. Declinación Pozo COL - 12.	136
FIGURA 47. Declinación Pozo COL - 23.	137
FIGURA 48. Declinación Pozo COL - 35.	137
FIGURA 49. Declinación Pozo COL - 44.	138
FIGURA 50. Declinación Pozo COL - 55.	138
FIGURA 51. Declinación Pozo COL - 56.	139

FIGURA 52. Declinación Pozo COL - 58.	139
FIGURA 53. Declinación Pozo COL - 67.	140
FIGURA 54. Declinación Pozo COL - 74.	140
FIGURA 55. Perfil del valor presente neto (VPN vs i %) para la metodología.	145
FIGURA 56. Flujo de caja de la metodología.	147

LISTA DE TABLAS

	Pág
TABLA 1. Información básica de prueba.	38
TABLA 2: Clasificación y características del cemento.	40
TABLA 3: Características físicas de los tipos de arena comúnmente usados.	48
TABLA 4. Pozos activos Campo Colorado.	58
TABLA 5. Estado actual de los pozos del Campo Colorado.	70
TABLA 6. Resumen del Índice de Workover para cada pozo del Campo Colorado.	78
TABLA 7. Estado de superficie de los pozos a reactivar.	86
TABLA DE SELECCIÓN DE POZOS	88
TABLA 8. Estado actual pozo COL - 3.	90
TABLA 9. Estado actual pozo COL - 12.	91
TABLA 10. Estado actual pozo COL - 23.	92
TABLA 11. Estado actual pozo COL - 35.	93
TABLA 12. Estado actual pozo COL - 44.	94
TABLA 13. Estado actual pozo COL - 55.	95
TABLA 14. Estado actual pozo COL - 56.	97
TABLA 15. Estado actual pozo COL - 58.	98
TABLA 16. Estado actual pozo COL - 67.	99
TABLA 17. Estado actual pozo COL - 74.	100
TABLA 18. Flujo de efectivo para el proyecto.	111
TABLA 19. Flujo de efectivo para del inversionista.	112
TABLA 20. Escala para determinar regalías de crudos Livianos y Sem-ilivianos.	123
TABLA 21. Flujo de completamiento para los pozos a reactivar.	126
TABLA 22. Costos de Locación y equipo de Workover.	127
TABLA 23. Costos aplicación de la metodología en el Campo Colorado.	128

TABLA 24. Producción esperada en los pozos seleccionados.	141
TABLA 25. Formulación para la obtención del Valor del recurso en dinero. aportado mensualmente por ECOPETROL.	142
TABLA 26. Factores de Valoración del Crudo.	143
TABLA 27. Valoración de Aportes de ECP a la Estructura de Cooperación.	143
TABLA 28. Flujo de Caja de la Metodología.	144
TABLA 29. Análisis de los flujos de caja generado junto con las tasas. de retorno y valor presente neto para la metodología.	145
TABLA 30. Tiempo de retorno de inversión por pozo (Meses).	147
TABLA 31. Resumen del estudio Económico para una TIR de 0,24%.	148

ANEXOS

ANEXO A. Tabla de Selección de Pozos.	158
ANEXO B. Well Planning Pozo Colorado 58	159
ANEXO C. Well Planning Pozo Colorado 56	160
ANEXO D. Well Planning Pozo Colorado 74	161
ANEXO E. Well Planning Pozo Colorado 03	162
ANEXO F. Well Planning Pozo Colorado 55	163
ANEXO G. Well Planning Pozo Colorado 67	164
ANEXO H. Well Planning Pozo Colorado 35	165
ANEXO I. Well Planning Pozo Colorado 44	166
ANEXO J. Well Planning Pozo Colorado 12	167
ANEXO K. Well Planning Pozo Colorado 23	168

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL REACONDICIONAMIENTO D POZOS INACTIVOS, APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO.*

**AUTORES: MARLON JULIO BOHADA CORREA **
CAMILO ANDRÉS LEÓN QUINTANA. ****

Palabras Clave: Campo Colorado, Trabajos de Reacondicionamiento, matriz de selección, screening, Well planning,

DESCRIPCIÓN

Durante la vida productiva de un campo maduro, como es el caso del Campo Colorado, se implementan diferentes trabajos de reacondicionamiento para abordar las continuas fallas que presentan los pozos durante la producción de hidrocarburos; de igual manera hay daños radicales, los cuales han llevado a tomar la decisión de cerrar los pozos. Para evitar lo anteriormente descrito se deben realizar una serie de operaciones posteriores a la perforación para mantener un buen estado mecánico de dichos pozos y contrarrestar daños que afecten la producción. Los trabajos de reacondicionamiento de pozos son una herramienta diseñada para ayudar a recuperar el funcionamiento normal de un pozo, al igual que para aumentar su producción; por tal motivo se desarrolló un estudio que permitió seleccionar varios pozos (de bajo potencial) candidatos a ser sometidos a trabajos de reacondicionamiento, junto con los diseños y requerimientos técnicos y económicos de los mismos, a través del diseño de una metodología, con aplicación a un Campo Maduro, como es el caso del Campo Colorado. Por tal motivo y como resultado de la investigación se obtuvo una “matriz de selección” con diferentes parámetros asociados referentes a la vida productiva del Campo Colorado; la cual por medio de un screening arrojó resultados referentes a la prioridad que debe tener cada pozo con el objetivo de ser reactivado; además y teniendo en cuenta el análisis económico requerido, se realizó el respectivo “Well Planning” a cada pozo seleccionado para realizar trabajos de reacondicionamiento.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ. Co-Director UIS: ING. CESAR AUGUSTO PINEDA. Co-Director ECOPETROL-ICP: ING. GUSTAVO ADOLFO MAYA TORO.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE SELECTION, DESIGN AND EXECUTION OF OVERHAUL INACTIVE WELLS, APPLICATION TO COLORADO'S FIELD.*

**AUTHORS: MARLON JULIO BOHADA CORREA **
CAMILO ANDRÉS LEÓN QUINTANA. ****

KeyWords: Colorado's Field, Workover rigs, selection matrix, screening, Well Planning.

DESCRIPTION

During the productive life of mature fields, such as Colorado's Field have implemented different workover rigs to confront the continuing failure present in the wells during the hydrocarbons production; equally radical damage, which led the decision to close the wells. To avoid it, a serie of post-drilling operations to maintain a good wells mechanical condition, and counteract damage that affect the production, must be made. The Workover rigs are a tool designed to help restore the normal functioning of a well, like to increase their production, for this reason we developed a study that allow the selection of some candidate wells. (low potential) to be subjected to Workover Rigs, along with the designs and technical and economic requirements of each well, through the design of a methodology with application to a mature fields, such as Colorado's Field, For this reason and as a result of the investigation was a "selection matrix" with different associated parameters related to the productive life of the Colorado Field, which through a "screening" results were got, related to the priority that should be in every well, with the objective to be reactivated. Further taking into account the economic analysis required, we made the "Well Planning" to each well selected, to will make the Workover Rigs.

* Work degree.

** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ. Co-Director UIS: ENG. CESAR AUGUSTO PINEDA. Co-Director ECOPETROL-ICP: ENG GUSTAVO ADOLFO MAYA TORO.

INTRODUCCIÓN.

Debido a la continua necesidad de combustibles fósiles, especialmente los derivados de los hidrocarburos, se busca optimizar los procesos para la explotación de los mismos, a través del desarrollo de operaciones propias de un campo petrolero.

En el Campo Colorado al igual que en cualquier campo productor de hidrocarburos, se deben realizar una serie de operaciones posteriores a la perforación para mantener un buen estado mecánico de los pozos y contrarrestar daños, que afecten la producción. Los trabajos de WORKOVER son una herramienta diseñada para ayudar a recuperar el funcionamiento normal de un pozo, al igual que para aumentar su producción.

Durante la vida productiva de un campo maduro, como es el caso del Campo Colorado, se han implementado diferentes trabajos de reacondicionamiento para abordar las continuas fallas que se presentan durante su producción; de igual manera hay daños radicales, los cuales han llevado a tomar la decisión de cerrar los pozos.

Por tal motivo el objetivo de este trabajo fue desarrollar un estudio que permitió seleccionar varios pozos (de bajo potencial) candidatos a ser sometidos a trabajos de reacondicionamiento, junto con los diseños y requerimientos técnicos y económicos de los mismos, a través del diseño de una metodología, con aplicación a un Campo Maduro, como es el caso del Campo Colorado, lo cual se logró utilizando los datos y estudios previamente establecidos, e incorporándolos al desarrollo de la metodología.

Para obtener un orden de prioridad en cuanto a la selección de los posibles pozos a reactivar se procedió a elegir los parámetros de evaluación, los cuales han sido tomados teniendo en cuenta la estadística histórica de producción y trabajos efectivos realizados para un campo petrolero, en este caso el Campo Colorado. Los porcentajes son dados basándose en la experiencia de los profesionales implicados en el desarrollo de éste artículo, las diferentes propiedades y características del Campo Colorado, además de los artículos consultados y relacionados con el tema los cuales se citan en la bibliografía.

La Metodología desarrollada se ajusta a los requerimientos de los pozos del Campo Colorado, la cual será de gran utilidad e importancia en aras de reactivar o llevar a un nivel superior la producción de crudo de dicho Campo Maduro y con la posibilidad de ser aplicada a muchos de los campos que actualmente se encuentran en producción en Colombia.

1. MARCO TEÓRICO.

1.1 REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

A través de la vida productiva del pozo se presentan ciertas alteraciones en la productividad esperada debidas a factores de la formación, a características del fluido, al estado mecánico del pozo, etc. todo trabajo que se haga para corregir estas alteraciones con el objetivo de recuperar o mejorar la productividad se conoce como reacondicionamiento o mantenimiento de pozos (Workover).

Actualmente en el desarrollo de trabajos de tipo Workover, si bien se obtienen resultados aceptables, la no planeación coordinada en cuanto a los factores que intervienen en estos procesos pueden retrasar una operación de este tipo, dando como resultado una demora en la toma de decisiones afectando los resultados de las operaciones que son básicas y necesarias para el buen funcionamiento de un Campo productor de hidrocarburos. Por ende se deben optimizar dichos procesos teniendo en cuenta la prioridad de los mismos, considerando la mayor cantidad de factores que intervienen en los trabajos con lo cual se logra una eficiencia en la planeación y ejecución dando resultado óptimos.

En general durante la vida productiva de un Campo siempre se presentan problemas en los pozos los cuales podemos clasificar en problemas mecánicos, problemas en el yacimiento.

1.1.1 Problemas Mecánicos.

Son causados básicamente por anomalías en equipos y herramientas utilizadas en el completamiento del pozo, como también del sistema de producción (daños en el

revestimiento, fugas, obstrucciones en la tubería, fugas en los empaques, en cualquier tipo de herramientas presentes desde el fondo hasta cabezas de pozo, en el equipo de levantamiento de gas, etc.

1.1.2 Problemas en los alrededores de la cara del Pozo.

El efecto de daño de la formación (Skin Effect) junto con las filtraciones en las zonas productoras son característicos en la cara del pozo los cuales son asociados a uno o varios problemas mecánicos; es necesario conocer las características de la zona productora (presión, grado de consolidación, y sensibilidad al daño) en la mayoría de trabajos realizados de reacondicionamiento no se tiene en cuenta este factor causando el fracaso de la operación.

1.1.3 Problemas en el Yacimiento.

Estos están relacionados directamente con la invasión de fluidos extraños hacia la zona o zonas productoras tales como un frente de agua o la confinación de agua o gas los cuales forman barreras de no flujo del fluido interés desde el yacimiento hacia el pozo en los cuales se obtienen grandes porcentajes de fluidos indeseados. Dependiendo del tipo de daño presente en un campo petrolero más específicamente en sus pozos además de analizar la formación de estos junto con el tiempo requerido para remediarlos y considerando la mejor forma de eliminarlos de forma efectiva se han clasificado los trabajos de workover en menores y workover mayores.

1.1.4 Equipo Convencional¹.

El desarrollo de dichos trabajos se realiza con equipos convencionales de Workover los cuales son fáciles de transportar, además poseen sistemas

¹ ECOPETROL S.A. Manual de Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos, Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) 2005.

hidráulicos de elevación, junto con características tales que le permiten realizar cualquier tipo de trabajo dentro del campo como varilleo y servicios de tubería.

También algunos trabajos de servicio a pozos son realizados con cable de acero con lo cual se disminuyen los tiempos del trabajo, tales como remoción de obstrucciones en la tubería de producción, remoción de costras de parafina, destapado de la tubería y perforaciones, cambio de válvulas del tipo de levantamiento artificial.

Se suele aprovechar el tiempo gastado en la realización del trabajo para solucionar otros problemas presenten que en el futuro pueden impedir el buen funcionamiento del pozo tales como cambio en el completamiento para futuras operaciones de operación y producción además de daños en la cara del pozo o en el propio yacimiento; los cuales minimizaran los grandes costos de cierre del pozo y minimizara el tiempo para futuras operaciones.

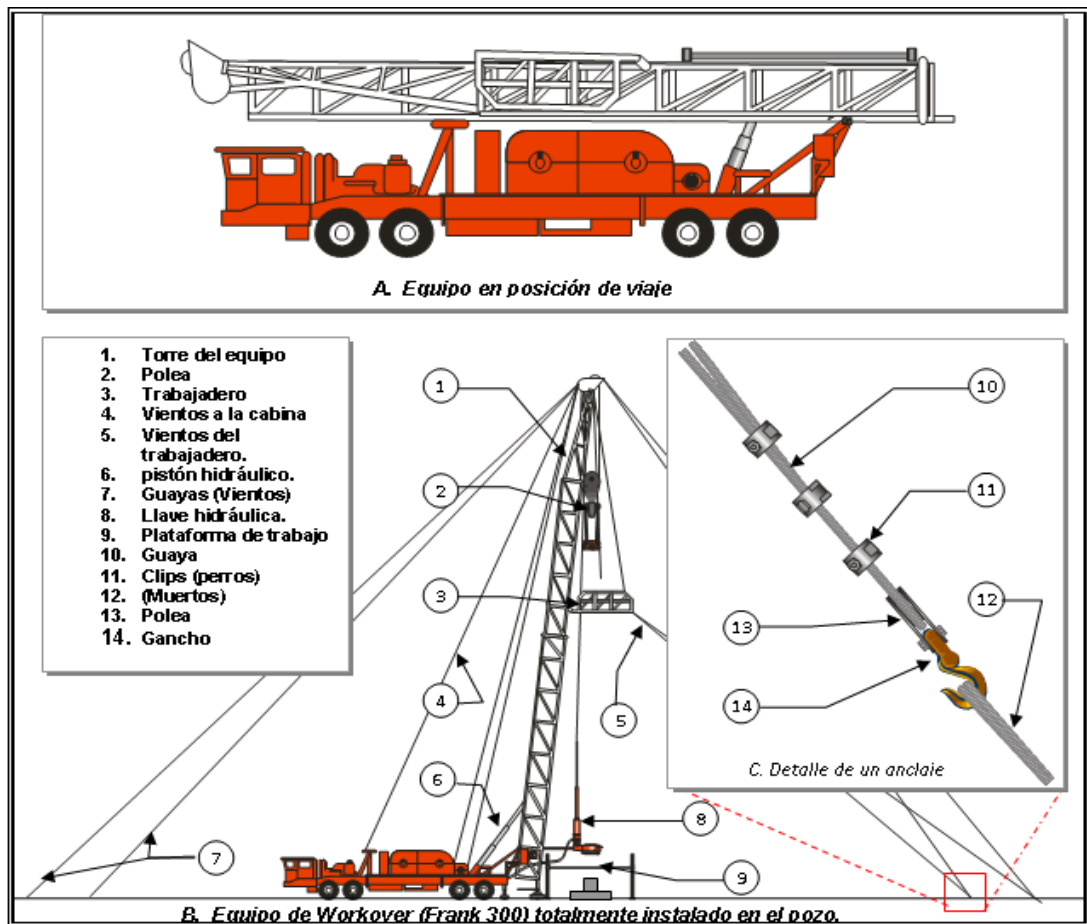
La selección del equipo depende directamente de la capacidad del mismo en cuanto a la ejecución del trabajo; los equipos comúnmente usados por la Gerencia Regional Magdalena Medio dadas las características de sus Campos como el Campo Colorado son:

Equipo de Workover (Frank 300 – 0165).

- Marca: FRANKS.
- Modelo: 300.
- Fecha adquisición: 1977.
- Distancia del Bomper trasero al centro del pozo: 11'1".
- Cable del malacate principal: 1".
- Cable de Sand line: 9/16".

- Capacidad en libras: 215000.
- Capacidad en pies (para Drill pipe de 2-7/8"): 8300.
- Altura de la torre (en pies): 96.
- Altura del trabajadero de tubería (en pies): 55.
- Trabajadero de varillas: 78' (No instalado).
- Tubería en: Dobles.
- Equipo de rotación: Mesa Rotaria Incorporada.
- Sistema hidráulico del power swivel: Incorporado.

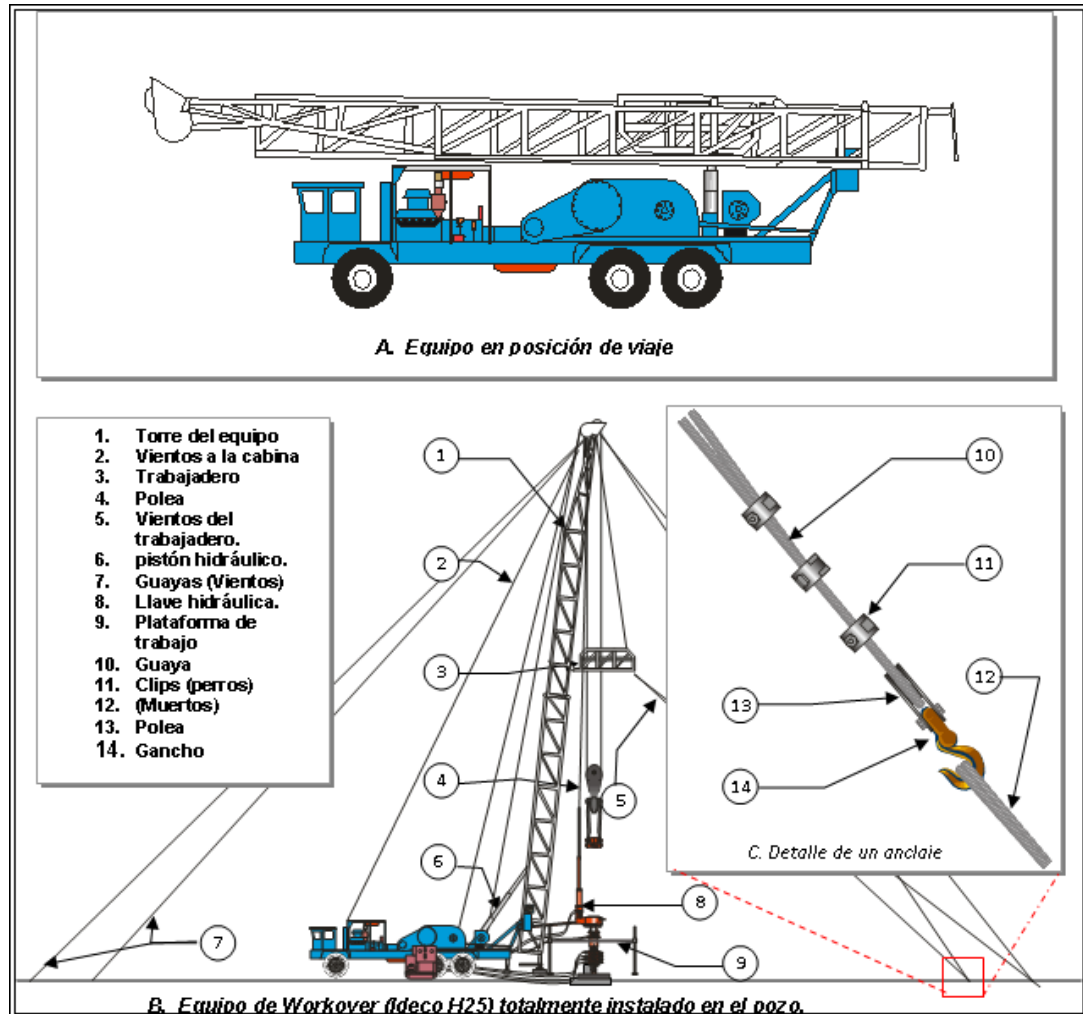
FIGURA 1. Equipo de Workover (Frank 300 – 0165).



Fuente: Manual de Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) 2005.

Equipo de Workover (IDECO H25 CD).

FIGURA 2. Equipo de Workover IDECO H25 CD.



Fuente: Manual de Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) 2005.

- Marca: IDECO.
- Modelo: H-25.
- Fecha adquisición: 1970.
- Distancia del Bomper trasero al centro del pozo: 9,20'.
- Cable del malacate principal: 7/8".

- Cable de Sand line: 9/16”.
- Capacidad en libras: 120,000.
- Capacidad en pies (para Drill pipe de 2-7/8”): 4,500.
- Altura de la torre (en pies): 90.
- Altura del trabajadero de tubería (en pies): 55.
- Trabajadero de varillas: No instalado.
- Tubería en: Dobles.
- Equipo de rotación: No Instalado.
- Sistema hidráulico del Power Swivel: No instalado.

1.2 WORKOVER MENORES².

También son llamados servicios a pozos (Well Service), son aplicados de forma periódica en pozos tanto inyectores como productores y su función básicamente es solucionar problemas mecánicos tales como:

- Lavado de arena.
- Reparación de colapsos.
- Pruebas de revestimiento (Taponamiento de rotos en el Casing y búsqueda de los mismos).
- Pruebas DST.
- Lavado de perforaciones.
- Fallas de equipo y herramienta de subsuelo.

² Trejos H,E. (2008) Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover. (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

- Formación de parafinas que taponan las perforaciones.
- Operaciones de pesca (tuberías, cables, llaves, conos, empaques y/o cuñas, etc.). Raspadores de revestimiento (Casing).

En general los trabajos de Workover menores se fundamentan en la remoción de elementos extraños dentro del pozo los cuales causan bajas considerables en la producción de los pozos causando sobre-costos si no son tratados de forma inmediata.

Sin embargo no existe una división marcada en cuanto a la clasificación de los trabajos de Workover ya que algunas trabajos de reacondicionamientos menores (Well Service) pueden convertirse en trabajos mayores dependiendo del desarrollo de la operación y los problemas presentes en la aplicación de los mismos.

1.3 WORKOVER MAYORES³.

Son conocidos como trabajos de reacondicionamiento de pozos, y se desarrollan básicamente para incrementar las ganancias y las reservas recuperables por medio de la estimulación de pozos o simplemente para acelerar los ingresos. Estos trabajos también son llevados a cabo en pozos productores o inyectores con la cual se quiere alcanzar:

- Incrementar la producción del pozo (Cañoneo y recañoneo).
- Restaurar la producción en pozos afectados por agotamiento del yacimiento, aumentar las reservas mediante el sello de zonas en las cuales fluye agua de invasión y el re-completamiento de zonas libres de agua.

³ Trejos H.E. (2008) Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover. (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

- Prevenir el influjo de agua en zonas libres de ésta por medio del taponamiento de zonas con un alto corte de agua.
- Mejorar el influjo de agua en pozos de inyección mediante la apertura de nuevas zonas selectivas.
- Incrementar la producción aislando zonas con excesiva producción de gas en pozos de aceite.
- Permitir un control dinámico de aceite, el gas y el agua en varias zonas o capas de cada pozo en yacimientos estratificados.
- Evaluar el potencial de zonas productoras por medio de completamientos múltiples y la apertura de nuevas zonas.

Los trabajos de Workover permiten solucionar los problemas cerca de la cara del pozo, sin embargo algunos de los problemas relacionados con el yacimiento en pocas ocasiones se solucionan con un Reacondicionamiento por lo cual se acepta su presencia formando parte de las características propias de la formación; los problemas más comunes tratados son:

- Producción excesiva de arena en pozos de gas o de petróleo (uso de tubos ranurados o malla, empaquetamiento con grava, con cáscara de coco o nuez recubiertas con plástico, consolidación de granos sueltos por medio de resinas y plásticos).
- Producción de fluidos como agua o gas (cementación correctiva, re-completamiento del pozo).
- Operaciones especiales aplicadas en la solución de problemas de la cara del pozo y los alrededores del pozo (tratamiento químico, tratamiento con ácido, fracturamiento, lavado con fluidos especiales).

En general todos los trabajos que involucran un cambio, ya sea en el estado actual del completamiento o en las condiciones iniciales de la formación, son considerados como trabajos de reacondicionamiento de pozos (Workover Mayores).

1.4 PROCEDIMIENTO PARA DESARROLLAR TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS (WORKOVER).

Existen muchas técnicas aplicadas al desarrollo de cada operación y estas varían dependiendo tanto del quipo utilizado y la experiencia del personal encargado del progreso del trabajo; el logro de alcanzar los objetivos trazados radica básicamente en la experiencia adquirida durante cada proceso.

Por tanto es de gran importancia conocer de forma detallada cada uno de los posibles comportamientos del equipo utilizado en el desarrollo del procesos; los cuales intervienen directamente en cada operación tanto en Workover menor (servicios a pozos) como en Workover mayores (reacondicionamiento de pozos); analizando también cada uno de los problemas que se pueden presentar y poder evaluar técnicas para su control y eliminación, en general se describirán las ventajas del uso habitual de las herramientas para cada uno de éstos trabajos dándolos como un acercamiento a los que sean aplicables al Campo Colorado.

La importancia de éste tipo trabajos es básicamente disminuir el tiempo en el desarrollo de las operaciones, conociendo las características generales y evitar o controlar situaciones inesperadas y maximizar el uso del equipo.

También en cada uno de los procedimientos, es importante realizar reuniones pre-operaciones donde se describan detalladamente los alcances y objetivos a realizar, junto con la información pertinente del pozo a tratar (estado mecánico del pozo) y datos básicos como: Campo, pozo, equipo utilizado, profundidad total,

elevación terreno, elevación mesa rotaria, tipo de fluido de control, etc. Gracias a ésto cada individuo que forma parte del equipo (cuadrilla, supervisores, encargados de ejecución), sabrá que debe hacer en el desarrollo de los trabajos, junto con las normas de seguridad pertinentes.

1.5 OPERACIONES DE WORKOVER MENORES.⁴

1.5.1 Procedimiento de Pesca (tuberías, cables, llaves, conos, empaques y/o cuñas, etc.).

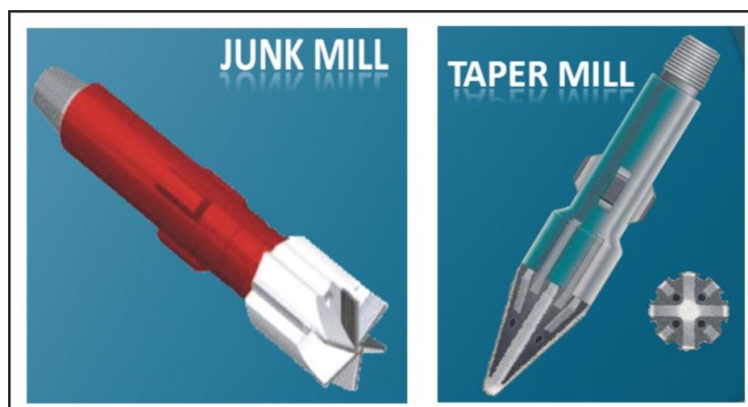
Existen varias técnicas en el desarrollo de la actividad, en general siempre dependen del quipo disponible y del tipo de pescado a recuperar, a continuación se describen las ventajas del equipo frecuentemente utilizado; sin embargo se recomienda utilizar equipos que cumplan normas API y no aquellos desarrollados de forma “artesanal”.

1.5.1.1 Junk Mill y Taper Mill.

Los Taper Mill son usados para limar o moler tubería dañada que ha quedado como pescado entre el pozo. La herramienta es fabricada de aleación especial de acero para larga duración, dureza y abrasión, su forma punteada lo hace muy versátil para la pesca; también para abrir ventanas en el revestimiento (caising) cuando se desee. Por otro lado los Junk Mill son comercializados en dos tipos: el regular (para moler conos de brocas principalmente) y el Heavy Duty. La operación de reparar colapsos con el Taper Mill a menudo requiere el contínuo cambio en el tamaño de éste, iniciando con tamaños pequeños.

⁴ Trejos H,E. (2008) Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover. (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

FIGURA 3. Junk Mill y Taper Mill.



Fuente: Trejos H,E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

1.5.1.2 Whipstocks.

También son llamados comúnmente cucharas desviadoras; se colocan en el fondo del pozo o en la parte superior de un tapón de cemento de alta resistencia, pero algunos se colocan en hueco abierto y su uso es básicamente para la perforación direccional, cambiar la orientación del pozo, para enderezar huecos curvados o para Sidetracking. Su objetivo es mejorar el completamiento existente, el cual presenta problemas operacionales tales como pescados no recuperados, logrando impedir su abandono debido principalmente a que ésta herramienta deja gran parte del pozo en buen estado para realizar un posible direccionamiento

FIGURA 4. Whipstocks.



Fuente: Trejos H,E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

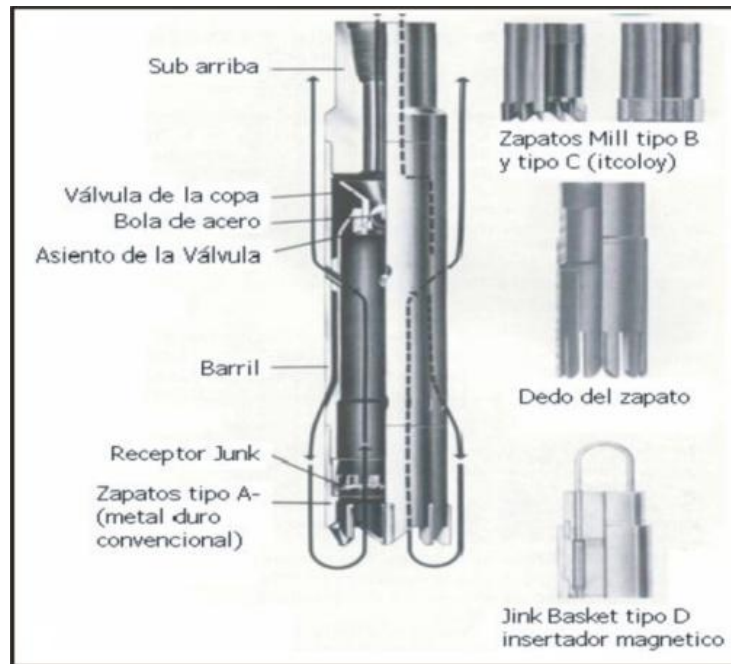
1.5.1.3 Junk Baskets Sub.

Su objetivo principal es recuperar trozos de chatarra que quedan en el fondo del pozo procedientes de dientes de brocas, trozos de conos, pedazos de empaques u otro material ajeno existente en el pozo.

Se suministra como Full Strength (máxima resistencia) para trabajo duro, por éste motivo la camisa exterior no va soldada sino enteriza, es corrida generalmente encima de una broca, Junk Mill o Taper Mill.

La operación de pesca con esta herramienta se basa en moler progresivamente la chatarra y al mismo tiempo bombeando y parando de bombear, con lo cual se consigue que los restos salgan durante la operación y no al final de la misma como con en Junk Mill o Taper Mill.

FIGURA 5. Junk Baskets Sub.



Fuente: Trejos H,E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

1.5.1.4 Taper Taps y Die Collars.

Son herramientas demasiado simples en su construcción, pero muy efectivas en operaciones de pesca principalmente de tuberías. Sus dientes generalmente maquinados en “v” y en forma rustica permiten un agarre efectivo y penetrar bastante en el pescado. Ambas herramientas permiten circular mientras se está operando.

FIGURA 6. Taper Taps y Die Collars.



Fuente: Trejos H,E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

1.5.1.5 Scraper.

También llamados raspadores de revestimiento (Casing) se utiliza para remover obstrucciones en las paredes internas del revestimiento y para calibrar este antes de bajar empaques, la construcción de esta herramienta permite trabajarlo bien sea con rotación o con reciprocación. Generalmente se corre con la caja hacia abajo y si se desea se coloca debajo de el una broca, por razones practicas se recomienda en forma general que se trabaje reciprocándola únicamente.

FIGURA 7. Scraper.

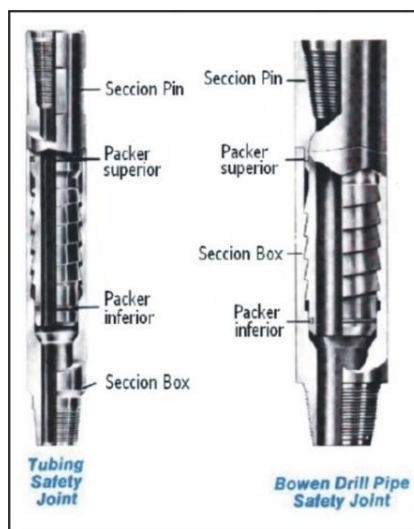


Fuente: Trejos H,E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

1.5.1.6 Bowen Releasing Spears.

Esta herramienta es muy usada para pescar internamente tuberías, generalmente drill pipe (se puede aplicar también a Tubing), se compone principalmente de un mandrill, una grapa, un ring y una tuerca.

FIGURA 8. Bowen releasing spears



Fuente: Trejos H,E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

1.5.1.7 Procedimiento Back-off.

Consiste en recuperar tubería pegada dentro del pozo, existen dos formas de realizar la operación:

- **Mecánico:** Requiere de personal experto y funciona tanto en hueco abierto o entubado.
- **Convencional (STRING SHOT):** Básicamente utiliza unidad tipo Wireline, barras de peso, varillas metálicas y cuerdas explosivas (Prime-Cord).

1.5.1.8 Reparación de Colapsos.

Causadas por aumentos de presión sobre la tubería o revestimiento, se requiere básicamente de Taper Mill, Drill-Collars, tubería (Tubing o Drill-Pipe).

Para comprobar si no hace falta corregirlo aun más; es necesario bajar con otro Tapper Mill de mayor diámetro y repetir la operación cuantas veces sea necesario a través del sitio del colapso.

Por otro lado, no se hace mención acerca de circular el pozo mientras se repara el colapso, debido a que muchos pozos no retornan el fluido bombeado (generalmente agua). Debe recordarse además que el imán o magnetos no atraen el tungsteno, solamente recogen partículas o limaduras de Casing (acero).

Cuando el Flat-bottom Junk Mill se usa para reparar colapsos, en muchos casos deteriora más el revestimiento (Casing), pues lo desgarrar. Cuando se reparan colapsos generalmente queda roto el revestimiento (Casing).

FIGURA 9. Tapper Mill.



Fuente: Trejos H,E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

1.5.1.9 Procedimiento tipo Sandline.

Es una operación que básicamente busca recuperar líneas de cable las cuales se revienten dentro de la tubería de producción (Tubing), o también dentro del revestimiento (Casing) donde es más difícil recuperarlas.

Básicamente existen dos clases de pescadores: de cable o arpón; para tales operaciones como son el externo y el interno, los cuales se pueden bajar con varillas (Pumping Rods) o tubería.

Desarrollo de Operación:

- La operación de pesca consiste en bajar el arpón hasta donde encuentre obstáculo.
- Colocar de 200 a 1.000 Lbs.
- Rotar un poco a la derecha la sarta hasta obtener torque, sostener dicho torque y sacar la sarta, la cual contendrá la punta del cabe.

- Tomar la punta del cable y asegurarla con otro o una manila.
- Pasar esta por una polea de la corona de la torre y finalmente recuperar el cable.

Aunque la operación parece sencilla, a veces es bien difícil la pesca y entonces será necesario sacar el tubing para poder recuperar la punta del cable.

Es bueno tener presente que para poder enganchar el cable en el arpón (si este es el tipo externo), se debe tener o dejar capacidad para que los ganchos pasen por delante del cable, es decir que se cumpla.

$$\text{OD (ARPON)} + \text{OD (CABLE)} = \text{ID (TUBERIA)}$$

Donde:

OD = diámetro externo.

ID = diámetro interno.

1.5.7 Lavado de Arena.

Causada en pozos tanto productores como inyectores, causadas por formaciones poco consolidadas las cuales causan un flujo de las mismas hacia el pozo.

Se han desarrollado varios métodos para controlar dicho problema, uno de ellos y el más utilizado es el método de circulación, el cual puede ser en directa o reversa según el caso.

Finalmente después de hacer todo el lavado hasta el fondo se deberá bajar con raspador para retirar costras y otros obstáculos de las paredes del revestimiento (Casing).

Cuando los pozos arenados no retornan por más que se incremente la tasa de bombeo es necesario usar la bomba Cavins o Midco. Estas bombas se bajan entre el pozo con la línea de swabeo y se trabajan por efecto de pistón e impulso que golpea contra el banco de arena: en forma general están compuestas de un barril y un pistón.

1.5.8 Pruebas DST de Pozos.

Desarrolladas para ayudar a evaluar el potencial del pozo, su importancia radica en la toma de decisiones en cuanto el completamiento que se debe realizar en el pozo. Se debe tratar que en la prueba DST se obtenga la máxima información en el menor tiempo posible, existen básicamente dos tipos de pruebas:

- Pruebas en hueco abierto.
- Pruebas en hueco entubado.

1.5.9 Operación de SWABEO.

Su propósito es limpiar o destapar perforaciones y estimular el pozo, al retiarle peso a la columna hidrostática que ocupa la tubería de producción (Tubing), básicamente consiste en retirar los fluidos que contiene la tubería de producción. La operación se realiza en el pozo utilizando equipo, tanques de almacenamiento, tubería (Drill-Pipe o Tubing) y un empaque recuperable.

1.5.10 Pruebas de Revestimiento (Taponamiento de rotos en el casing y búsqueda de los mismos).

Son causados productos del desarrollo de otras operaciones en el pozo tales como: reparaciones de colapsos con Taper Mill, los cuales como efecto indirecto pudo haber roto el revestimiento (casing), son llamadas CASING LEAK-OFF.

También en pozos viejos causado principalmente por la corrosión desarrollada durante la vida de producción del mismo.

Desarrollo de Operación:

- El método consiste en sentar el empaque recuperable lo más abajo posible y presionar bombeando por entre la tubería con presiones de 500 a 2000 psi.
- Se presionan unos 5 o 10 minutos y se observa si la presión se mantiene o no. En esa misma posición sin desasentar el empaque, pero después de liberar la presión, se presiona por el anular para chequear el intervalo que queda encima del empaque recuperable hacia arriba hasta chequear todo el Casing e identificar todos los rotos.

1.5.6 Taponamiento de la Tubería de Producción (tubing), el Agujero y las Perforaciones⁵.

Cuando se detecta una baja en la producción de los pozos de cualquier Campo productor de hidrocarburos con sistema artificial y una historia de producción alta, la primera consideración que se debe tener en cuenta es verificar la operación eficiente de ese sistema. Se debe evaluar las líneas de flujo, la tubería de producción, el agujero y los disparos.

Básicamente un cambio en la tubería de producción, o las líneas de flujo de superficie suelen solucionar el problema, si una vez abordado dicho problema no se nota un incremento de la producción del pozo, generalmente se recomienda abrir cada disparo con aceite o agua limpia. Si los disparos están obstruidos con

⁵ PEMEX. Manual de perforación 2004. Terminación y mantenimiento de pozos. Cap. 9, p. 82..

incrustaciones solubles en ácido, es generalmente aconsejable re-disparar y tratar con ácido o con otros productos químicos.

El taponamiento puede ser causado por material de trabajos previamente desarrollados en los pozos o características propias de la formación del Campo Colorado tales como:

Estimulación o finos, roca de formación, parafinas, incrustaciones, restos de pistolas, u otros detalles adicionales causados por trabajos realizados en los pozos; se suele resolver retirando y cambiando el tipo de sistema artificial de producción, sin embargo dependiendo del tipo de problema a tratar la solución varía en cada pozo candidato.

1.5.8 Depósitos de parafinas y asfáltenos⁶.

Además de las propiedades físicas y las condiciones de las formaciones productoras, uno de los problemas más graves presentes en el Campo Colorado es la concentración de depósitos orgánicos en áreas tales como, el agujero del pozo y la fuente de flujo.

Estos depósitos actúan como estranguladores en el pozo también reducen la producción y pueden parar completamente el flujo del aceite.

Esto puede causar fallas en las varillas, romper la tubería de producción, y desgastar partes de la bomba a menos que se tome alguna acción correctiva. Dos acciones comúnmente usadas son:

- Un programa ordenado para la extracción de los depósitos.

⁶ Halliburton. Services (HES - 2001). Procesos de estimulación de Pozos. Cap. 8. Estimulación Química. p. 48-54.

- El uso de algún tipo de inhibidor.

1.5.7.1 Parafinas⁷.

Las parafinas son generalmente inertes. Son resistentes a ser disueltas en ácidos base y agentes oxidantes. Esto dificulta remover los depósitos químicamente.

Dependiendo de las condiciones donde los depósitos de parafina fueron formados, estas tienen diferentes formas físicas. Estas formas incluyen depósitos de blandos a duros, quebradizos. Igualmente los depósitos de parafinas incluyen otros materiales tales como escalas, partículas de arena, o asfáltenos. Los problemas de las parafinas se encuentran en casi todas las áreas de producción de aceite.

Algunas áreas son más afectadas que otras. La gravedad de los problemas de deposición varía de acuerdo a los yacimientos en el área misma y entre pozos en el mismo yacimiento. La gravedad es difícil de estimar hasta que no pueda ser controlada por las técnicas de producción normal.

1.5.7.2 Punto de nube y punto de fluidez⁸.

La medición del punto de nube y fluidez, son generalmente utilizados para referirse a la habilidad del crudo de mantener la parafina en solución. Estas mediciones son experimentales, que dan una idea de donde y cuando la parafina puede causar problemas.

El punto de nube es definido como la temperatura donde la parafina comienza a precipitarse en la solución. Si el líquido o el aceite crudo es lentamente enfriado por abajo del punto de nube sin agitación, pequeños cristales de cera forman

⁷ Halliburton. Services (HES - 2001). Procesos de estimulación de Pozos. Cap. 8. Estimulación Química. p. 48.

⁸ Ibid. p. 48

gradualmente un enlace en cadena que soportan el líquido. Finalmente se alcanza una temperatura, donde el aceite no fluye cuando se incline a una posición horizontal en una botella. A esto se le designa como el punto de fluidez. Éste punto tiene más significado cuando se trata de aceites crudos. Generalmente, entre más elevado sea el punto de nube o el punto de fluidez de un aceite, la parafina en el aceite es menos estable.

1.5.7.3 Factores que afectan la remoción de la parafina⁹.

La remoción de parafina es ocasionada principalmente debido a la reducción en la cantidad de parafina que puede ser disuelta en el petróleo crudo. La pérdida de solubilidad puede ser causada por diferentes factores. Algunos de los factores más importantes son tratados a continuación:

1.5.7.3.1 Temperatura.

En la mayoría de las soluciones, a medida que se disminuye la temperatura, el material disuelto en el fluido comienza a separarse de la solución, esto también sucede en las parafinas. A medida que se produce el petróleo, su temperatura puede disminuir por varias razones:

- Por el enfriamiento producido debido a la expansión del gas que pasa a través de un orificio o restricción (estrangulador).
- Por el enfriamiento producido como resultado de la expansión del gas, forzando el aceite a través de la formación y levantándolo a la superficie.
- Por el enfriamiento producido por la pérdida de calor del aceite y gas de las formaciones a medida que fluye desde el fondo del pozo hacia la superficie.
- Por el enfriamiento producido por el gas disuelto que comienza a ser liberado de la solución.

⁹ Halliburton. Services (HES - 2001). Procesos de estimulación de Pozos. Cap. 8. Estimulación Química. p. 49-53.

- Por el enfriamiento producido por la producción de agua.
- Por el enfriamiento o pérdida de volumen debido a la evaporación de los constituyentes más livianos.
- Por el enfriamiento en las líneas de flujo del aceite debido a la pérdida de calor hacia al medio ambiente (especialmente en invierno).

1.5.7.3.2 Presión

La presión ayuda a mantener el gas y los constituyentes livianos disueltos en el aceite crudo. Si la presión del cabezal del pozo es la misma que la presión de la formación, la parafina probablemente no causa ningún problema.

Sin embargo, el aceite no fluye a menos que exista algún tipo de caída de presión. La mayor parte de la caída de presión ocurre cerca del fondo del pozo. A medida que la presión cae, el aceite y el gas se expanden y enfrían. El mayor enfriamiento ocurre generalmente en la superficie (cara) de la formación.

1.5.7.3.3 Pérdida de los constituyentes volátiles del crudo.

Generalmente, las partes livianas de un crudo son las que disuelven la mayoría de las parafinas. La pérdida de esos constituyentes livianos reduce la cantidad de parafina que el aceite puede mantener en solución a una temperatura específica.

La evaporación de los constituyentes volátiles en aceite crudo, tienden a reducir la temperatura del aceite.

Lo anterior se debe al calor requerido para cambiar los constituyentes del líquido, de líquido a vapor. Este efecto no es tan importante como el anteriormente mencionado la pérdida de solubilidad.

Debido al historial prolongado de producción de los pozos del Campo Colorado, los constituyentes livianos son constantemente removidos del aceite, aún dentro de la formación; entonces, el aceite comienza a saturarse con parafina antes de abandonar la formación. Por esta razón, algunos problemas de deposición de parafinas se vuelven más graves a medida que el pozo ha producido durante más tiempo.¹⁰

1.5.7.3.4 Partículas suspendidas en el crudo.

Como se mencionó anteriormente, la parafina comienza a separarse del crudo, cuando la temperatura del aceite se enfría y la parafina ya no esté estable en la solución. Existe alguna evidencia que los finos de la formación tales como arena y lodo a menudo aumentan el proceso de separación. Estas pequeñas partículas suspendidas en el crudo actúan como un pequeño núcleo para que las pequeñas partículas de cera formen grandes partículas, entonces estas se separan más fácilmente del aceite.

Los problemas de la parafina aumentan considerablemente cuando estos finos están presentes, especialmente debido a que los finos tienden a incrementar el volumen del depósito.

1.5.7.3.5 Condiciones que favorecen la deposición de la parafina¹¹.

Aunque la cera se pueda separar del aceite, la parafina no necesariamente se deposita en los materiales tubulares y otros objetos. La cera permanece probablemente suspendida en el aceite mismo. Esta situación ideal existe frecuentemente en algunos pozos que producen aceites con un elevado contenido de ceras, además experimentan pocos o ningún problema con la parafina.

¹⁰ Basado en ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), "Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado" 2003 p.88-91.

¹¹ Halliburton. Services (HES - 2001). Procesos de estimulación de Pozos. Cap. 8. Estimulación Química. p. 51-52.

Por otra parte, algunos aceites con un contenido “bajo” de parafina tienen problemas graves. A continuación se enumeran algunas condiciones que son favorables para la deposición de la parafina.

- El revestimiento alterno de la tubería y del drenaje del petróleo. A medida que se llena de petróleo la tubería y luego se drena, la película que queda en la superficie de la tubería se diluye y su movimiento se vuelve demasiado lento para transportar las partículas de cera.
- La presencia de una sola película de aceite en contacto con la tubería mientras el pozo está fluyendo.
- Cuando el petróleo entra en contacto con una superficie demasiado fría tal como la producción de aceite a través de zonas de agua. Esto estimula la formación de cristales de parafina para crecer directamente en la pared de la tubería. Se estima que la pérdida de calor en tubería en contacto con el agua es aproximadamente ocho veces más grande que cuando está en contacto con aire o tierra seca.
- Superficies ásperas en la tubería.
- Cargas eléctricas en diversos materiales del aceite crudo.

Estas condiciones que favorecen la deposición de parafina combinadas con un enfriamiento del aceite pueden provocar graves problemas.

1.5.7.3.6 Métodos utilizados para la extracción de depósitos de parafinas.¹²

Los métodos generalmente utilizados para remover las acumulaciones de parafinas pueden ser clasificados de la siguiente manera:

¹² Halliburton. Services (HES - 2001). Procesos de estimulación de Pozos. Cap. 8. Estimulación Química. p. 48.

- Remoción de parafina por medio del uso de equipos mecánicos.
- Aquellos que remueven la parafina por medio del uso de solventes que disuelven los depósitos.
- A través de calor, que funden la cera y la reducen a un líquido de manera que pueda ser extraída fácilmente con el aceite producido.

Los métodos mecánicos tales como: raspadores, ganchos y otras herramientas para la extracción de depósitos de parafina, ofrecen a menudo resultados satisfactorios cuando la acumulación de cera está en el pozo.

1.5.7.3.7 Aceite caliente.

Una de las técnicas más comunes utilizadas en los Campos para la extracción de depósitos de parafina, es disolver o fundir la acumulación cerosa con aceite caliente. Este método de extracción es simple. Un crudo alterno es circulado a través de intercambiadores de calor y bombeado dentro del pozo a temperaturas altas. Esto generalmente funde la acumulación de parafina en la sarta de producción. La parafina entonces se produce nuevamente con el aceite.

Algunos pozos son tratados con petróleo caliente a intervalos regulares que pueden variar de 2 a 4 semanas o más.

Existen algunas evidencias que el aceite caliente podría ser perjudicial para la producción. El daño por parafina se produce cuando se utiliza una temperatura más alta que aquella de la formación para fundir la cera de la parafina. A medida que el aceite caliente circula, algo del líquido que contiene una elevada concentración de parafina podría filtrarse dentro de la zona de producción donde después se enfría a la temperatura de la formación. Cuando se sospecha este tipo

de daño, son requeridos a menudo varios lavados con un buen solvente de parafina para eliminar la cera de la matriz de la formación¹³.

Muchos depósitos de parafina contienen sólidos no orgánicos tales como productos corrosivos, escalas y finos de la formación.

Estos sólidos pueden componer hasta un 60% de los depósitos de la parafina. Si la parafina es derretida por el aceite caliente, los sólidos pueden ser empujados hacia dentro de la matriz de la formación y crear otra fuente de daño.

1.5.8 Sistemas acuosos para la extracción de parafinas¹⁴.

Ciertas sustancias químicas a base de agua han sido utilizadas para extraer los depósitos de parafinas. Estas sustancias químicas, cuando son agregadas al agua, tienen la capacidad de remover los depósitos orgánicos acumulados y de dispersarlos para hacer su extracción más fácil.

1.5.8.1 Solventes.

El uso de solventes para remover los depósitos de parafina es cada vez más común en el campo petrolero.

La práctica usual ha sido el disolver las acumulaciones de parafina utilizando solventes de hidrocarburos livianos tales como: gasolina blanca, gasolina, combustible Diesel, etc.

Estos solventes son muy efectivos para la disolución de parafinas.

¹³ Halliburton. Services (HES - 2001). Procesos de estimulación de Pozos. Cap. 8. Estimulación Química. p. 52.

¹⁴ Ibid p.52-53.

1.6 PROCEDIMIENTO PARA WORKOVER MAYORES¹⁵.

Son más costosos que los servicios de pozos (Workover menor) y comprenden una amplia aplicación en el pozo.

1.6.1 Producción Excesiva de Arena.

Es causada principalmente por formaciones petrolíferas las cuales se componen por arenas no consolidadas (sin material cementante secundario) causando que todo el bloque de arena se derrumbe o fluya hacia el pozo junto con el aceite.

Otras están parcialmente cementadas y sufren desintegración variable causada por efecto de flujo de aceite y gas a través de ella, existen varias técnicas para el control de arenamiento llamadas técnicas tipo puente; entre ellas están:

1.6.3 Tubos Ranurados (LINERS) o Malla.

1.6.2.1 Consideraciones generales.

- Análisis de tamiz.
- Completamiento de pozo (técnica usada, fluido de completamiento, tasa de flujo).
- Tamaño y tipo de ranura u orificio.

1.6.2.2 Localización.

- En hoyos abiertos extendiéndose por debajo del revestimiento (casing).
- Dentro del revestimiento opuesto a las perforaciones.

¹⁵ Trejos H.E. (2008) Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover. (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

- Suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción (tubing).
- Como parte permanente en el extremo del revestimiento (sarta combinada).

1.6.2.3 Limpieza de los liners.

- Explosión pequeña (string shot); limpia con una fuerza de adentro hacia fuera del liners y por vibración generada.
- Lavado a presión; usa copas especiales de caucho para aislar las ranuras y presión de bomba para limpiar de adentro hacia fuera
- Succión o lavado hidrostático; usa las mismas copas de caucho y utiliza la cabeza hidrostática del fluido en el espacio anular.

1.6.3 Empaquetamiento Con Grava o Arena.

1.6.3.1 Consideraciones generales.

- Relación correcta del tamaño de los granos de grava o tamaño de las partículas de arena de la formación.
- El liner debe tener ranuras lo suficientemente pequeñas de tal forma que puedan impedir el paso de los granos de grava.

1.6.3.2 Espesor del empaquetamiento.

- Gracias a la utilización de este método se ha demostrado que el espesor del empaquetamiento no debe ser muy grande para bloquear la entrada de arena al pozo (aproximadamente un espesor de 4 o 5 veces el diámetro de los granos de grava).

- Se acostumbra a dejar una reserva de grava en el espacio anular entre el revestimiento y la parte superior del liner (liner ciego).

1.6.3.3 Colocación de la grava.

- La existencia de un sedimento (cake) sobre la formación forma una barrera impermeable entre dos caras permeables (formación y grava), teniendo como consecuencia una baja en la producción.

1.6.3.4 Cañoneo del revestimiento (casing).

- El tamaño de las perforaciones es importante si se desea empaquetar detrás del revestimiento (sin liner). Si el pozo es viejo se recomienda recañonear con bala o chorro a un tiro por pie ya que de esta forma obtenemos orificios mayores los cuales permiten el paso de la grava.

Una vez analizado cada una de las características a tener en cuenta el equipo encargado (cuadrilla, supervisor, ejecutores) debe decidir cual método es el mejor a utilizar dadas las condiciones tanto del pozo como de la cara del mismo; los métodos más utilizados son:

1.6.3.5 Dentro del revestimiento y usando liner.

- Método de circulación y reversa.
- Método de fluidos cruzados (Cross Over).
- Método de lavado hacia abajo (Wash Down).
- Método medio viaje (Half Trip).

1.6.3.6 En hoyo desnudo y usando liner.

Básicamente utiliza los métodos descritos en el numeral anterior, pero el más utilizado son los métodos de lavado hacia abajo y fluidos cruzados.

Desarrollo de Operación (Wash Down):

- Se desplaza el lodo con agua salada, se lavan las paredes de la formación, se coloca la grava rápidamente en el fondo del pozo y se baja el liner por medio de circulación directa hasta el sitio exacto.
- Después de empacar el pozo, el liner y la grava se deben lavar bien con agua salada.

1.6.3.7 Sin liner (Sand Parking).

Consiste en desplazar la arena para situarla totalmente por fuera de las perforaciones del revestimiento. El desarrollo de operación es el siguiente:

- Usando tubería de producción, unión y empaque de circulación se inyecta a presión (con o sin ruptura de formación) la arena se trasporta a través de las perforaciones en el revestimiento, se limpia el pozo del exceso de arena y se pone de nuevo en producción.

1.6.3.8 Uso de colgadores (Hangers) y empaques.

Permite sostener el liner del revestimiento y aísla el espacio entre ellos (en la mayoría de operaciones se suele omitir).

Básicamente consiste en la utilización de la reserva de grava de unos 25 a 40 pies, dejada en el espacio anular la cual cierra el paso de los fluidos y hace las

veces de empaque; sirve después de haber realizado trabajos de empaquetamiento de liner para asegurarlo firmemente.

1.6.3.9 Aplicaciones especiales.

Son utilizados para canalizar agua o gas las cuales son causadas por formaciones que producen gran cantidad de arena la cual crea canales en la zona, básicamente el empaquetamiento con grava resuelve el problema además de regular el flujo de fluidos.

1.6.5.9.1 Empaquetamiento Con Cáscaras de Nuez o Coco (Recubiertas con Plástico).

Son desarrollados básicamente dos métodos para aplicar dichos trabajos:

- Uso de fluido penetrante (con alguna pérdida de filtrado) y bajas presiones de inyección.
- Uso de altas presiones en el bombeo de la mezcla, para fracturar la formación y colocar las cáscaras de nuez dentro de la fractura creada.

Una de las ventajas de este método es su afinidad con el plástico no endurecido además de su empaquetamiento irregular y de alta permeabilidad, su densidad es aproximadamente la mitad de la densidad de la arena o grava ahorrando costos ya que una libra de cáscaras de nuez ocupa un volumen igual al doble del ocupado por las otras.

En el desarrollo de este método se encontró que el mejor plástico para la cementación de las partículas de cáscaras de nuez es Fenol formaldehído (se puede utilizar con temperaturas entre 70 y 280 F).

Para el desarrollo de la aplicación se utiliza las mismas herramientas utilizadas en un fracturamiento hidráulico (tubería de cola, empaque y unión de circulación).

Tiene grandes ventajas entre las cuales se encuentra su fácil aplicabilidad (igual a los trabajos de fracturamiento hidráulico), un gran aumento en la producción, (aplicable a pozos productores de varias zonas), no utiliza liner.

1.6.5.9.2 Consolidación de Granos Suelos por Medio de Resinas y Plásticos.

Consiste básicamente en la inyección de agentes químicos (resinas, plásticos, solventes, catalizadores) con el objetivo de cementar o consolidar los granos de la arena entre sí.

Se requiere que las perforaciones no estén taponadas y que la formación sea limpia y permeable, además tener en cuenta los rasgos característicos de cada pozo a los cuales se les desea realizar el trabajo (presión de fondo, temperatura de fondo, historia de otros trabajos tales como fracturamientos, limpiezas, cementaciones remediales, otros), también análisis de los corazones o registros y estado mecánico.

Desarrollo de Operación:

- No es necesario tener un equipo especial aunque algunas veces se debe utilizar unión de circulación, empaque y tubería de cola.
- Se desplaza el fluido del pozo con aceite limpio para evitar la contaminación del plástico con agua o lodo.
- Con la tubería de producción situada a los alrededores del pozo con petróleo y desplazar el agua que pueda existir en la vecindad.

- Se bombea el plástico hasta situarlo en el fondo de la tubería y en el espacio anular por encima de las perforaciones superiores.
- Se cierran las válvulas de la cabeza del pozo (espacio anular) y se inyecta a presión en la formación la cantidad remanente de plástico. Se inyecta crudo por la tubería y el espacio anular para desplazar el plástico totalmente fuera del pozo hacia la formación.

1.6.6 Producción de fluidos (agua o gas).

Causada por la entrada de agua procedente de la formación hacia el pozo, responsable de bajas considerables en la producción, dichos problemas operativos se presentan en cualquier etapa de vida productiva del pozo, las principales causas que producen la entrada del agua al pozo son:

- Canalizadores: causada por la canalización del agua por detrás del revestimiento procedente desde un acuífero hasta la zona productora.
- Escapes en el revestimiento (casing): causada principalmente por corrosión del agua con alto contenido de sulfatos.
- Tipo de empuje: causados en yacimientos con empuje de agua (Water Drive).
- Falla en los sistemas de exclusión primario.

Una forma de obtener indicios del sitio donde ocurre la entrada de agua hacia el pozo son los análisis respectivos hechos durante las perforaciones o a través de las pruebas de formación. Otro factor, es el análisis de los registros eléctricos o de cementación (Cement Bond Log), también tomando la medida de resistividad de los fluidos dentro del pozo a través de electrodos y un cable de transmisión directa.

Los sistemas de control para exclusiones de agua dependen básicamente del sitio donde ocurre la entrada de ella, y su relación con las formaciones productoras; se suelen utilizar retenedores y la aplicación de trabajos de cementación correctiva.

También estas técnicas son utilizadas para abandono de pozos o corregir cementaciones o re-cañonear zonas de interés.

- Los retenedores de cemento son constituidos por un cuerpo metálico, un empaque de caucho central y dos juegos de cuñas hacia los extremos colocados en sentido opuesto.
- Antes del desarrollo de esta operación se debe realizar pruebas de inyección (saber cuánto fluido ingresa en la formación).

1.6.7 Procedimiento de inyectividad¹⁶:

Previa ejecución de cualquier operación, no sólo para cementaciones correctivas, también si se desea hacer un fracturamiento hidráulico, es recomendado realizar éste procedimiento. Gracias a esta prueba se puede determinar los siguientes parámetros:

- Gradiente de fractura.
- Número de perforaciones abiertas.
- Localización de las zonas no tratadas.
- Altura de la fractura.
- Perdidas de presión por fricción.

Además de permitir conocer la existencia o no de problemas mecánicos en el pozo, se debe realizar:

¹⁶ PEMEX. Manual de perforación de 2004. Terminación y mantenimiento de pozos. Cap. 9, p. 74

1.6.5.1 Toma de registros de referencia.

Se deben efectuar registros de temperatura y rayos Gamma antes y después de la prueba ya que estos servirán de comparación.

1.6.5.2 Limpieza de las perforaciones.

Se deberá limpiar las perforaciones utilizando un ácido débil o bolas selladoras y determinar el número de perforaciones abiertas.

1.6.5.3 Inyección de un fluido.

Básicamente se suele utilizar agua o un gel de baja eficiencia en control de filtrado (para fracturamiento hidráulico).

1.6.5.4 Prueba de inyección.

Se recomienda realizarlas a 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0 BPM y tomar valores de presión estabilizada o hasta alcanzarla (con salmuera o fluido de control o agua) así:

TABLA 1. Información básica de prueba.

TIEMPO (minutos)	Q (PBM)	P (Psi)	VLM (Bb)	VLM (Bb) ACUMULADO
0	A1	B1	C1	D1
3	A2	B2	C2	D2
6	A3	B3	C3	D3
9	A4	B4	C4	D4
10	A5	B5	C5	D5
12	A6	B5	C6	D6

Fuente: PEMEX. Manual de perforación de 2004. Terminación y mantenimiento de pozos. Cap. 9, p. 75

1.6.8 Abandono de zonas (Tapón balanceado de cemento).

Una vez realizado la apertura de una zona con un buen prospecto de fluidos hidrocarburos y después de un análisis detallado (fluido producido no es económicamente viable) se concluye que la zona carece de valor agregado se debe proceder a abandonarlo. También este tipo de trabajo se suele realizar a intervalos los cuales están drenados y son aplicables en procesos de abandono de pozos a través de una cementación correctiva en los intervalos cañoneados.

1.6.8.1 Tapón de cemento.

Consiste en colocar un volumen determinado de cemento a través de una tubería de perforación o de producción o con ayuda de herramientas especiales (Vaciador Halliburton o Cavins Cement Dump) en una zona determinada y su fin es proveer un sello contra el fluido o proporcionar una plataforma para desvío de pozo.

Para diseñar un correcto tapón de cemento es necesario conocer información acerca de:

- Registros de calibración como el GR (Gama Ray) y CCI (casing Collars Log).
- Profundidad.
- Litología.
- Zonas de flujo o pérdidas.
- Zona problema.
- Datos de tubería y revestimiento.
- Fluidos.
- Tipo de cemento a utilizar.

Las lechadas de cemento son suspensiones altamente concentradas de partículas solidas en agua la cual suele estar constituida de aditivos estos suelen acelerar o retardar el fragüe del mismo, también cambian su densidad o viscosidad.

En nuestra industria los cementos están regulados por las normas API (Instituto Americano del Petróleo) las cuales muestran la clase de cemento y ASTM tipo de cemento.

TABLA 2: Clasificación y características del cemento:

API y ASTM	CARACTERISTICAS.
Clase A o tipo I	Profundidad máxima 6000 ft, temperatura 171 °F; no requiere propiedades especiales
Clase B o tipo II	Profundidad máxima 6000 ft, temperatura 171 °F; requiere moderada resistencia a los sulfatos.
Clase C o tipo III	Profundidad máxima 6000 ft, temperatura 171 °F; alta resistencia a la compresión, fabricado en moderado y alta resistencia a los sulfatos.
Clase D	Profundidad de 6000 ft – 10000ft, temperatura 230 °F; a presiones moderadas, fabricado en moderado y alta resistencia a los sulfatos.
Clase E	Profundidad de 6000 ft – 14000 ft, temperatura 290 °F; a presiones altas, fabricado en moderado y alta resistencia a los sulfatos.
Clase F	Profundidad 10000 ft – 14000 ft, temperatura 320°F; a presiones altas, fabricado en moderado y alta resistencia a los sulfatos.
Clase G y H (Cementos Petroleros)	Profundidad de superficie - 7350 ft, temperatura 320°F; a amplio rango de presiones y temperaturas (aditivos).

Fuente: API (Instituto Americano del Petróleo) 10 A.

Si el tapón no se va a perforar, subir la punta abierta, después de lavar en reversa sobre tope del tapón (un promedio de 1500 pies sobre el tope del tapón) espere fragüe de 24 horas.

1.6.8.2 Tapón balanceado forzado (Squeeze).

Existen varias técnicas para realizar el trabajo de cementación a presión:

- Cementación a presión con bombeo continuo o con bombeo intermitente.
- Cementación a presión con rompimiento de formación e inyección de la lechada en el interior de la fractura provocada.
- Cementación a presión sin romper la formación, formando depositaciones de cemento con base en la construcción de cámaras de baja permeabilidad en las zonas de inyección.

La técnica a emplear se selecciona de acuerdo con el objetivo de la operación, su diseño varía en función del trabajo.

FIGURA 10: Empaques comúnmente utilizados en operaciones de cementación.



Fuente: Halliburton services tool (1980). Cementación, Squeeze, Tapones, p.86,88.

1.6.9 Operaciones especiales aplicadas en la solución de problemas de la cara del pozo y los alrededores del pozo¹⁷.

Dentro de esta categoría se recogen las operaciones de tipo: tratamiento químico, tratamiento con ácido, fracturamiento, lavado con fluidos especiales.

1.6.9.1 Estimulación química.

Utiliza las características del ácido para disolver material propio del yacimiento el cual obstruye los canales de flujo y por ende minimizan el transporte de hidrocarburos hacia el pozo.

Su objetivo es la disolución total o parcial del mineral de carbonato, con el fin de mejorar o restaurar la permeabilidad de la formación en las inmediaciones de las paredes del pozo.

Consiste en tratar con un ácido fuerte (ácido clorhídrico) en las cuales las rocas predominantes son la caliza y carbonatadas.

1.6.9.1.1 Tipos de ácidos.

Algunos de los ácidos más utilizados en la estimulación química incluyen el ácido clorhídrico, mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico, y ácidos orgánicos. El ácido clorhídrico (HCL) que contiene inhibidores, es la solución base para la mayoría de los tratamientos de acidificación en el campo petrolero. Dependiendo del uso y de los requerimientos del tratamiento, la concentración puede variar del 1% al hasta el 35%. El ácido clorhídrico reacciona rápidamente con las formaciones de carbonatos y es usado para tratamientos de formaciones de areniscas. HCL puede servir como el ácido básico para eliminar daños, además para la acidificación matricial y de la fractura.

¹⁷ Halliburton Energy Services (HES - 2003). Estimulación Química. Cap. 8, p.5-8.

En la estimulación de un pozo, la preocupación principal es la reacción de los ácidos en el equipo del pozo durante los tratamientos de acidificación. Esta reacción se puede disminuir con el uso de inhibidores de corrosión.

Para un tratamiento ácido exitoso, la solución ácida debe ser compatible con los fluidos producidos. Las pruebas de emulsión deben ser realizadas con los fluidos producidos y la solución del tratamiento. La mezcla de ácido clorhídrico-fluorhídrico tiene aplicación en formaciones de areniscas dañadas por lodo o arcilla. Existen dos tipos fundamentales de daños por arcilla en las areniscas.

Uno es el daño del lodo donde las partículas de bentonita del lodo de perforación han cubierto la superficie de la formación o han invadido la formación. Este tipo de daño es considerado de poca profundidad, posiblemente de alrededor de una pulgada de profundidad.

El segundo tipo proviene de las arcillas que se forman naturalmente las cuales han emigrado hacia el agujero del pozo y están taponando los canales de flujo o se han hidratado y dilatado debido al contacto con el agua dulce. Este tipo de daño es más profundo dentro de la formación que el daño del lodo.

1.6.9.1.2 Precipitación de la parafina durante la estimulación en un fracturamiento¹⁸.

Se han efectuado estudios sobre el efecto de inyectar fluidos fríos dentro de un yacimiento caliente que está en producción. Se ha determinado que el aceite puede depositar parafina en la formación cuando el yacimiento ha sido enfriado por grandes volúmenes de fluidos fríos tales como los utilizados en los tratamientos de fractura. Esto es particularmente cierto cuando la temperatura del fluido en la superficie es más fría que la temperatura de la formación. Si se enfría

¹⁸ Halliburton Energy Services (HES - 2003). Estimulación Química. Cap. 8, p. 51

el fluido de la formación a una temperatura por abajo del punto de nube, la parafina se puede precipitar y depositar en los poros de la formación. Una vez que esto ocurre, los canales para la fluidez del aceite se bloquean parcialmente o se tapan y el flujo del aceite se restringe.

Aunque después la temperatura original de la formación se recupere, puede ser difícil volver a disolver en el mismo fluido la parafina precipitada. Esto es debido a que el punto de fundición del sólido de parafina es más alto que el punto de nube. Sin embargo, las formaciones con temperaturas más altas que el punto de fundición de la parafina precipitada, no se verán afectadas. Uno de los métodos para reducir este problema es el de calentar el fluido de estimulación en la superficie. Otro método puede ser utilizar un buen solvente de parafina antes del trabajo.

1.6.9.2 Fracturamiento¹⁹.

Cuando el yacimiento es arenisca como es el caso del Campo Colorado pero tiene baja permeabilidad (o la formación se ha dañado), un proceso llamado fracturamiento se usa para aumentar esta permeabilidad a un nivel práctico que permita una buena recuperación. Básicamente, para fracturar una formación, se debe bombear un fluido especialmente mezclado abajo en el pozo y dentro de la formación bajo gran presión. El bombeo continúa hasta que literalmente la formación se agrieta.

Además, la arena o gránulos artificiales, llamados apuntalantes (propantes), se deben combinar con el fluido de fractura durante el bombeo. El apuntalante entra a las fracturas de la formación y cuando el bombeo se detiene y la presión es liberada, el apuntalante permanece en las fracturas. Ya que las fracturas tienen la tendencia a cerrarse después de que la presión en el pozo es liberada, se necesita

¹⁹ Halliburton Energy Services (HES - 2003). Materiales y fluidos de Fracturamiento.. Cap. 6, p. 6-12.

el apuntalante para mantener, estas fracturas abiertas. Estas fracturas abiertas proporcionan las vías para que fluya el petróleo en el pozo.

1.6.9.2.1 Fluidos y materiales de fracturamiento.

Las sustancias químicas de fracturamiento son usadas para preparar los fluidos para los tratamientos de estimulación. Existe un gran número de sistemas para fracturamiento disponibles en la industria petrolera. La selección de un fluido de fracturamiento depende de la formación en particular a ser tratada y de los materiales de la tubería en el pozo. Algunas consideraciones para tener en cuenta en la selección de un fluido son:

- Propiedades de la formación.
- Propiedades de la fricción
- Propiedades de pérdida de fluidos.
- Transporte de apuntalantes (propantes).
- Formación / Compatibilidad del fluido de formación.

Los aditivos químicos generalmente usados en fracturamiento se clasifican de la siguiente manera:

- Agentes para el control del pH.
- Agentes para el control de Arcilla.
- Aditivos para el control de pérdida de fluido.
- Surfactantes.
- Agentes gelificantes.

- Complexors/crosslinkers.
- Rompedores/estabilizadores.
- Reductores de fricción.
- Bactericidas.

1.6.9.2.2 Apuntalantes (Propantes, agentes de mantenimiento o sostén)²⁰.

Los agentes apuntalantes (Propantes) son una parte esencial de cualquier tratamiento de fracturamiento. Dichos agentes mantienen abierta la fractura creada para conducir los fluidos del yacimiento al pozo. Para la selección de un agente apuntalante se necesita información sobre la conductividad a la tensión de cualquier material usado. La arena es un material natural que se utiliza como un agente apuntalante en muchos tratamientos de fracturamiento hidráulico.

1.6.9.2.2.1 Normas para apuntalantes (Propantes, agentes de mantenimiento o sostén).

Las publicaciones de API que se ocupan de los apuntalantes (propantes) son API RP 56 para arena de fracturación, API RP 58 para el empacamiento con arena y API RP 60 para la arena de fracturación de alta concentración. Estas publicaciones establecen límites en ciertas características del apuntalante (propantes) y los procedimientos usados para probarlos. Algunas características de los apuntalantes (propantes) usadas en el fracturamiento hidráulico que necesitan ser controladas son:

- Redondez.
- Esfericidad.
- Gravedad Específica.

²⁰ Halliburton Energy Services (HES - 2003). Apuntalantes.. Cap. 9, p. 8-16.

- Densidad Bulk.
- Tamaño del Tamiz.
- Solubilidad en el Ácido.
- Partículas Finas y Limo.
- Resistencia a la Compresión.
- Agrupamiento.

1.6.9.2.2.2 Tipos de Apuntalantes (Propantes).

Existe gran variedad de material de sostén sin embargo los más utilizados son dos arenas principales usadas como apuntalantes en el fracturamiento hidráulico: Arena de Ottawa y Arena Brady. La Arena de Ottawa, del Depósito de Jordania, es una arena de alta calidad del norte de los Estados Unidos. Su composición de cuarzo puro, color blanco, sin polvo, alta redondez y esfericidad, la hacen una arena ideal. Los granos están compuestos de mono-cristalino principalmente, que dan alta resistencia individual del grano.

La Arena Brady del Depósito de Hickory, cerca de Brady Texas, es otra arena de alta calidad usada para fracturar, caracterizada por su ligera angulosidad y presencia de feldespatos. También se conoce como Arena Brown debido a su color, se considera que es de menos calidad que la Arena de Ottawa.

Aunque las arenas están disponibles en otras áreas, estos dos tipos de arena proporcionan la mayor parte del material usado en las operaciones de fracturamiento.

Sin embargo existen otros tipos de apuntalantes (propantes) su uso depende principalmente de un estudio concienzudo en laboratorio, estos son:

- Arena cubierta de resina.
- Cerámica.

TABLA 3: Características físicas de los tipos de arena comúnmente usados.

PROPIEDADES	ARENA PREMIUM (JORDANIA/ OTTAWA)		ARENA ESTANDAR (HICKORY/BRADY)	
	12/20	20/40	12/20	20/40
Redondez.	0.8	08	0.7	0.7
Esfericidad.	0.8	0.8	0.8	0.7
Gravedad específica.	2.65	2.65	2.65	2.65
Densidad Bulk (lb/pie ³)	96	102	100	102
Solubilidad del acido (% peso)	1.3	1.2	0.9	1.6
Resistencia a la compresión (% finos)	2.4	1.8	11.1	11.0
Agrupamiento (% peso)	0.3	0.1	0.8	0.3

Fuente: Halliburton Energy Services (HES - 2003). Apuntalantes.. Cap. 9, p.8.

1.6.9.2.2.3 Daño del Apuntalante (Propante) al alojarse.

Existen varios factores los cuales deben ser tenidos en cuenta ya que estos influirán directamente en la capacidad del flujo que resulta del alojamiento del apuntalante bajo esfuerzo:

- Las partículas se pueden encajar en la superficie de la roca si son más fuertes que la roca y si el esfuerzo de cierre es suficiente para provocar la incrustación.
- Un gran porcentaje de granos pueden aplastarse en la roca si la roca es fuerte y si la presión es mayor a la que los granos pueden soportar.
- El alojamiento del apuntalante puede truncarse debido a la invasión de finos de la formación.
- Los residuos y geles que no rompieron pueden quedarse en el empacamiento del apuntalante tapando así los poros.

El éxito de una estimulación, en general depende de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección es muy complejo, debido a factores que varían tales como severidad y localización del daño y su compatibilidad con el sistema roca fluido presente en el Campo por lo tanto se recomiendan las pruebas de laboratorio como fundamentación en el desarrollo del trabajo junto con programas especializados. Sin embargo gracias al historial de los pozos del Campo podemos partir de los fluidos utilizados en operaciones anteriores y proyectarlos a los trabajos sugeridos.

1.8 TRABAJOS ADICIONALES.

Dentro del desarrollo de la operación se pueden presentar situaciones que afecten directamente la operación causando demoras dentro de lo planificado, aumentando los costos; dichas situaciones no son tenidas en cuenta dentro del plan de trabajo, dando como resultado diferencias marcadas entre los tiempos de operación y los tiempos reales.

Fallas del equipo de superficie, operación inadecuada del equipo y herramientas o descuido por parte de la cuadrilla, son circunstancias que aumentan el tiempo de

trabajo. Otro factor predominante son las actividades relacionadas directamente con el desarrollo de la operación tales como: pegas, pescas o trabajos que ocupen tiempos adicionales antes de desarrollar completamente la ejecución del programa. Dando como resultado la valides de la experiencia del personal demostrada en la realización de los trabajos en forma segura y cuidadosa en la búsqueda de soluciones efectivas y rápidas.

Debido a estos factores es importante conocer los procedimientos que se deben seguir para cada caso específico de los distintos trabajos para solucionar los inconvenientes o imprevistos que se puedan presentar para actuar rápidamente y solucionarlos en el menor tiempo posible (se deben realizar reuniones antes de las operaciones propuestas de reacondicionamiento de pozos).

2. CAMPO COLORADO.

2.1 GENERALIDADES²¹.

Actualmente el Campo Colorado se encuentra en un convenio interadministrativo de colaboración empresarial con fines científicos y tecnológicos celebrado con ECOPETROL S.A. Y la Universidad Industrial de Santander. De esta forma se pretende alcanzar un desarrollo técnico y práctico gracias a la colaboración de la industria en cuanto a experiencias y laboratorios necesarios; logrando mejoras aplicables en el campo y de esta forma disminuyendo las necesidades de hidrocarburos del país.

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B @1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD @ noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD @ junio de

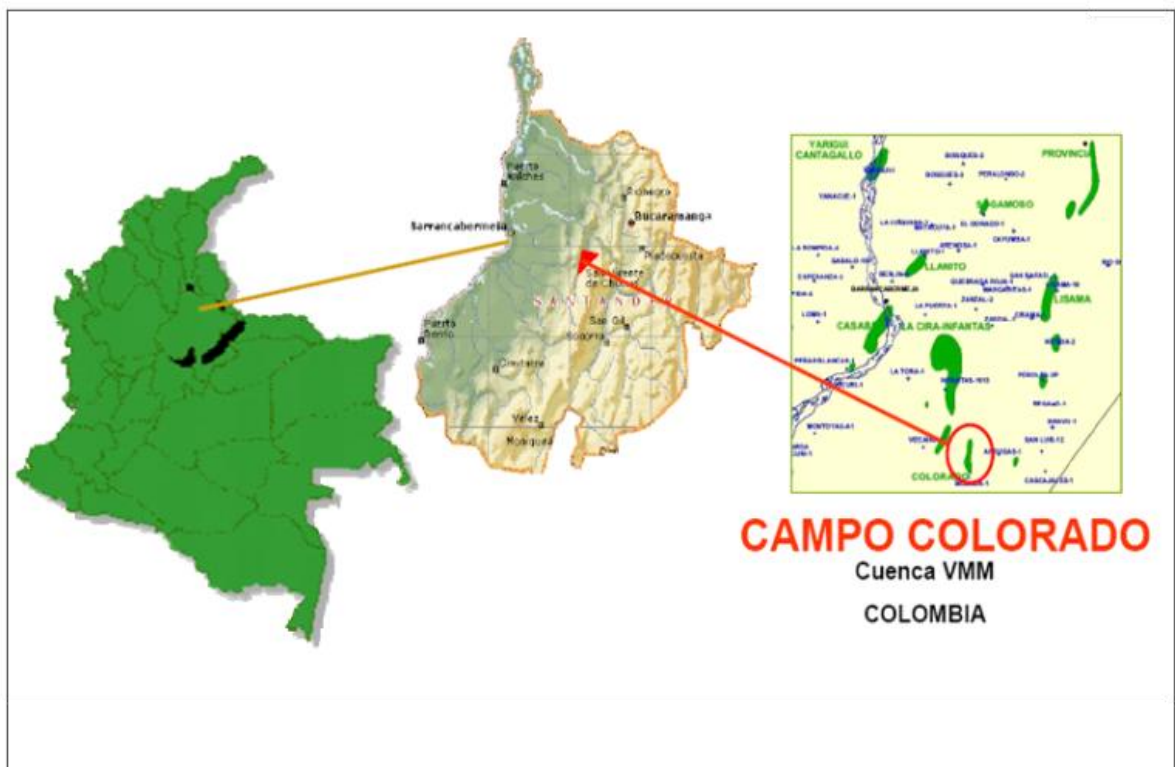
²¹ Fuente: Base datos Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL

1966. A Diciembre de 2003 se han extraído 8.57 MBO con un corte de agua mínimo, el mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución. El aceite original estimado es de 121 MBIs y las reservas primarias producidas son de 8.57 MBIs con un factor de recobro actual de 7.024%.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a las baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hace que la producción acumulada de los pozos sean muy por debajo de las 300.000 BIs.

2.2.3 Localización.

FIGURA 11. Ubicación del Campo Colorado.



Fuente: Base datos Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca 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 coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión de Mares.

2.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL²².

El Campo colorado pertenece a la cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena), La cual ha tenido un desarrollo tectónico caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos.

A comienzos del Cretáceo la distensión desencadena una regresión general hasta principios del Terciario, la cual está marcada por la depositación de la Formación Lisama en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central.

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM (Valle Medio del Magdalena), habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno. Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio

²² ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), unión temporal AIP-ANSALL. "Informe Geológico Final Campo Colorado", Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP) 2003.

a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente.

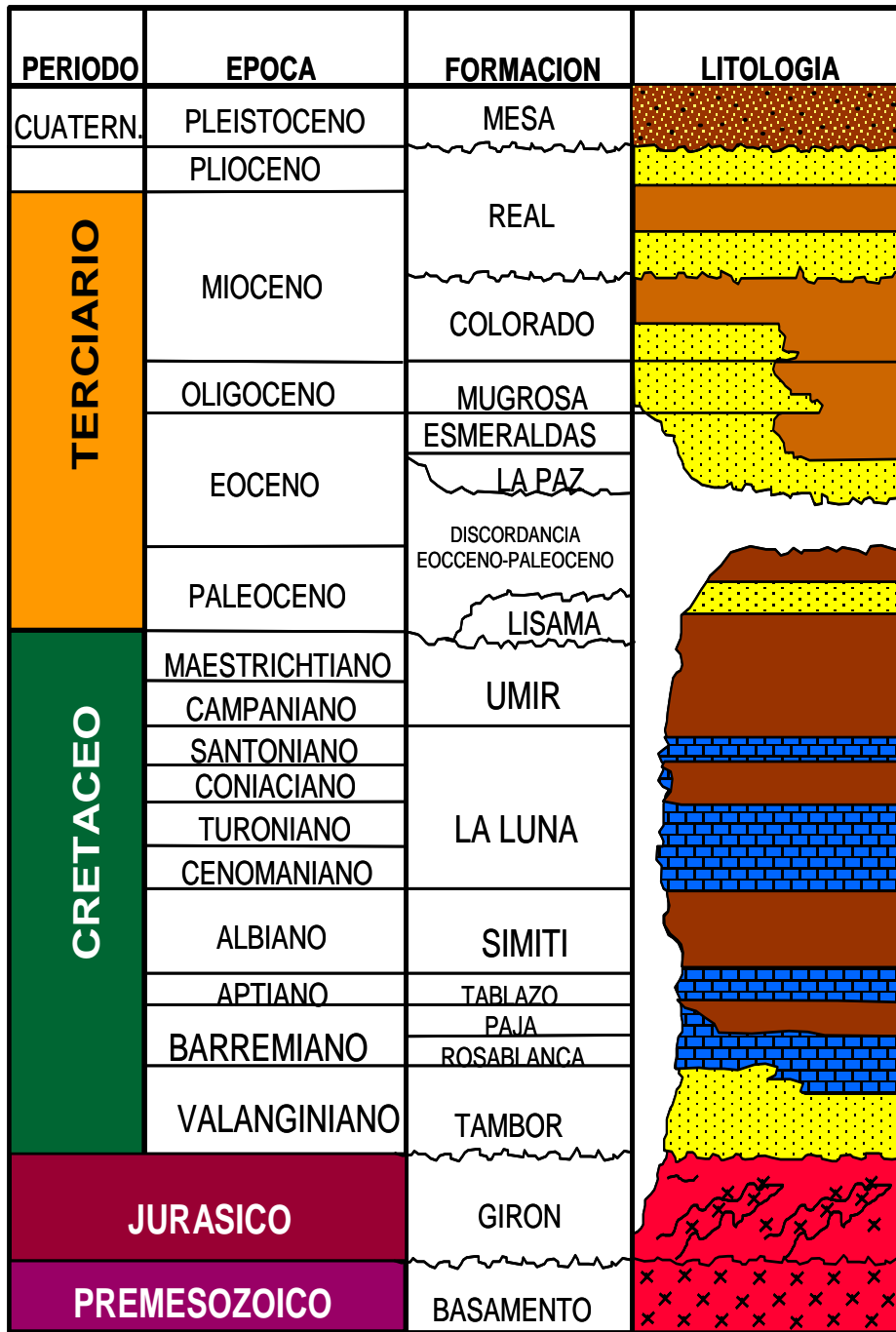
Las paleofallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno. Durante el Mioceno Tardío - Plioceno-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados.

El VMM (Valle Medio del Magdalena), constituye una depresión tectónica con dos márgenes bien diferenciadas; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinas con presencia de truncamientos de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la Cordillera Central bajo sedimentos terciarios. Hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa con un complicado margen compresional de tal manera que el subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el Cretáceo superior se restringe al Este del VMM (Valle Medio del Magdalena), sobre este subsuelo descansan discordantemente las rocas de la secuencia sedimentaria del Terciario extendida heterogéneamente por toda la cuenca, cuya base presenta una relación de “onlap” hacia el borde oeste de la cuenca.

La distribución y el tipo de depósitos está fuertemente controlada por la paleotopografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleoaltos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay”

2.2.1 Estratigrafía cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena).

FIGURA 12. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena).



Fuente: Base datos Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL

La secuencia estratigráfica del VMM (Valle Medio del Magdalena), fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958).

Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente. Los alcances de este estudio son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales.

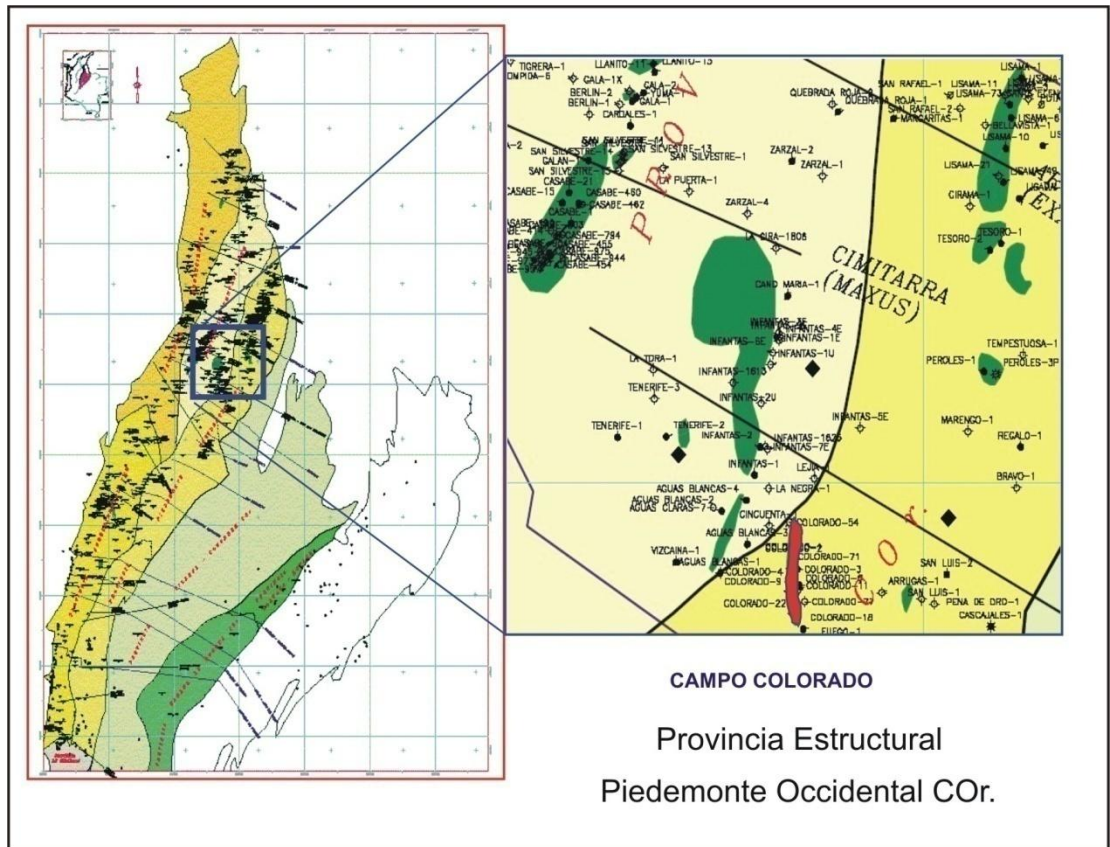
Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base.

2.2.2 Estructura Campo Colorado.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco mas extenso buza al oriente y el mas corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW-NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura.

FIGURA 13. Provincia Occidental Cordillera Oriental - Cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena).



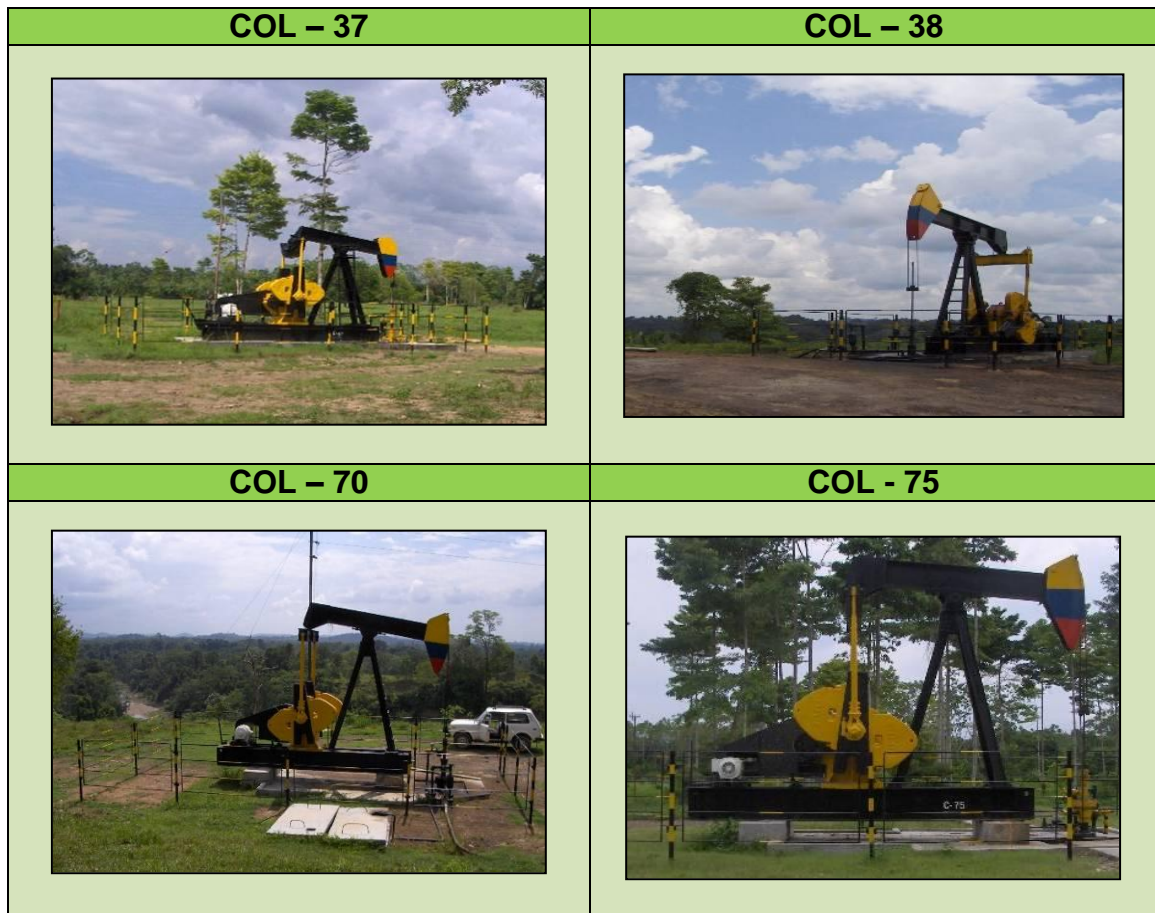
Fuente: Fuente: Base datos Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL

2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS (PROBLEMAS PRESENTES).

El campo cuenta con 75 pozos perforados, actualmente tiene 4 pozos activos con una producción entre 20 BAPD y 25 BAPD (Barriles de aceite por día) y una declinación actual de 15% efectivo anual. Históricamente el Campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo. Las características del crudo del Campo Colorado muestra que uno de sus mayores problemas es el tratamiento de parafinas la cual se presenta por reducción de la temperatura y presión de los fluidos en procesos de extracción y recolección. Además bajo aceite incremental esperado, sin

embargo es factible realizar trabajos de reacondicionamiento con los cuales se pretende maximizar el recobro de aceite logrando disminuir los costos de recuperar los pozos inactivos del Campo Colorado.

FIGURA 14. Pozos activos Campo Colorado.



Fuente: Fuente: Base datos Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL

TABLA 4. Pozos activos Campo Colorado.

POZO	BLOQUE	PRODUCCIÓN (BOPD)	PRODUCCIÓN (BWPD)
COL – 37	VI	4	0
COL – 38	I	10	6
COL – 70	II	3	0
COL – 75	V	8	2

Fuente: Base datos Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL

2.3.1 Unidades Perforadas.

Los pozos perforados en el Campo Colorado atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del VMM (Valle Medio del Magdalena), que descansa sobre la Discordancia del Eoceno medio. De base a tope se tienen reportadas las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

De manera general, estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a trenzado. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental al oriente.

En el Campo Colorado no se tiene certeza acerca de las unidades estratigráficas presentes a la base de la secuencia terciaria por debajo de la Discordancia del Eoceno medio.

La regresión marina ocurrida a finales del Cretáceo está marcada en el área del norte del VMM (Valle Medio del Magdalena), por el contacto entre las formaciones Umir (Maestrichtiano) y Lisama (Paleoceno), aunque también aparecen otras unidades al tope de la secuencia cretácea como es el caso de la Formación La Luna en el pozo Infantas 1625KRST1²³. La relación de angularidad entre la Discordancia del Eoceno y la secuencia del Terciario sería la explicación de tener reportadas diferentes formaciones cretáceas (Umir, Tablazo, Girón, La Luna, Tambor, Rosablanca) en los pozos del Campo Colorado a la base de la Formación La Paz.

²³ ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), unión temporal AIP-ANSALL. Informe Geológico Final Campo Colorado, Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP) 2003.

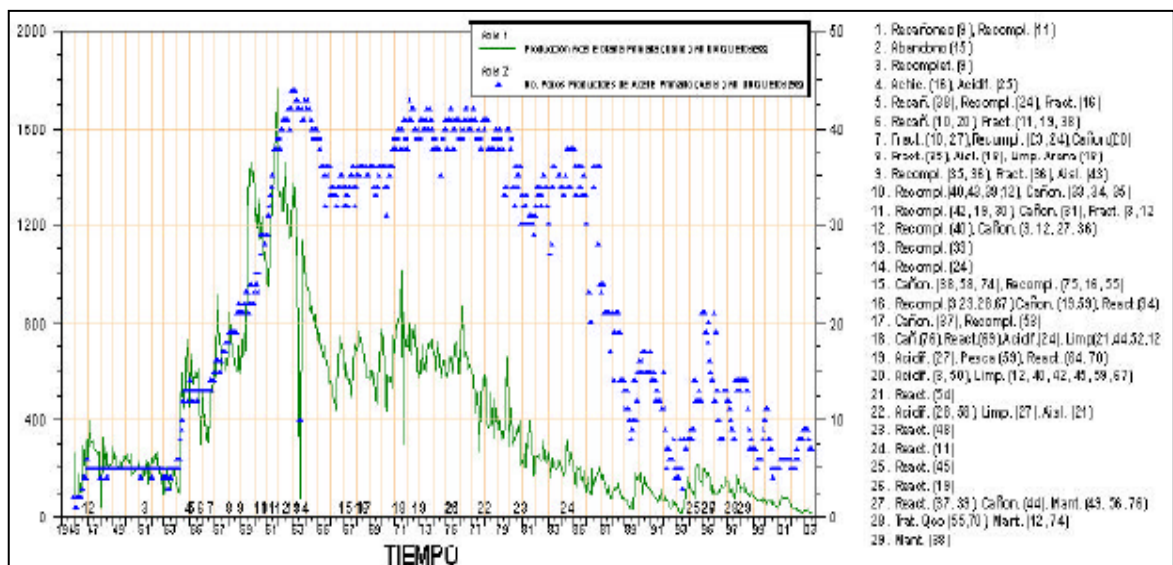
2.4 TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EJECUTADOS.

Desde su puesta en producción, Los pozos del Campo Colorado, han sido sometidos a varios trabajos²⁴ los cuales sirven como punto de partida para analizar los resultados que se puedan alcanzar; los trabajos frecuentemente desarrollados son básicamente:

- Varilleo.
- Cañoneo y re-cañoneo.
- Estimulaciones.
- Tratamiento de parafinas
- Cementaciones correctivas.

En la siguiente tabla se resumen los Workover realizados en el Campo Colorado.

FIGURA 15 Trabajos de Workover en el Campo Colorado



Fuente: ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

²⁴ ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Se ve de la grafica que el último trabajo importante realizado al campo Colorado fue en el año de 1998, el cual fue un mantenimiento del pozo Colorado 38. Sin embargo en 2007 – 2008 se reactivaron 3 pozos por medio del contrato DC-029 de 2007.

Es de resaltar que en el Campo Colorado, los pozos responden en el corto plazo a los trabajos de Workover, sin embargo, estas producciones adicionales alcanzadas por los trabajos se ven rápidamente disminuidas por los problemas de depositación de parafinas tanto en las líneas de producción como en los mismos pozos²⁵.

2.4.1 Estimulaciones²⁶: Los fracturamientos efectuados como workovers en el Campo Colorado, después de completarse el pozo, tienen en algunos casos una respuesta efectiva inmediata, pero con relación al tiempo estos pozos se depletan rápidamente, esto se puede explicar por las discontinuidades de las arenas fracturadas.

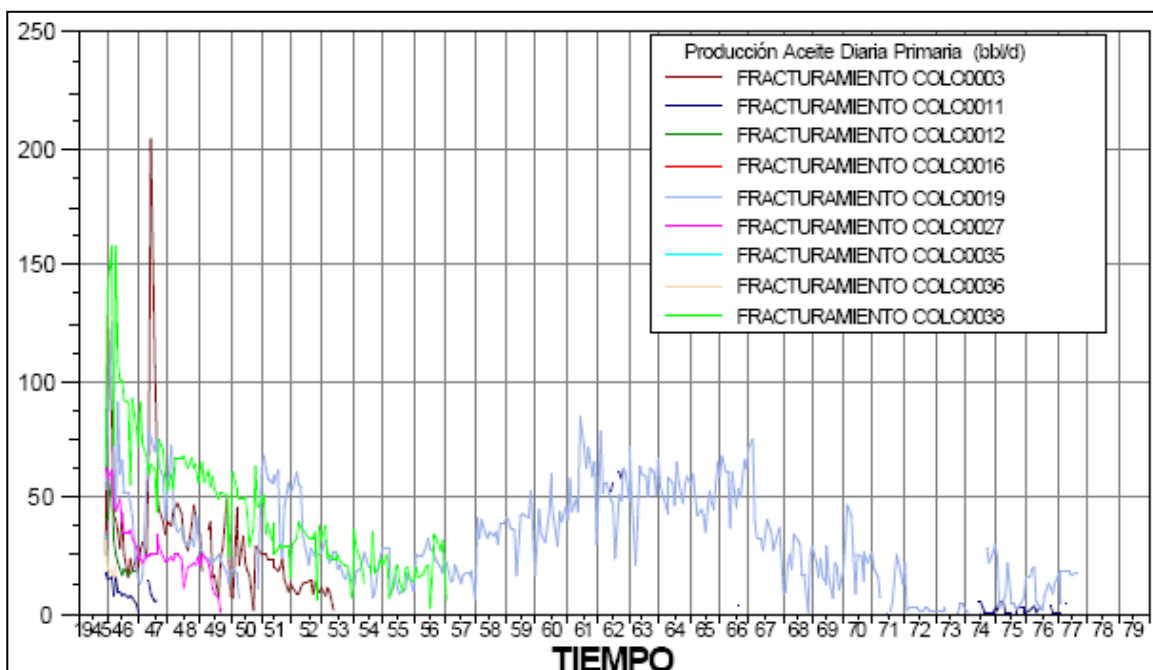
El incremento de la producción inmediata no hace que se incrementen las reservas, sino que se produzca lo mismo en un menor tiempo, por lo tanto declinan la producción más rápido, siendo poco atractiva la inversión por los bajos volúmenes recuperados.

De la gráfica de producción normalizada a la fecha de los fracturamientos, la cual se muestra a continuación, se observa que el incremento de producción en los pozos no es realmente atractivo en la mayoría de los casos debido a la alta inversión que se debe realizar.

²⁵ ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

²⁶ Ibid.

FIGURA 16. Curva normalizada de los trabajos de Fracturamiento.



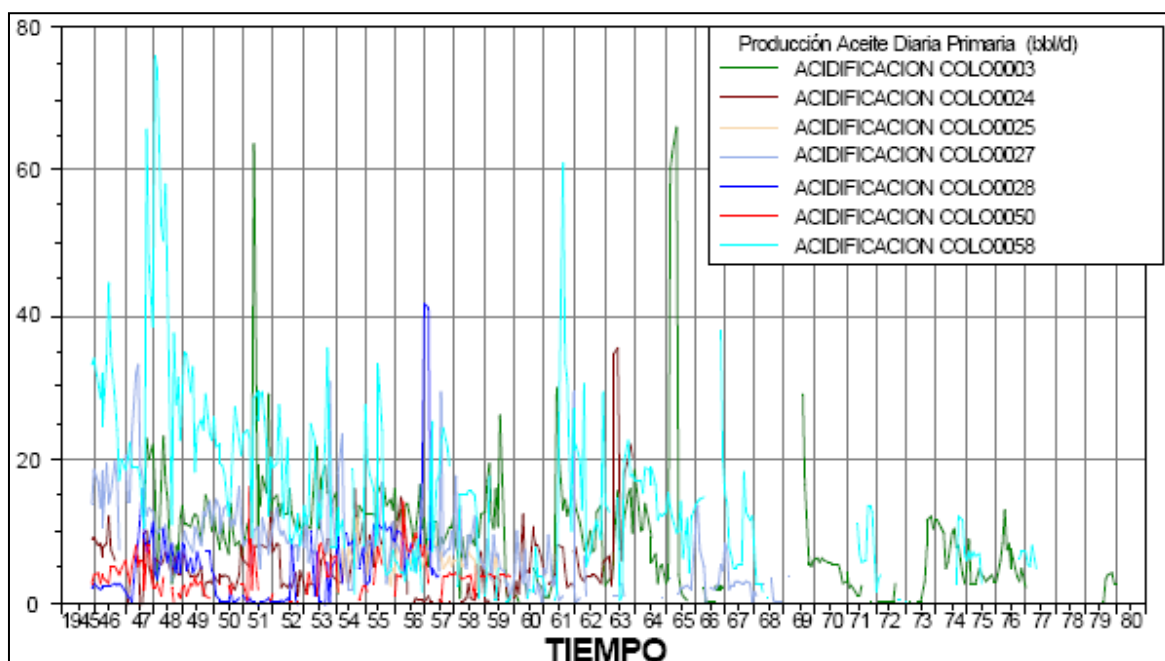
Fuente: ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

2.4.2 Acidificaciones²⁷: Las acidificaciones realizadas a los pozos de Campo Colorado funcionan para el mantenimiento de los niveles de producción en los pozos, más no presentan aumentos sustanciales en los potenciales de los pozos por los ya mencionados problemas de parafinas y las propiedades del yacimiento.

En la siguiente gráfica se observan las curvas normalizadas de los trabajos de acidificación en el Campo Colorado.

²⁷ ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

FIGURA 17. Curva normalizada de los trabajos de Acidificación.



Fuente: ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

2.4.3 Control de Parafinas²⁸: En el campo Colorado, inicialmente se empleó el método mecánico para el control de las parafinas depositadas en el Tubing de producción. En los años sesenta, a algunos pozos se le cambió el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a Plunger Lift (Colorado 12, 49, 44 y 33) para resolver el problema de parafina en la tubería de producción siendo exitoso el sistema en la mayoría de los casos.

En el pozo Colorado 12 el sistema tuvo éxito en el desparafinamiento de la tubería y lograron con este sistema mantener constante la producción; el plunger lift se retiró por la pérdida de energía del yacimiento.

²⁸ ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

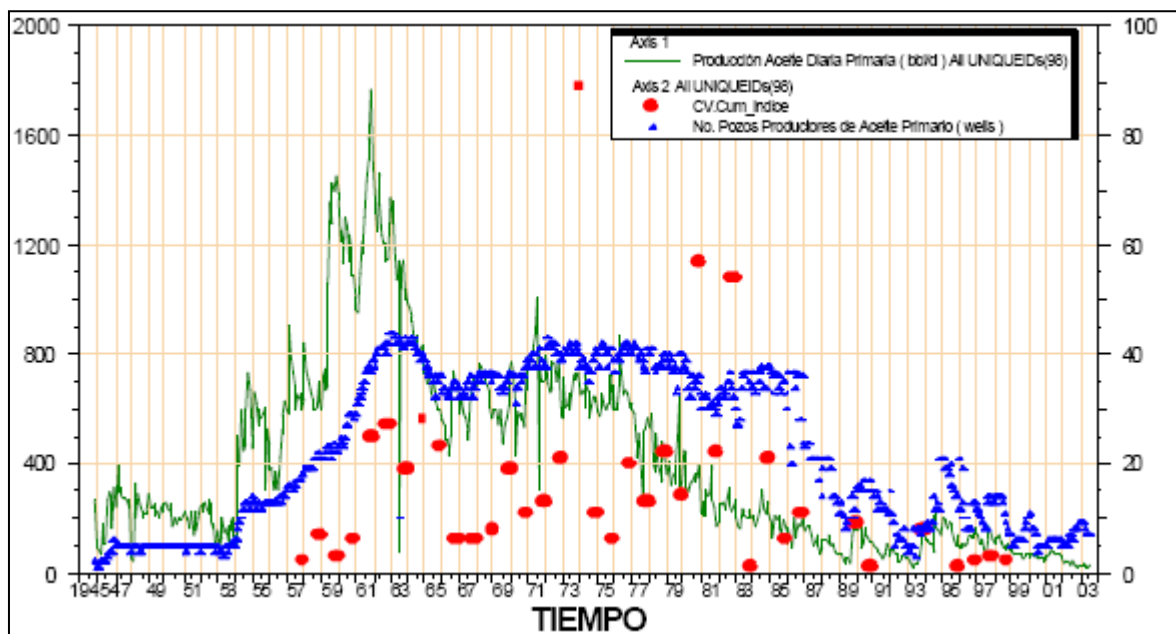
El plunger lift instalado en el pozo Colorado 49 operó en buenas condiciones durante 2.5 años pero también se retiró por pérdida de energía del yacimiento.

En el pozo Colorado 33 se instaló un diseño de plunger lift diferente al de Colorado 12 en Diciembre de 1967, este sistema no fue una solución, el pozo se parafinó a mediados de 1970 y se le retiró el plunger lift por taponamiento de la tubería.

En el pozo Colorado 44 el plunger lift trabajó durante aproximadamente un año pero no dio un buen resultado de producción. Después de los años setenta, el control de la parafina se realizó con la inyección de Aceite Caliente en la tubería de producción.

En la grafica que se observa a continuación, se tiene la producción del campo Colorado contra el número de trabajos de parafina que se le han realizado a los pozos anualmente y el número de pozos, de esta grafica podemos observar cómo ha influenciado la parafina en la producción del campo.

FIGURA 18. Trabajos de Remoción de Parafina en el Campo Colorado.



Fuente: ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

En la gráfica encontramos que el número de pozos activos ha disminuido drásticamente desde 1987, los trabajos de control de parafina se han llevado al mínimo, con las consecuentes pérdidas de producción en el Campo.

2.4.4 Cañoneos y Recañoneos²⁹: Los trabajos que aportan producción incremental importante son los cañoneos adicionales, y algunos recañoneos, esto debido a la lenticularidad del yacimiento, la cual permite encontrar lentes no drenados por los pozos vecinos al realizar un cañoneo adicional y la baja penetración de los cañones empleados en la época en la que se desarrolló el campo.

Los pozos del Campo Colorado fueron inicialmente cañoneados con una densidad de 1 – 2 spf (tiros por pie) aproximadamente, en intervalos de 10 pies – 15 pies de espesor, comprendido entre las arenas B, C y D.

El tipo de carga utilizada para las perforaciones en los pozos del Campo Colorado son del cañonero Lane Wells cañones de cargas moldeadas desintegrables.

2.4.5 Trabajos Recientes³⁰.

- En Los días comprendidos entre el 04 al 15 de Septiembre de 2006, se realizaron trabajos de inyección de aceite caliente con los siguientes resultados: Se desparafinaron todas las líneas del Campo y operan con presiones menores a 50 Psi, se colocaron el producción los pozos COL-36, COL-70, COL-75. El pozo COL-38 quedó parafinado al no poder terminar de hacer la inyección de aceite caliente programada, el pozo COL-12 no respondió al tratamiento al parecer por el

²⁹ ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

³⁰ Base datos Departamento de Producción Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL.

posible mal funcionamiento de su equipo de subsuelo, y los pozos COL-37 y COL-69, no respondieron al tratamiento.

- En los primeros días de Noviembre de 2006 se programó efectuar un cambio de bomba a los pozos COL-38, COL-36, COL-75, de manera no convencional, utilizando una grúa e inyección de aceite Caliente, para despegar la bomba parafinada. El en pozo COL-38 se obtuvo éxito, se le cambió la bomba de subsuelo por una nueva, de iguales especificaciones y varias varillas parafinadas, el pozo produjo inicialmente 30 Barriles de aceite durante las primeras 15 horas. En los pozos COL-36 y COL-75, no se obtuvo éxito ya que las bombas estaban pegadas y la grúa (no tiene medidor de peso ni de tensión) al tensionar se rompieron las sartas de varillas quedando los pozos en espera de un workover.
- En el transcurso de los meses de Diciembre de 2007 y Enero de 2008, se efectuaron los trabajos del contrato DC-029 de 2007. Se cambió la bomba del pozo COL-37, además se reemplazaron tubo y varillas en mal estado y parafinadas. En el pozo COL-70 se cambió la bomba y se profundizó la válvula fija 90 pies, con el fin de solventar el problema de bajos niveles de fluido que éste pozo ha presentado desde la entrega del Campo Colorado a la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- En los meses de Febrero y Marzo de 2008 se efectuó el trabajo de cambio de bomba en el pozo COL-75, logrando sacar la sarta de varillas y tubería que estaban dentro del pozo. También se desparafinó la totalidad de la sarta de tubería con una herramienta cortadora de parafina que se bajó con la sarta de varillas dentro de la tubería de producción.
- En el 2008 se implementó una nueva tecnología (sistema de levantamiento artificial) en el pozo COL-25 llamada Recoil, obteniendo resultados aceptables en la producción del mismo.

3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL REACONDICIONAMIENTO DE POZOS INACTIVOS.

Cuando la producción de un pozo cae drásticamente; debe ser puesto en mantenimiento y se debe tener en cuenta las múltiples operaciones y métodos a ser implementados.

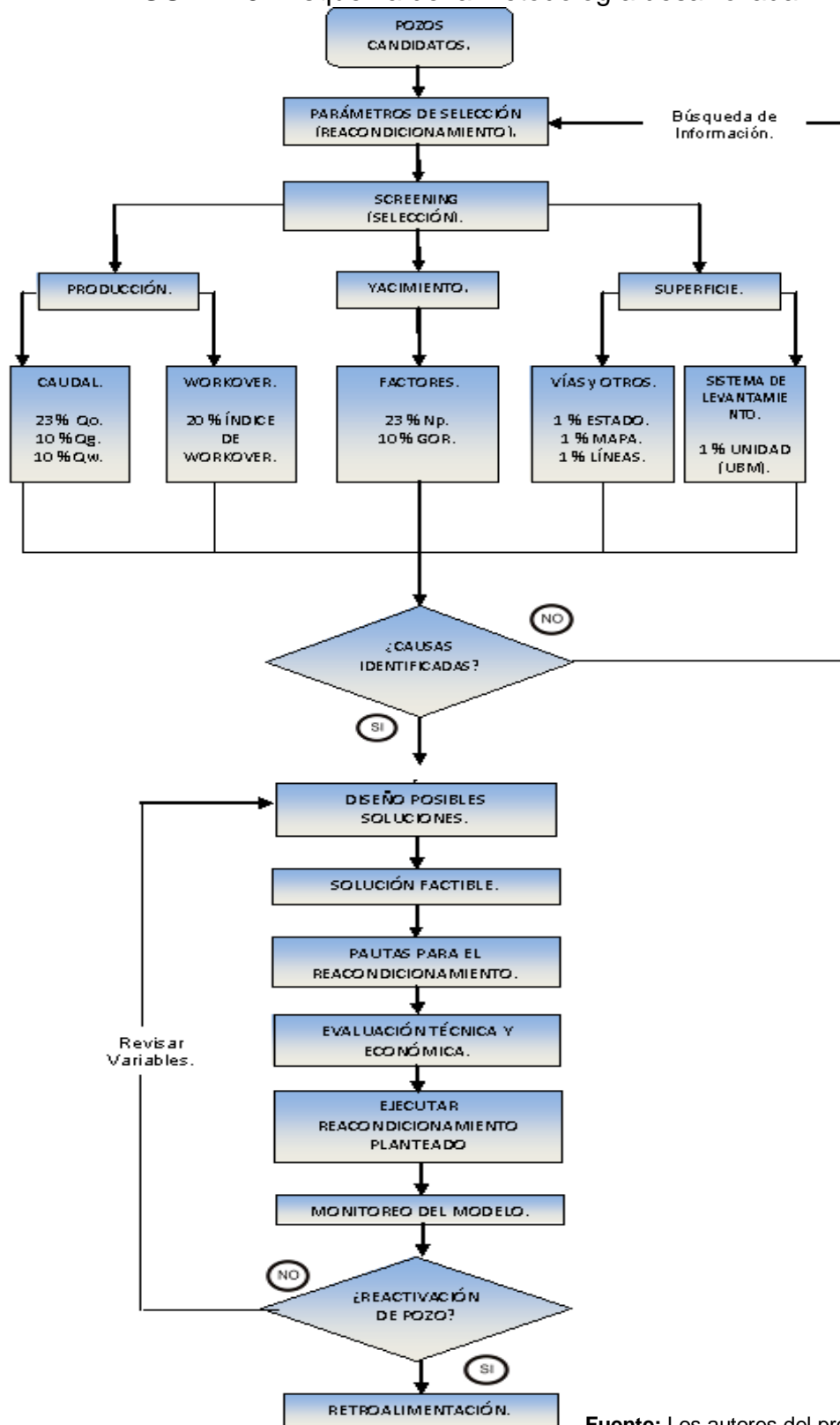
Uno de los rasgos importantes a considerar para el desarrollo la metodología son los problemas básicos que se han presentado durante la vida productiva del Campo Colorado, para lograr un análisis de las dificultades halladas en los pozos, se estudió el Campo teniendo como base un análisis individual de los mismos, teniendo en cuenta que es sólo una aproximación a los problemas reales de cada uno de ellos ya que éstos se comportan de forma diferente; Las conclusiones halladas del estudio realizado dieron como resultado los posibles trabajos de reacondicionamiento a efectuar para los diez primeros pozos de todos los candidatos posibles.

Teniendo en cuenta los parámetros ya mencionados se vio la necesidad de estructurar una serie de pasos que muestren de forma precisa y concisa todos los aspectos requeridos en la metodología, además de los recursos necesarios para su desarrollo, logrando de esta forma aumentar la producción.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

Con el fin de alcanzar este objetivo se estructuró un plan de acción como se puede observar en la **figura 19**, cuyos pasos se describen detalladamente a continuación.

FIGURA 19. Esquema de la Metodología desarrollada.

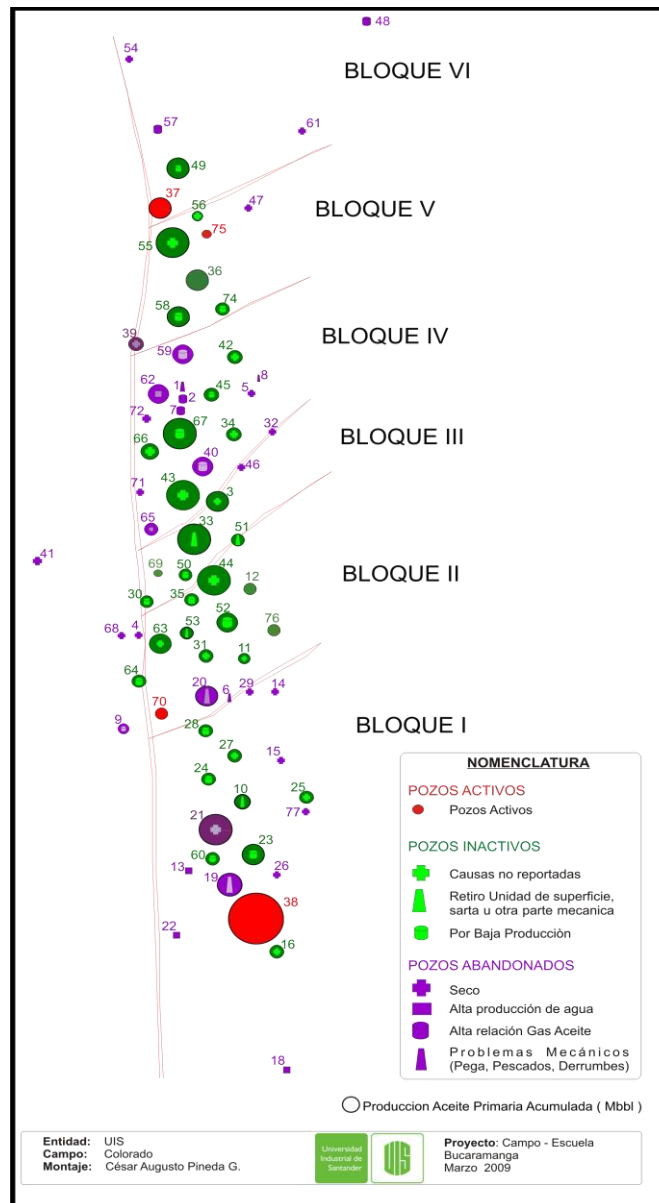


Fuente: Los autores del proyecto

3.1.1 Pozos candidatos: Con base en la información recopilada del Campo Colorado y del estado de sus 75 pozos se han seleccionado los citados –pozos inactivos- como posibles candidatos a ser sometidos a trabajos de reacondicionamiento.

3.1.1.1 Estado actual de pozos del Campo Colorado.

FIGURA 20. Ubicación y estado de los pozos del Campo Colorado.



Fuente: Base de Datos Campo Colorado. Ing. César Pineda

Se partió de la base que todos los pozos son buenos prospectos para la aplicación de la metodología y se tuvo en cuenta las características de trabajos que ya se han realizado en cada pozo, además del resultado arrojado por la matriz de selección, la cual se fundamenta en ciertos parámetros que se describen más adelante.

3.1.1.1.1 Pozos activos: El campo actualmente cuenta con cuatro pozos activos productores de aceite. (ver tabla 5)

3.1.1.1.2 Pozos abandonados: El Campo cuenta con diecisiete (17) pozos abandonados y dieciseis (16) más, candidatos a abandonar, (Acevedo R.J. & Torres A.R. (2008) Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos. Aplicación Campo Colorado. *Tesis de Pregrado, Esc. Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia*), debido a que después de su completamiento el resultado fue nulo en cuanto a la producción de aceite o presentaban gran cantidad de gas y agua en relación al aceite y en algunos hubo operaciones fallidas (presencia de pescados no recuperados), otros se reportaron como secos.

3.1.1.1.3 Pozos Inactivos: Una vez clasificados los pozos se procede a analizar la viabilidad de reactivación de los treinta y siete (37) pozos restantes los cuales se encuentran inactivos o son productores intermitentes de aceite:

TABLA 5. Estado actual de los pozos del Campo Colorado.

ABANDONADOS Y CANDIDATOS A ABANDONO	INACTIVOS (CANDIDATOS A REACTIVAR)	PRODUCTORES (ACEITE)
COL – 01	COL – 03	COL – 37
COL – 02	COL – 09	COL – 38
COL – 04	COL – 10	COL – 70
COL – 05	COL – 11	COL – 75
COL – 06	COL – 12	-
COL – 07	COL – 16	-
COL – 08	COL – 23	-
COL – 09	COL – 24	-
COL – 13	COL – 25	-
COL – 14	COL – 27	-

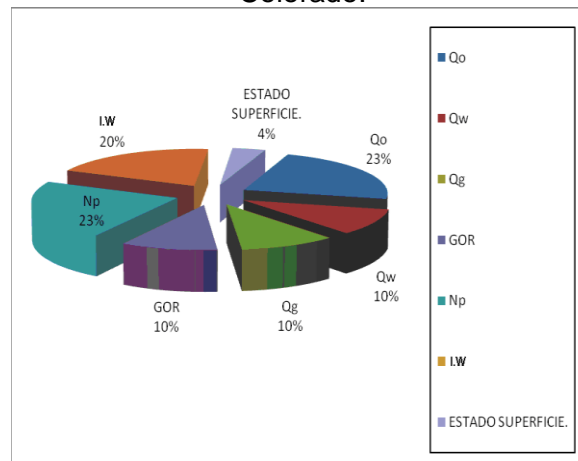
ABANDONADOS Y CANDIDATOS A ABANDONO	INACTIVOS (CANDIDATOS)	PRODUCTORES (ACEITE)
COL – 15	COL – 28	-
COL – 18	COL – 30	-
COL – 19	COL – 31	-
COL – 20	COL – 33	-
COL – 22	COL – 34	-
COL – 26	COL – 35	-
COL – 29	COL – 36	-
COL – 32	COL – 42	-
COL – 39	COL – 44	-
COL – 40	COL – 45	-
COL – 41	COL – 49	-
COL – 46	COL – 50	-
COL – 47	COL – 51	-
COL – 48	COL – 52	-
COL – 54	COL – 53	-
COL – 57	COL – 55	-
COL – 59	COL – 56	-
COL – 61	COL – 58	-
COL – 62	COL – 60	-
COL – 65	COL – 63	-
COL – 68	COL – 64	-
COL – 71	COL – 66	-
COL – 72	COL – 67	-
COL – 77	COL – 69	-
-	COL – 73	-
-	COL – 74	-
-	COL – 76	-

Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

3.1.2 Parámetros de Selección: Una vez identificado el estado de los pozos del Campo Colorado se procedió a estudiar los well files de cada uno de ellos, con el fin de dar un porcentaje significativo a los parámetros seleccionados; se tuvo como base la información más relevante pero sobretodo completa que se puede encontrar de cada pozo del Campo Colorado y se concluyó que dicha información era la estadística histórica de producción y trabajos efectivos realizados

para un campo petrolero, (teniendo en cuenta que estos factores fueron los más influyentes para realizar un tipo de trabajo como el que se presenta) en este caso el Campo Colorado. Los porcentajes otorgados a los parámetros seleccionados para ranquear los pozos y dar el orden de prioridad para ejecutar trabajos de reacondicionamiento también son dados basándose en la experiencia de los profesionales implicados en el desarrollo de éste artículo, las diferentes propiedades y características del Campo Colorado, además de los artículos consultados³¹ y relacionados³² con el tema. Por lo tanto se concluyó otorgar los siguientes porcentajes a los parámetros seleccionados:

FIGURA 21. Parámetros y porcentaje para la selección de pozos candidatos, Campo Colorado.



Fuente: Los autores del proyecto.

³¹ Gatta, S.R. Kuwait Oil Co. (2003). Project Priority Ranking Process, SPE 81551. Society of Petroleum Engineers,

Reliability and Risk Management (R2M). (2006) *Probabilistic Risk Analysis for Well Drilling and Work-Over activities*.

Armstrong, M., Gallia A., Bailey W. & Coue B., (2004). *Incorporating technical uncertainty in real option evaluation of oil projects*. Journal of Petroleum Science and Engineering. Ed 44. Pág 67– 82.

³² King E.G. (1998). *An introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workover* (2nd edition). Tulsa Oklahoma.

3.1.3 Screening (Selección): Para obtener un orden de prioridad en cuanto a la selección de los posibles pozos a reactivar se procedió a elegir los parámetros de evaluación, los cuales y como ya se mencionó, han sido tomados teniendo en cuenta la estadística histórica de producción y trabajos efectivos realizados para un campo petrolero, en este caso el Campo Colorado. El resultado del screening se muestra en una llamada matriz de selección, (**TABLA DE SELECCIÓN DE POZOS**) la cual otorga la prioridad a cada pozo candidato con niveles de significancia entre 1 y 10, donde 1 significa nivel de prioridad bajo y 10 significa nivel de prioridad alto. Teniendo en cuenta lo anteriormente nombrado se arrojaron resultados referentes a la prioridad que debe tener cada pozo con el objetivo de ser reactivado; a dichos parámetros de evaluación, se les otorga de igual manera e independientemente el respectivo nivel de prioridad (entre 1 y 10), además tienen un peso porcentual que se otorga precisamente con base en el comportamiento y condiciones o factores relevantes del Campo Colorado, por lo tanto para un Campo petrolero diferente, se deben estudiar los elementos nombrados anteriormente acordes a dicho Campo. Se tomaron en cuenta parámetros de selección (**Figura 21**), con base en la información más relevante pero sobretodo completa que se puede encontrar de cada pozo del Campo Colorado. Dichos parámetros se describen a continuación:

Producción: Para establecer la prioridad se utilizó la información de producción propia de los pozos del Campo Colorado³³; finalmente se agrupó dicha información³⁴ para lograr una planeación efectiva de los

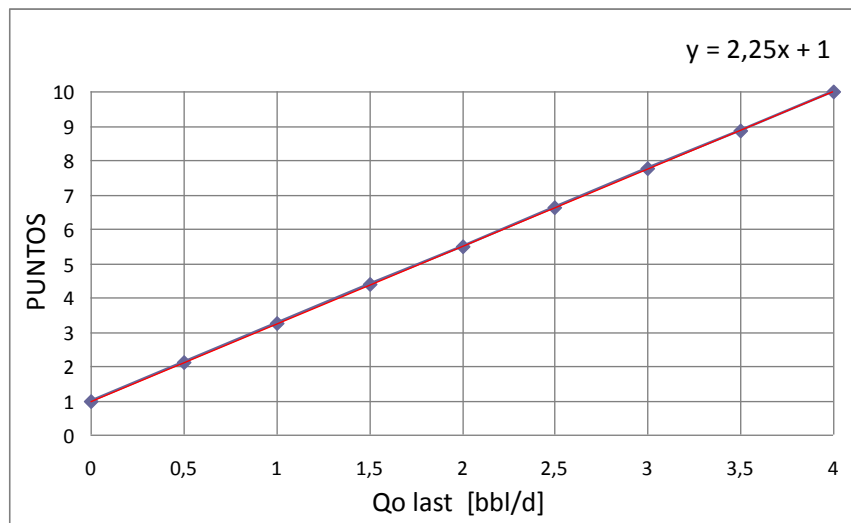
³³ Torres León, Jorge Wilson; Rangel Silva William Alberto. "análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado"; 2008. Y base de datos Departamento de Producción Campo Colorado.

³⁴ Torres L.J. & Rangel S.W. (2008) Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. *Tesis de*

trabajos a realizar, siempre con el objetivo de maximizar las ganancias o ingresos futuros, aumentando las reservas recuperables las cuales se verán reflejados en las ganancias netas.

3.1.3.1 Caudal de aceite (23%). (Q_o last): Es uno de los factores más importantes en el criterio de selección, debido a que es, con relación a la producción de gas y agua, un factor más representativo del Campo Colorado, debido a que éstos dos últimamente nombrados están en proceso de declinación, además la meta inmediata es la recuperación de aceite. Se decidió promediar el valor de los últimos caudales de aceite reportados por pozo; obteniendo así el valor representativo para el Campo Colorado en éste parámetro de selección el cual fue 4bbl/d por lo tanto cualquier valor de Q_o last mayor o igual tuvo un puntaje de diez (10), por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente gráfica:

FIGURA 22. Puntaje dado a Q_o last para cada pozo.

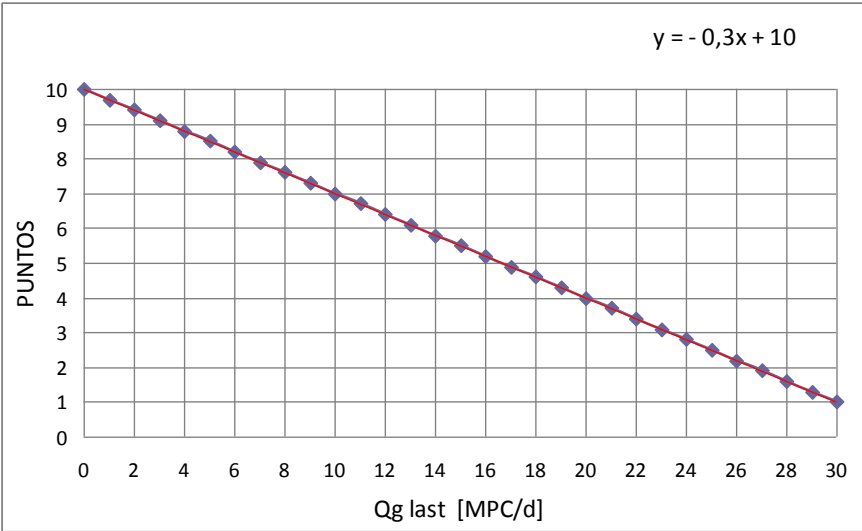


Fuente: Los autores del proyecto

3.1.3.2 Caudal de gas (10%). ($Q_g \text{ last}$): Aunque el Campo Colorado tiene un sistema de empuje de Gas en solución, en algún momento tuvo una buena producción de gas, en estos momentos no es así, además no se aprovecha de ninguna manera dicha producción, por lo cual no es un factor de peso en comparación con la producción de aceite; situación que sería diferente si la producción de gas fuese tan grande que pudiera ser comercializado.

Dado que cuanto más gas existe, la recuperación de aceite será menor, se decidió promediar el valor de los últimos caudales de gas reportados por pozo; obteniendo así el valor representativo para el Campo Colorado en éste parámetro de selección el cual fue 30 MPC/d por lo tanto cualquier valor de $Q_g \text{ last}$ mayor o igual tuvo un puntaje de uno (1), por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente gráfica:

FIGURA 23. Puntaje dado a $Q_g \text{ last}$, para cada pozo.

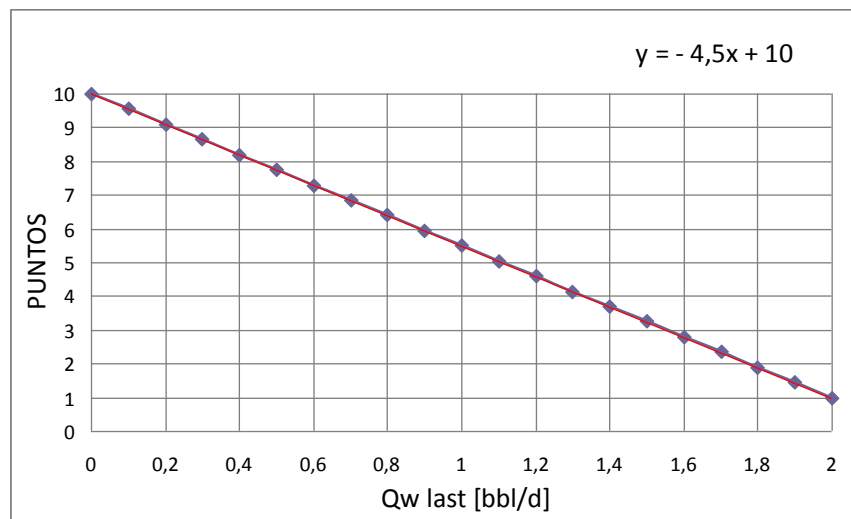


Fuente: Los autores del proyecto

3.1.3.3 Caudal de agua (10%). ($Q_w \text{ last}$): Es un factor de baja significancia ya que del análisis individual de las curvas de producción de los pozos se concluye que no altera ni influye de forma drástica en la producción de aceite del Campo Colorado, como si lo haría por ejemplo la producción de agua de un Campo como Caño Limón que tiene un corte de agua del 99%, lo cual sería un factor influyente y por lo tanto a tener en cuenta para el screening. Es decir, la producción de agua en éste caso sería de cierto modo contraproducente para lograr el objetivo inmediato, que es la producción de aceite (cuanto menos agua se produzca, es mejor).

Por tal motivo se decidió promediar el valor de los últimos caudales de agua reportados por pozo; obteniendo así el valor representativo para el Campo Colorado en éste parámetro de selección el cual fue 2bbl/d por lo tanto cualquier valor de $Q_w \text{ last}$ mayor o igual tuvo un puntaje de uno (1), por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente gráfica:

FIGURA 24. Puntaje dado a $Q_g \text{ last}$, para cada pozo.



Fuente: Los autores del proyecto

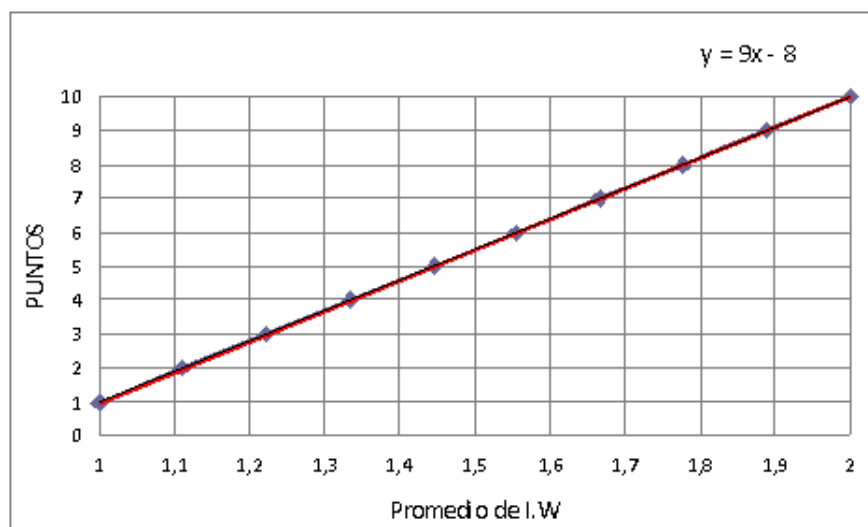
3.1.3.4 Índice de Workover (20%). (I.W.): Es uno de los parámetros de análisis más importantes debido a que a través de la vida productiva del Campo Colorado se ha realizado una gran cantidad de trabajos de reacondicionamiento a los pozos; es de resaltar que en el Campo, los pozos responden en el corto plazo a los trabajos de workover, sin embargo, estas producciones adicionales alcanzadas por los trabajos se ven rápidamente disminuidas por los problemas de depositación de parafinas tanto en las líneas de producción como en los mismos pozos, por lo cual es necesaria la intervención permanente en dichos pozos.

El índice de workover (I.W.) es una relación del promedio de producción en el pozo antes del trabajo con el promedio de la producción después del trabajo, si esta relación es superior a 1, nos indica que el trabajo fue efectivo, de lo contrario se considera que el trabajo fue contraproducente para el pozo.

En el análisis del Índice de workover se clasifican los trabajos realizados a los pozos candidatos a reactivar. Debido a que cada pozo ha tenido varios trabajos de reacondicionamiento, se decidió promediar los I.W. históricos de cada uno de ellos, por lo tanto, si dicho valor promedio fue mayor o igual a dos (2) obtuvo diez (10) puntos (aunque los valores mayores o iguales a 1 se consideran exitosos,

El objetivo fue seleccionar los pozos que han tenido una respuesta excelente cuando se le han realizado trabajos de reacondicionamiento, es decir por encima del promedio); por el contrario el promedio del I.W. para valores inferiores, se generó según la siguiente gráfica:

FIGURA 25. Puntaje dado al promedio de I.W. de cada pozo.



Fuente: Los autores del proyecto

TABLA 6. Resumen del Índice de Workover para cada pozo del Campo Colorado.

PRINCIPALES TRABAJOS DE WORKOVER REALIZADOS A LOS POZOS PRE-SELECCIONADOS					
POZO	FECHA	ACEITE ANTERIOR	ACEITE POSTERIOR	INDICE WO	TIPO WO
COL – 03	05-Ene-60	38,84	78,24	2,014418126	FRACTURAMIENTO
COL – 03	07-Ene-61	21,86	40,45	1,850411711	CAÑONEO_ADICIONAL
COL – 10	05-Ene-55	34,76	33,82	0,972957422	RECAÑONEO
COL – 11	07-Ene-46	152,34	68,06	0,446763818	RECAÑONEO
COL – 11	08-Ene-55	20,22	18,81	0,930267062	FRACTURAMIENTO
COL – 12	07-Ene-60	4	17,7741	4,443525	CAÑONEO_ADICIONAL
COL – 12	01-Ene-61	35,18	56,34	1,601478113	FRACTURAMIENTO
COL – 12	10-Ene-74	8,39	8,88	1,058402861	LIMPIEZA DE ARENA
COL – 16	12-Ene-54	11,23	16,21	1,443455031	FRACTURAMIENTO
COL – 16	04-Ene-56	10,37	14,86	1,432979749	FRACTURAMIENTO
COL – 23	05-Ene-56	72,28	86,03	1,190232429	RECOMPLETAMIENTO
COL – 24	12-Ene-70	5,28	10,03	1,899621212	ACIDIFICACION
COL – 25	08-Ene-54	6,38	7,58	1,188087774	ACIDIFICACION
COL – 27	06-Ene-56	44,66	57,99	1,298477385	FRACTURAMIENTO
COL – 27	06-Ene-72	4,11	6,63	1,613138686	ACIDIFICACION
COL – 27	08-Ene-77	5,68	4,58	0,806338028	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)

COL – 28	12-Sep-67	4	2	0,5	RECAÑONEO
COL – 28	12-Mar-77	9,1	4,6	0,505494505	ACIDIFICACION
COL – 30	23-Feb-61	84,83	17,41	0,205233997	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL – 30	29-Jul-61	23	11,38	0,494782609	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL – 30	17-Dic-63	2,73	6	2,197802198	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL – 30	29-Ago-70	8,032	8,033	1,000124502	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL – 31	06-Ene-60	26,37	28,5	1,080773606	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 33	10-Ene-59	26,37	28,5	1,080773606	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 33	08-Ene-62	4,75	4,96	1,044210526	RECOMPLETAMIENTO
COL - 34	01-Oct-59	32,32	11,9	0,368193069	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 34	14-Ene-61	18	13	0,722222222	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 34	02-Jun-62	9	13	1,444444444	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 35	12-Ene-57	26,3	53,65	2,039923954	FRACTURAMIENTO
COL - 35	01-Ene-58	32,93	59,73	1,813847555	RECOMPLETAMIENTO
COL - 35	08-Ene-59	50,36	90,25	1,792096902	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 36	11-Ene-58	39,34	73,37	1,865022877	RECOMPLETAMIENTO
COL - 36	05-Ene-61	33,12	33	0,996376812	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 37	02-Ene-68	13,54	20,25	1,495568685	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 38	10-Ene-54	78,04	55,92	0,716555613	RECAÑONEO
COL - 38	04-Ene-55	114,85	111,95	0,974749673	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 38	01-Ene-55	51,64	114,85	2,224051123	FRACTURAMIENTO
COL - 42	01-Nov-60	24,22	19,11	0,789017341	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 42	28-Sep-61	92	86,33	0,938369565	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 42	19-Nov-74	3,63	7,12	1,961432507	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 42	01-Mar-75	8,06	6,9	0,856079404	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 43	11-Sep-61	134,96	115,74	0,857587433	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 43	05-Mar-62	115,74	128,7	1,111975117	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 43	01-Mar-63	100,29	63,53	0,633462957	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 43	30-Jun-64	61,38	39,43	0,642391659	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)

COL - 43	28-Jun-65	66	46	0,696969697	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
col - 44	31-Ene-62	62,63	59,1	0,943637235	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
col - 44	30-Ago-62	62,12	47,86	0,770444301	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
col - 44	14-Sep-64	46,76	36,03	0,770530368	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
col - 44	20-Sep-70	2,258	10,26	4,54384411	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
col - 44	04-Ene-95	1,52	6,29	4,138157895	CAÑONEO_ADICIONAL
col - 44	11-Ene-95	1,29	2,93	2,271317829	MANTENIMIENTO (PARAFINA)
col - 45	10-Ene-74	19,06	16,8	0,881427072	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
col - 49	05-Oct-64	10,48	15,35	1,464694656	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 50	24-Oct-64	7	12,03	1,718571429	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 50	12-May-74	4,03	0	0	ACIDIFICACION
COL - 51	11-Jul-70	3,64	16,8	4,615384615	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 51	12-May-71	11,03	2,35	0,213055304	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 52	10-Ene-70	13,79	8,61	0,624365482	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 53	01-Ene-68	15	9	0,6	RECOMPLETAMIENTO
COL - 55	06-Ene-66	32	104	3,25	RECOMPLETAMIENTO
COL - 56	01-Ago-65	15,25	11	0,721311475	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 56	02-Feb-95	0,74	5,51	7,445945946	MANTENIMIENTO (PARAFINA)
COL - 56	26-Sep-61	10,26	9,77	0,952241715	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 58	08-Ene-66	28,75	78,25	2,72173913	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 60	20-Oct-61	9,25	11,64	1,258378378	CAÑONEO_ADICIONAL
COL - 60	31-Oct-74	2,87	2,32	0,808362369	MANTENIMIENTO (PARAFINA)
COL - 60	18-Jul-78	6,25	6,06	0,9696	MANTENIMIENTO (PARAFINA)
COL - 60	14-Ene-62	35,93	18,23	0,507375452	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 63	08-Dic-63	66,03	48,32	0,731788581	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)

COL - 63	30-Jul-66	28	19,87	0,709642857	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 63	20-Sep-61	23,01	20,29	0,881790526	ACIDIFICACION
COL - 63	31-Mar-72	1,61	15,6	9,689440994	MANTENIMIENTO (PARAFINA)
COL - 64	01-Ene-63	13,96	19,66	1,408309456	RECAÑONEO
COL - 66	03-Mar-63	47	43,2	0,919148936	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	10-Nov-64	38,74	57,78	1,491481673	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	26-Dic-65	34,26	32,54	0,94979568	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	22-Ene-66	30,61	30,63	1,000653381	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	30-Jul-72	26,63	10,22	0,383777694	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	20-Nov-73	21,77	24,46	1,123564538	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	13-Mar-74	23,4	21,64	0,924786325	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	21-Nov-76	11,32	8,96	0,791519435	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	07-Jul-78	9,06	2,45	0,270419426	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 66	07-Feb-82	2,61	6,96	2,666666667	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 67	08-Ene-67	15,14	43,99	2,905548217	RECOMPLETAMIENTO
COL - 67	11-Ene-74	43	45,26	1,05255814	LIMPIEZA_ARENA (PARAFINA)
COL - 69	19-Ene-95	0,61	2,63	4,31147541	MANTENIMIENTO (PARAFINA)
COL - 69	15-Ene-63	98,35	33,96	0,345297407	
COL - 74	14-Jun-66	1	11	11	
COL - 74	01-Mar-68	2	39	19,5	
COL - 74					
COL - 76	11-Ene-70	16,64	40,86	2,455528846	CAÑONEO_ADICIONAL

Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Yacimiento.

Basado en las propiedades de yacimiento del Campo Colorado³⁵ se introdujo un porcentaje significativo a los parámetros relevantes que intervienen en la selección de los pozos candidatos.

3.1.3.5 Producción acumulada de petróleo (23%). (Np): Es un factor de evaluación igualmente importante (Como la producción final de aceite y el índice de workover); éste parámetro de selección da a conocer la actividad de producción de un pozo en relación a los demás, en otras palabras el aporte de barriles producidos de un pozo en relación a los demás y su aporte hacia el Campo; por lo cual el nivel de prioridad en esta sección se otorgó teniendo en cuenta los pozos que históricamente han tenido un aporte significativo en cuanto a la producción de aceite, es decir los que tienen una buena producción acumulada (Np), ya que se puede deducir que dichos pozos han tenido pocos problemas o que sus trabajos de workover han sido exitosos.

Un inconveniente hallado es que puede que un pozo en sus comienzos haya tenido una alta producción, pero rápidamente haya decaído y por diferentes problemas haya tenido que ser cerrado; a diferencia de un pozo que haya tenido una producción moderada de aceite y se haya mantenido así por muchos más años que el pozo anteriormente descrito.

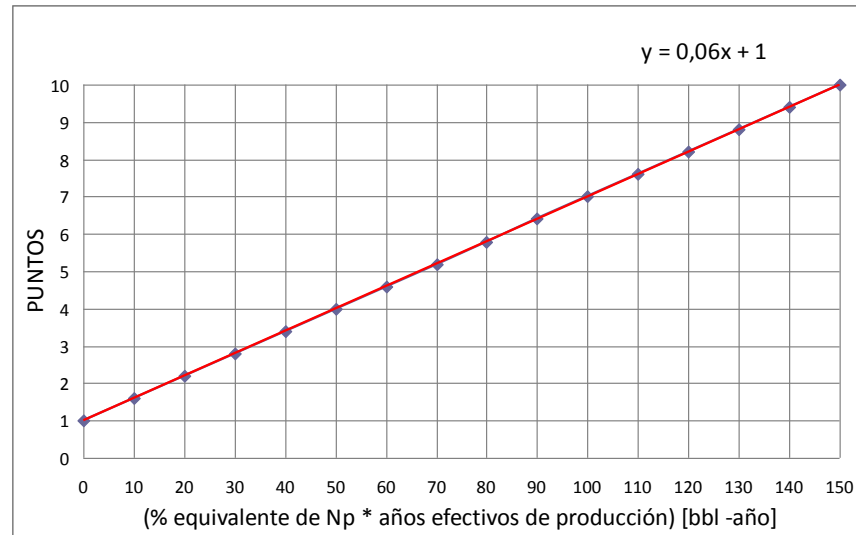
³⁵ ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), unión temporal AIP-ANSALL. "Informe Geológico Final Campo Colorado", Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP) 2003. y base de datos Departamento de Yacimiento Campo Colorado 2009.

Según los análisis efectuados, tiene mayor importancia un pozo como el que se describió en segunda instancia precisamente debido a su producción constante; por tal motivo se soluciona este criterio de selección de la siguiente manera:

Se obtiene el dato N_p de cada pozo candidato a reacondicionamiento, se realiza la sumatoria de los N_p lo cual arroja un dato de producción acumulada de los pozos candidatos, dicho dato hace referencia a un 100% de petróleo producido acumulado (sólo de los pozos que se analizan), por lo tanto el N_p de cada pozo se porcentualiza con relación a ese 100% hallado, llamado porcentaje equivalente, dicho resultado se multiplica por los años efectivos de producción del pozo en cuestión, de allí aparece el dato final a ranquear entre 1 y 10, el cual ayuda a dar solución de una mejor forma al problema planteado, creando así la prioridad de éste parámetro de selección. Luego, Se decidió promediar el valor obtenido [*(%equivalente * años efectivos de producción)*] teniendo igualmente como base el promedio de barriles producidos acumulados por pozo (N_p) reportados; obteniendo así el valor promedio tomado como referencia de dicho producto (*%equivalente * años efectivos de producción*), el cual fue 150 bbl-año, por lo tanto un valor mayor o igual a éste obtuvo diez (10) puntos.

Por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente gráfica:

FIGURA 26. Puntaje dado a (%equivalente * años efectivos de producción) de cada pozo.



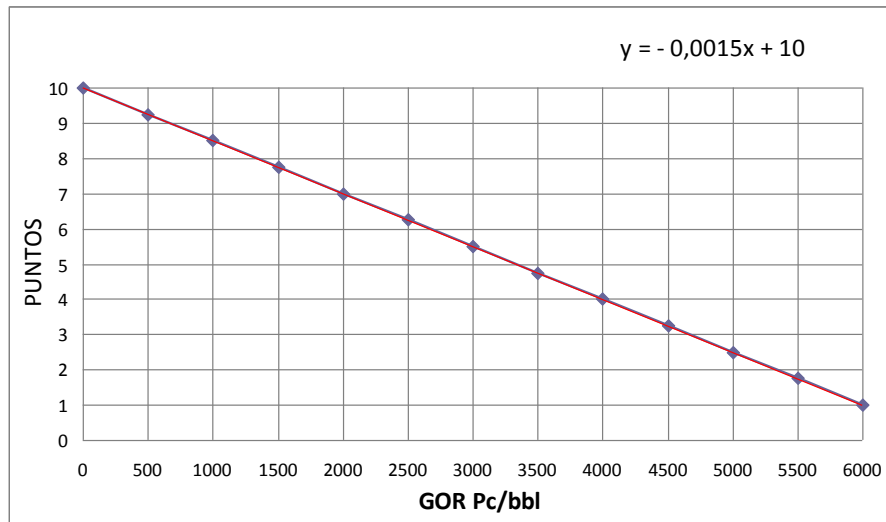
Fuente: Los autores del proyecto

3.1.3.6 Relación gas aceite (10%). (GOR%): Según los análisis efectuados el factor GOR en el Campo Colorado no recibió un porcentaje notable para seleccionar un pozo con alto potencial para someterlo a trabajos de reacondicionamiento, debido justamente a la baja producción de gas actual (aunque ciertos pozos reportaron en su momento un Qg Last muy por encima del promedio), además ya se explicó el nivel de importancia de la producción de aceite comparado con la producción de gas, sin embargo es un parámetro que hasta cierto punto es importante ya que el Campo tiene sistema de empuje de Gas en solución.

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito y por medio de varias consultas y principalmente para la situación actual del Campo Colorado, se concluyó que un pozo con GOR igual o mayor a 6000 Pc/bbl, no es un buen prospecto para la meta inmediata (producción

de aceite), dado que el GOR promedio reportado del Campo Colorado es de 3280 [Pc/Bbl]³⁶ por tal motivo al tipo de pozos con el reporte de GOR mencionado anteriormente (6000 Pc/bbl) se otorgó la calificación de uno (1), por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente gráfica:

FIGURA 27. Puntaje dado al último GOR registrado de cada pozo.



Fuente: Los autores del proyecto

3.1.3.7 Superficie (4%): Teniendo como referencia la base de datos del Departamento de Producción del Campo Colorado se han integrado factores que juegan un papel importante aunque menos relevante que los demás parámetros analizados en el momento de ejecutar los trabajos planteados en el Campo, las cuales afectan las operaciones que se plantean como lo son el estado actual de superficie de los pozos seleccionados, vías de acceso (estado de las mismas).

³⁶ ECOPETROL S.A. (2003). Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Dichos factores no se analizan individualmente, sino en conjunto con un porcentaje representativo en común, el cual, en la matriz de selección está representado muy bajo en relación al porcentaje dado a los demás factores, debido a que el estado de superficie será analizado en una tabla diferente que hace referencia al análisis económico el cual tiene un peso relevante en el momento de la aplicación de la metodología, ya que la ejecución del reacondicionamiento depende directamente del precio del crudo, es decir, si se realiza un trabajo de workover planteado, éste debe ser justificado con el precio actual del crudo.

Sin embargo se otorgaron igualmente puntajes representativos de uno (1) a diez (10) dependiendo si el estado de superficie y vías de acceso era malo aceptable o bueno.

TABLA 7. Estado de superficie de los pozos a reactivar.

POZO	EQUIPO DE SUPERFICIE						
	VIA DE ACCESO	PLANO	LINEA SUPERFICIE	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (UBM)			
				MOTOR	CAJA CONTROL	LINEA ELECTRICA	UNIDAD
COL - 03	Reparar 100 m	Reparar	Instalar 120 m de 2"	No tiene	No tiene	Buena	Con unidad
COL - 12	Buena	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Buena	Con unidad
COL - 23	Buena	Reparar	Instalar 3000 m de 2"	No tiene	No tiene	Buena	Sin unidad
COL - 35	Reparar 250 m	Reparar	Instalar 300 m de 2"	No tiene	No tiene	Buena	Cambiar
COL - 44	Buena	Reparar	Bueno	No tiene	No tiene	Buena	Cambiar
COL - 55	Reparar 500 m	Reparar	Instalar 200 m de 2"	No tiene	No tiene	Buena	Con unidad
COL - 56	Reparar 500 m	Reparar	Instalar 500 m de 2"	No tiene	No tiene	Buena	Cambiar
COL - 58	Reparar 1000 m	Reparar	Instalar 500 m de 2"	No tiene	No tiene	Instalar 500 m	Con unidad
COL - 67	Buena	Reparar	Bueno	No tiene	Bueno	Buena	Con unidad
COL - 74	Reparar 400 m	Reparar	Bueno	No tiene	Bueno	Buena	Con unidad

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

3.2 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

Además de la Metodología propuesta (**Figura 19**) se obtuvo la **Tabla de Selección de Pozos.**, la cual muestra los diferentes parámetros asociados, que influyeron en el momento de otorgar la prioridad a los pozos candidatos a ser sometidos a trabajos de reacondicionamiento, como se puede observar los mejores pozos superan el promedio de 7, en la escala de 1 a 10, pero es necesario anotar que los pozos que se encuentran actualmente en producción, aunque son ranqueados, únicamente se toman como referencia y no influyen en la selección.

Dichos resultados se desclasas en el ANEXO A donde se describen los valores hallados para los treinta y ocho (38) pozos seleccionados y se propone una campaña de reactivación de los primeros diez (10) pozos teniendo en cuenta la prioridad establecida.

TABLA DE SELECCIÓN DE POZOS

A continuación se presenta un resumen de la tabla de selección, en la cual se muestran los pozos que obtuvieron un mayor puntaje y se presentan teniendo en cuenta la prioridad generada para cada uno de ellos.

POZO	PUNTAJE Q _o	Q _w (BPD)	PUNTAJE Q _w	Q _g (MPCD)	PUNTAJE Q _g	GOR (PC/BBL)	PUNTAJE GOR	N _p (BBL)	T.....% EQUIVALENTE N _p	U A.E.P	T*U [bbl eq-año]	PUNTAJE [bbl eq-año]	VIA DE ACCESO	PUNTAJE V.A.E.S	PROMEDIO
COL - 38	19,0	1	5,5	26,0	2,2	3500	4,8	518733	7,77979613	55	427,9	10,0	Destapada, en buen estado	10,0	9,42
COL - 58	10,0	0	10,0	1,0	9,7	300	9,6	221755	3,32581249	34	113,1	7,8	No hay, se debe llegar a pie caminando a través de potreros.	1,0	9,06
COL - 37	12,3	0,3	8,7	16,4	5,1	3280	5,1	277156	4,15669945	45	187,1	10,0	Destapada, en buen estado	10,0	8,50
COL - 56	10,0	0	10,0	0,0	10,0	2000	7,0	108239	1,62333484	35	56,8	4,4	Destapada, en buen estado	10,0	8,41
COL - 74	10,0	0	10,0	0,0	10,0	10000	1,0	188196	2,82250505	33	93,1	6,6	Destapada, en buen estado; el acceso se debe hacer a pie porque la puerta de acceso tiene candado.	9,0	8,28
COL - 3	7,8	0	10,0	13,0	6,1	4000	4,0	275000	4,12436444	36	148,5	9,9	Destapada, en regular estado.	5,0	8,18
COL - 55	3,3	0	10,0	2,0	9,4	2300	6,6	306913	4,60298568	40	184,1	10,0	Destapada, en buen estado	10,0	8,04
COL - 67	10,0	39	1,0	5,0	8,5	600	9,1	355933	5,33817239	33	176,2	10,0	Destapada, en regular estado, la parte final del acceso se debe realizar caminando por encontrarse una puerta con candado.	3,0	7,73
COL - 35	10,0	1	5,5	0,0	10,0	800	8,8	129779	1,94638506	35	68,1	5,1	Destapada, en mal estado.	1,0	7,72
COL - 44	1,9	0,8	6,4	0,0	10,0	120	9,8	308911	4,63295106	31	143,6	9,6	Destapada, en buen estado	10,0	7,67
COL - 12	5,5	0	10,0	1,5	9,6	600	9,1	129153	1,93699651	39	75,5	5,5	Destapada e imprimada, en regular estado	5,0	7,60
COL - 23	10,0	0	10,0	8,0	7,6	1500	7,8	209483	3,14176085	33	103,7	7,2	Destapada, en buen estado.	8,0	7,57

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009

3.3 Diseño de posibles soluciones.

Para seleccionar los trabajos de reacondicionamiento de pozos aplicados al Campo Colorado se tomo como punto de partida la historia propia del Campo junto con las características del mismo, las cuales fueron integradas a los precedentes de los pozos, logrando de esta forma unificar las fallas presentes tanto mecánicas como del yacimiento estructurando las posibles soluciones para los pozos así:

- Varilleo.
- Cañoneo y Re-cañoneo.
- Estimulaciones (Acida, Fracturamiento Hidráulico).
- Cementaciones correctivas.
- Tratamiento de parafinas.

A continuación se presenta una descripción general de los pozos candidatos escogidos para realizar la campaña en el Campo Colorado, junto con los trabajos recomendados³⁷ siendo esto una preparación para su respectiva ejecución.

³⁷ Basado en ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), "Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado" 2003 y ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Departamento de Producción de Mares, "Reactivación y Mantenimiento Pozos Campo Colorado" 2004.

TABLA 8. Estado actual pozo COL - 3.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 8/Abr/1.956
	LOCALIZACIÓN = N '243.195,75 E1'038.736,13
	PROFUNDIDAD = 6.152 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-3-22
	BLOQUE = III


Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y bajar la bomba a la misma profundidad, pues ya se encuentra en fondo.
- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.
- Recañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetración los intervalos 4380'-4394', 4402'-4418', 4488'-4500', 4538'-4565' (estos cuatro intervalos caen en la posible zona de agua), y 5839'-5855'.
- Estimular los intervalos anteriores ya que estos no se han sometido a este trabajo.

- Realizar una cementación correctiva al revestimiento de 6 5/8" ya que el tope de cemento llegó a 3625' y hay intervalos nuevos a cañonear por encima de este tope.
- Posteriormente a la cementación correctiva, cañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetración los nuevos intervalos según la petrofísica: 2291.5'-2306.5', 2312'-2316.5', 2330'-2349.5', 2370.5'-2413', 2433.5'-2443', 2516.5'-2521.5', 2608.5'-2619', 2629.5'-2639', 2671'-2676', 2678'-2683.5', 2698'-2707', 2726.5'-2733.5', 2800'-2808.5', 2860'-2870', 2918'-2934', 3078'-3081.5', 3302.5'-3317.5', 3426.5'-3433.5', 3910'-3917', 4456'-4459.5', 4565'-4570.5', 4576'-4583.5' (tomando un alto riesgo, según la petrofísica presentan buenas propiedades pero pueden ser acuíferos).

TABLA 9. Estado actual pozo COL - 12.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 1/Abr/1.946
	LOCALIZACIÓN = N 1'242.493 E 1'038.962
	PROFUNDIDAD = 6.070 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-3-22
	BLOQUE = II

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y bajar la sarta de Bombeo y Producción

- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafínico.
- Recañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetración los intervalos 5254'-5262', 5318' -5326', 5340'-5348', 5354'-5362', 5526'-5534', 5770'-5776'.
- Estimular los intervalos anteriores ya que estos no se han sometido a este trabajo e instalar equipo de superficie.

TABLA 10. Estado actual pozo COL - 23.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 2/Ene/1.954
	LOCALIZACIÓN = N 1'240.322 E 1'039.014,13
	PROFUNDIDAD = 4.544 pies
	TIPO UNIDAD = No tiene.
	BLOQUE = I

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y bajar la sarta de Producción y Bombeo.

- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.
- Recañoneo a 4 tiros por pie con tiros de alta penetración los intervalos: 1944'-1952', 3342'-3357', 3430'-3442', 3476'-3494'.
- Cañonear adicionalmente a 4 tiros por pie con tiros de alta penetración los nuevos intervalos según la petrofísica: 2433'-2436', 2445'-2449.5', 2460.5'-2468', 2492'-2496.5' (estos 4 intervalos caen posiblemente en la zona de agua, pero se deberían cañonear tomando un alto riesgo, según la petrofísica presentan buenas propiedades), 3328.5'-3331'.
- Instalar equipo de superficie.

TABLA 11. Estado actual pozo COL - 35.


CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 24/May/1.957
	LOCALIZACIÓN = N 1'242.405,13 E 1'038.524
	PROFUNDIDAD = 5.700 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-4-11A (INOPERATIVA).
	BLOQUE = II

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y profundizar la bomba 500 pies con respecto a la profundidad actual.
- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no lónico y un Antiparafinico.
- Cañonear a 4 tiros por pie los siguientes intervalos: 2012'-2020', 2044'-2047', 2131.5'-2137', 2335.5'-2338.5', 2455.5'-2459', 2484.5'-2493', 2526'-2534.5', 2656.5'-2662', 3107.5'-3118.5', 3140.5'-3144', 3473'-3478.5', 3512.5'-3518.5', 3693.5'-3703.5', (estos 13 intervalos caen posiblemente en la zona de agua, pero se deberían cañonear tomando un alto riesgo, según la petrofísica presentan buenas propiedades), 2872'-2880.5', 2882.5'-2889.5', 3767'-3770', 3952'-3963', 3968.5'-3975', 4105.5'-4119.5', 4207'-4214.5', 4273.5'-4284', 4293'-4303', 4449.5'-4460.5'.
- Instalar equipo de superficie.

TABLA 12. Estado actual pozo COL - 44.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 13/Sep/1.958
	LOCALIZACIÓN = N 1'242.564,38 E 1'038.687,63
	PROFUNDIDAD = 5.980 pies
	TIPO UNIDAD = CONTINENTAL D 57-100-48 (INOPERATIVA).
	BLOQUE = II

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y bajar la sarta de Bombeo y Producción.
- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.
- Recañonear a 4 tiros por pie los siguientes intervalos: 3884'-3896', 3900'-3904', 3904'-3910', 3928'-3942', 3996'-4004', 4035'-4045', 4156'-4166', 4195'-4216', 4242'-4260', 4564'-4574', 4580'-4594', 4606'-4616' (los 6 últimos intervalos caen en la posible zona de agua).
- Instalar equipo de superficie.

TABLA 13. Estado actual pozo COL - 55.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 2/May/1.960
	LOCALIZACIÓN = N 1'245.336,25 E 1'038.408,81
	PROFUNDIDAD = 5.789 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-3-22
	BLOQUE = V

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y profundizar la bomba 800 pies con respecto a la profundidad actual.
- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.
- Recañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetrabilidad los siguientes intervalos: 2290'-2296', 2320'-2338', 2374'-2388', 2402'-2414', 2432'-2438', 4646'-4652', 4658'-4678', 4742'-4750', 4757'-4768', 4790'-4805', 4844'-4850', 4986'-5012' (este intervalo cae en la posible zona de agua), 5070'-5083', 5098'-5108', 5140'-5150', 5175'-5192', 5318'-5338', 5387'-5392', 5411'-5426', 5434'-5450', 5496'-5507', 5510'-5515'.
- Según la petrofísica hay los siguientes intervalos para cañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetrabilidad: 2278'-2284.5', 2298'-2301.5', 2316'-2320', 2338'-2350', 2392.5'-2397.5', 2658.5'-2689' (este intervalo cae posiblemente en la zona de agua, pero se debería cañonear tomando un alto riesgo, según la petrofísica presentan buenas propiedades), 3305'-3307.5', 3346.5'-3365', 3434.5'-3444.5', 3450.5'-3461.5', 3485.5'-3498', 3503'-3520.5', 4521'-4527.5', 4654.5'-4658', 4786'-4790', 4938.5'-4942'. E Instalar equipo de superficie.

TABLA 14. Estado actual pozo COL - 56.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 16/Ene/1.961
	LOCALIZACIÓN = N 1'245.542 E 1'038.597
	PROFUNDIDAD = 5.761 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-4-11B (INOOPERATIVA).
	BLOQUE = V

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y profundizar la bomba 800 pies con respecto a la profundidad actual.
- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.
- Recañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetrabilidad los siguientes intervalos: 4553'-4576', 4721'-4730', 4740'-4746', 4794'-4806', 4836'-4856', 4902'-4918', 5044'-5053', 5293'-5306', 5379'-5391' (estos 6 últimos intervalos caen en la posible zona de agua), 5076'-5085', 5114'-5133', 5156'-5165'.
- Cañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetrabilidad los siguientes intervalos sacados de la petrofísica: 4920'-4926.5', 4967.5'-4972.5', 5035'-

5042', 5065'-5075.5', 5331.5'-5339', 5366.5'-5374.5', 5444'-5452.5', 5470.5'-5473.5', 5476'-5480.5', 5493.5'-5497.5', 5519'-5535.5' (estos 10 intervalos caen posiblemente en la zona de agua, pero se deberían cañonear tomando un alto riesgo, según la petrofísica presentan buenas propiedades), 5085'-5091.5', 5105'-5114', 5142'-5152.5'.

- Instalar equipo de superficie.

TABLA 15. Estado actual pozo COL - 58.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 9/Feb/1.961
	LOCALIZACIÓN = N 1'244.709 E 1'038.457,38
	PROFUNDIDAD = 5.903 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-3-22
	BLOQUE = V

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y bajar la sarta de Bombeo y Producción.
- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.

- Recañonear a 4 tiros por pie los siguientes intervalos: 2146'-2158', 2168'-2176', 2327'-2334', 2444'-2460', 2492'-2508', 2552'-2566', 2582'-2589', 4230'-4242', 4246'-4254', 4254'-4261', 4320'-4333', 4333'-4341', 4504'-4518', 4750'-4758', 4790'-4802', 4818'-4828', 4926'-4934', 5167'-5176', 5322'-5335', 5340'-5350', 5392'-5414'.
- Instalar equipo de superficie.

TABLA 16. Estado actual pozo COL - 67.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 30/Dic/1.961
	LOCALIZACIÓN = N 1'243.760,25 E 1'038.460,19
	PROFUNDIDAD = 5.300 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-3-22B
	BLOQUE = IV

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y profundizar la bomba 1400 pies con respecto a la profundidad actual. La tubería y la varilla a utilizar en el pozo se recomienda que sea nueva.

- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.
- Recañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetración los siguientes intervalos: 1770'-1778', 1783'-1792', 1798'-1815', 1878'-1886', 1886'-1896', 2022'-2030', 2050'-2066', 2122'-2132', 3854'-3870', 3878'-3886', 4016'-4023', 4060'-4070', 4070'-4078', 4172'-4178', 4238'-4254', 4292'-4305', 4305'-4313', 4374'-4382'. (Cabe anotar que este pozo no está incluido en el análisis de las sub-zonas, ya que por petrofísica los registros son muy malos), e Instalar equipo de superficie.

TABLA 17. Estado actual pozo COL - 74.

CABEZAL DEL POZO.	PERFORADO = 11/Ago/1.962
	LOCALIZACIÓN = N 1'244.695,38 E 1'038.678,69
	PROFUNDIDAD = 5.500 pies
	TIPO UNIDAD = LUFKIN TC-3-22
	BLOQUE = V

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Trabajo recomendado.

- Trabajo de varilleo que consiste en sacar todo, medir fondo y profundizar la bomba 500 pies con respecto a la profundidad actual.

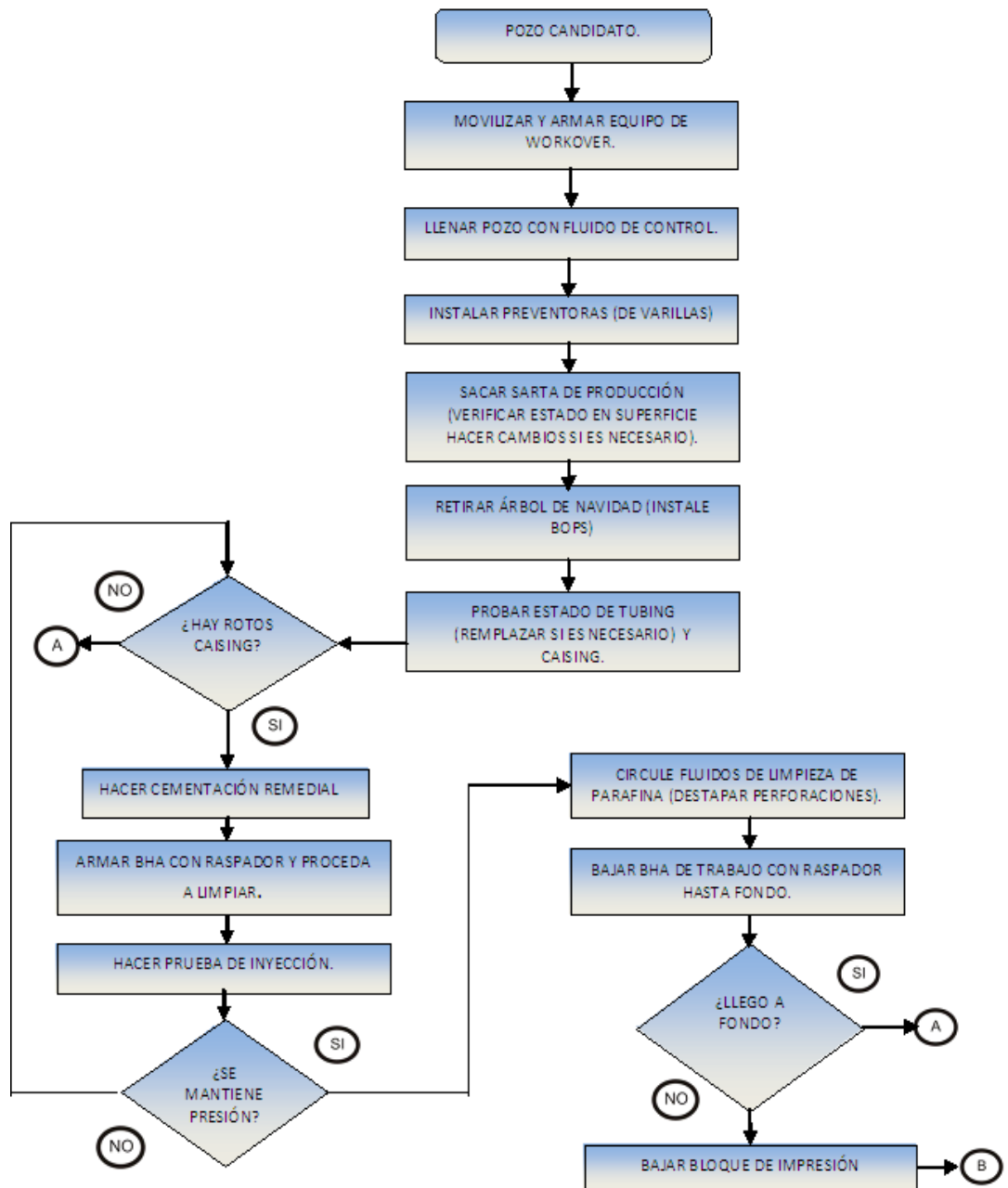
- Después del trabajo de varilleo desplazar con aceite caliente la línea de superficie y recircular al pozo una mezcla compuesta por un disolvente (Varsol), un Surfactante no Iónico y un Antiparafinico.
- Recañonear a 4 tiros por pie con tiros de alta penetración los siguientes intervalos: 4920'-4930', 4464'-4474', 4482'-4500', 4562'-4590', 4571'-4581', 4720'-4730', 4336'-4344', 4354'-4370', 4861'-4871', 5006'-5020', 5140'-5162' (los 5 últimos intervalos caen en la posible zona de agua). E Instalar equipo de superficie.

3.4 SOLUCIÓN FACTIBLE Y PAUTAS PARA EL REACONDICIONAMIENTO.

Una vez identificados los problemas presentes en cada pozo se diseñó una estrategia de solución en los mismos, agrupando información pertinente para desarrollar procedimientos de reacondicionamiento, con lo cual se logró una planeación efectiva del trabajo a realizar, teniendo como objetivo principal los pozos a los cuales se le desee hacer dicha operación, los cuales son los mejores prospectos para ser sometidos a trabajos de reacondicionamiento siempre con el objetivo de maximizar las ganancias o ingresos futuros, aumentando las reservas recuperables del Campo Colorado. También se debe tener una logística integral con la cual se pretende analizar las variables que intervienen en la activación de los pozos candidatos, de esta forma se logró particularizar los problemas en cada uno de ellos. Sin embargo dentro del desarrollo de la operación se pueden presentar situaciones que afecten directamente la operación causando demoras dentro de lo planificado, estas situaciones no son tenidas en cuenta dentro del plan de trabajo ya que son sucesos imprevistos en el desarrollo sugerido, dando como resultado diferencias marcadas entre los tiempos de operación y los tiempos reales. La función estratégica de esta etapa se basa en un enfoque que intenta abarcar el estudio de todos los pozos seleccionados y es parte fundamental de nuestra metodología, la cual abarca en su totalidad los trabajos de

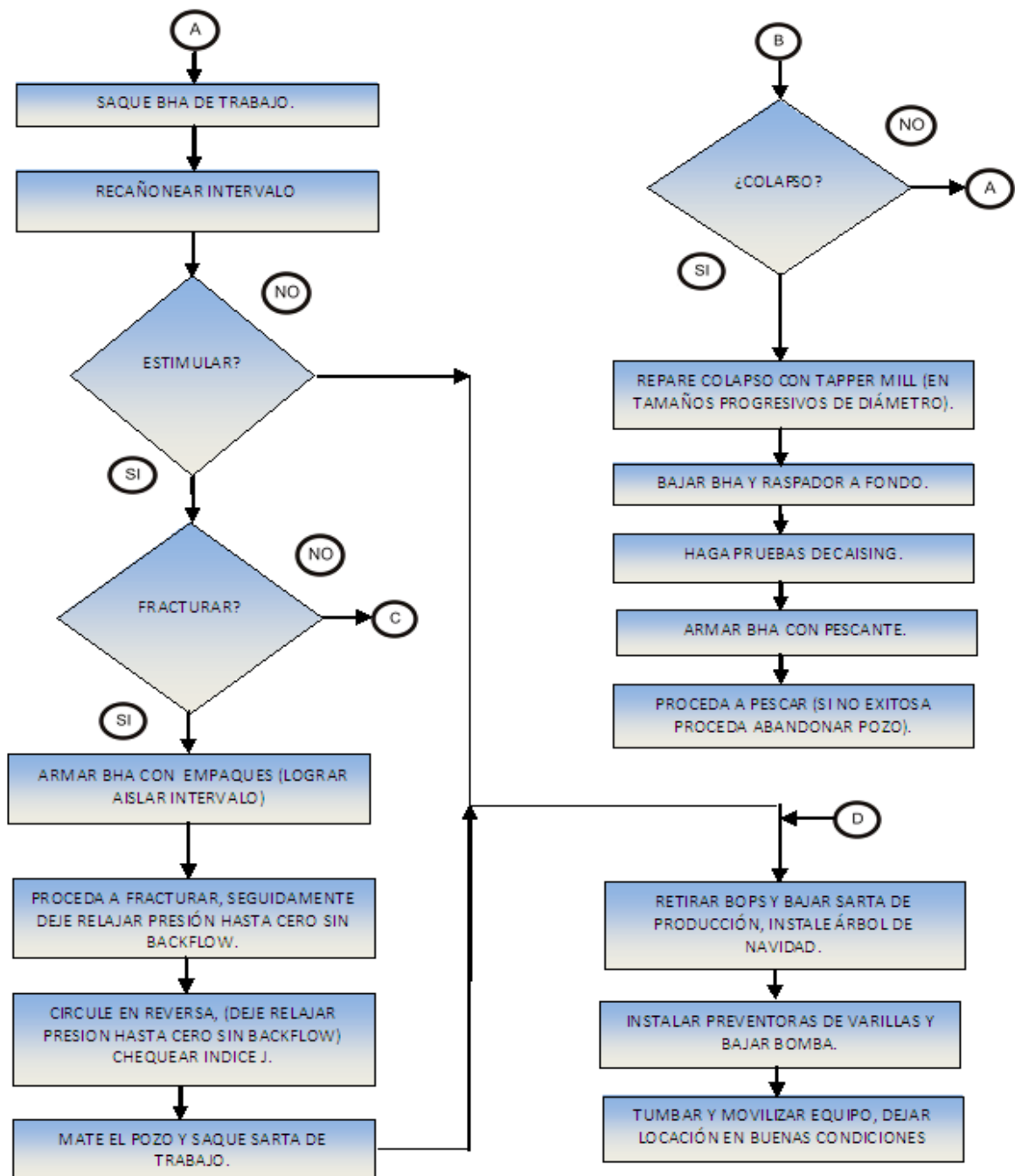
reacondicionamiento propuestos, efectuando un control y selección de pautas factibles para aplicarlas en los mismos por el Departamento de Producción del Campo Colorado.

FIGURA 28. LOGÍSTICA DE EJECUCIÓN RECOMENDADA³⁸.

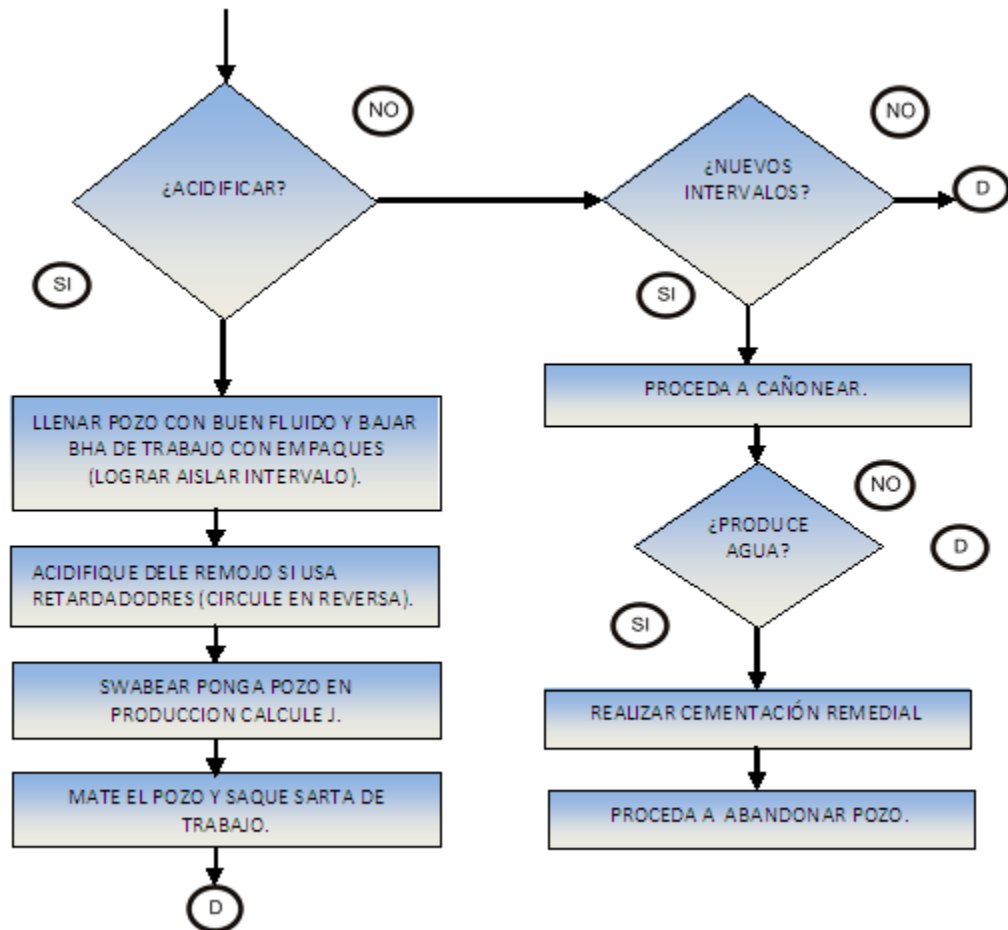


³⁸ Tomado y modificado TREJOS H, Edelberto. Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos Operaciones de Workover. 10ª versión. UIS 2008.

LOGÍSTICA DE EJECUCIÓN RECOMENDADA (CONTINUACIÓN).



LOGÍSTICA DE EJECUCIÓN RECOMENDADA (CONTINUACIÓN).



A continuación (ver ANEXO B) se desarrolla el programa de ingeniería (Well Planing) de diez pozos que se van a intervenir en el Campo Colorado debido a que cada pozo exige su propio diseño además nuestra metodología propone un monitoreo y retroalimentación de los trabajos ejecutados con lo cual se logrará ampliar la ejecución al resto de pozos candidatos ya que estos se comportan de forma diferente.

3.5 EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA.

Las técnicas a desarrollar varían dependiendo tanto del equipo disponible como del personal asignado al proyecto, sin embargo la fundamentación de los trabajos

propuestos siguen parámetros generales los cuales pueden ser aplicables al Campo Colorado.

A su vez estos reacondicionamientos son analizados desde la óptica económica ya que esta en definitiva juega un papel importante para la reactivación de los pozos candidatos, este análisis tanto de los costos y los gastos arrojará la viabilidad y la factibilidad de los trabajos propuestos, obteniendo información fidedigna para implementarlos o aplazarlos dependiendo del caso, éste análisis se describirá con mayor exactitud en el próximo capítulo (capítulo 4).

3.6 EJECUTAR REACONDICIONAMIENTO PLANTEADO.

La ejecución de nuestra metodología es el producto del diseño e implementación de los parámetros de selección estratégicos basados en componentes propios del Campo Colorado, con este análisis se obtendrá éxito en el desempeño del reacondicionamiento propuesto, ya que son dinámicos y se adaptan a los requerimientos de cada pozo seleccionado.

Los factores que inciden en la ejecución de trabajos de reacondicionamiento son básicamente las características de aplicación del servicio a pozos tales como:

- Localización de los pozos en el Campo Colorado.
- Disponibilidad y localización de los equipos.
- Facilidad de transporte.
- Factores ambientales.
- Estado de vías junto con las locaciones.

3.7 MONITOREO DEL MODELO.

El sistema de monitoreo y verificación tiene su importancia en el alcance del programa de acción desarrollado para cada pozo candidato, el propósito es que se constituya en un mecanismo permanente de vigilancia sobre el trabajo, el cual permitirá dar cuenta de los avances o retrocesos posibles en el desarrollo de la operación logrando tomar acciones preventivas o corregir errores no contemplados en el cronograma de trabajo, sin embargo esto solo será posible durante la ejecución de los mismos basados en la experiencia del personal encargado para tomar dichas acciones.

Por tanto, el monitoreo del modelo tiene como objetivo ser un sistema especial de vigilancia que permitirá dar cumplimiento a las obligaciones adquiridas por el Departamento de Producción del Campo Colorado, que además de proporcionar evidencia sobre los avances cumplirá la función de mecanismo de apoyo y de exigencia para próximas ejecuciones de reacondicionamiento.

Se propone monitorear tres aspectos básicos:

- La situación del trabajo actual en cuanto a su desarrollo y la información necesaria del mismo.
- Cumplimientos de las normas establecidas en cuanto a Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Ambiente y Calidad (HSQ), y Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para las operaciones de reacondicionamiento de pozos.
- Anexar los resultados hallados del monitoreo a los informes pertinentes de los objetivos alcanzados para toma de decisiones en campañas futuras en los pozos candidatos del Campo Colorado.

3.9 RETROALIMENTACIÓN.

Se propone integrar un ciclo de retroalimentación del programa desarrollado, junto con los pasos utilizados para avanzar dentro de las secciones de la metodología. Detallando los resultados obtenidos de los procesos en los pozos candidatos para lograr la evaluación del mismo.

Las experiencias ganadas y las competencias adquiridas dentro de la ejecución planteada se evidenciarán, se repiten reiteradamente y son susceptibles a ser medidas, además de ser aplicables en otros pozos en cuanto a su logística dejando un análisis de viabilidad para su aplicación hacia los demás candidatos.

Para lograr este objetivo y alcanzar un crecimiento acorde a las necesidades del Campo Colorado se debe:

- Modificación o adaptación del programa creado hacia otros pozos candidatos basado en las experiencias adquiridas.
- Sucesos imprevistos durante la operación que puede afectar el trabajo propuesto en cuanto al tiempo de ejecución.
- Integrar los componentes hallados en la ejecución del reacondicionamiento en las reuniones pre-operacionales en aras de aprovecharlas en la aplicación a otros pozos candidatos.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.

Como parte fundamental de todo proyecto se pretende analizar el alcance del mismo en términos económicos, con lo cual se lograra la viabilidad del mismo tanto en su planificación como en los resultados esperados optimizando los recursos existentes (Equipo, personal, ganancias). Son estos factores decisivos para los inversionistas.

Todo proyecto de inversión debe estar enmarcado dentro de un sistema general de planificación, que consiste en un proceso dinámico. La base de todo proyecto es determinar los factores y criterios económicos utilizados para la selección entre varias alternativas por medio de técnicas matemáticas para desarrollar un enfoque racional y significativo.

A demás los proyectos de inversión también se evalúan teniendo en cuenta las repercusiones sobre la comunidad, en cuanto a: satisfacer necesidades, generación de empleo, impacto tecnológico e impacto ambiental.

4.1 ESTUDIO FINANCIERO.

El estudio financiero³⁹ tiene como finalidad cuantificar las inversiones que se requieren para el proyecto, establecer las fuentes de financiamiento y elaborar las proyecciones financieras; para cumplir con estas metas el estudio financiero se apoya en los estudios de mercadeo y técnicos.

El estudio de mercados suministra las proyecciones de demanda potencial que tiene el proyecto, junto con los precios y el estudio técnico la capacidad de producción y los costos unitarios del producto.

³⁹ MELÉNDEZ R, Humberto. Proyectos de Inversión (Maestría en Administración de Empresas). USTA 2003.

4.1.1 Inversiones (Costos).

Determinar las inversiones de un proyecto es una de las metas del estudio financiero, tiene su soporte en el estudio técnico en la parte correspondiente a la ingeniería de producción, donde establece en forma clara los elementos del proceso de ejecución del proyecto. Los tipos de inversión son los siguientes: estudio de viabilidad, adquisición de terrenos, maquinaria, instalaciones, contingencia.

Sin embargo las inversiones según su carácter y grado de necesidad se suele clasificar en:

4.1.1.1 Inversión fija.

Se define como el capital requerido para la adquisición de los activos fijos necesarios para la ejecución del proyecto, se componen básicamente de: estudio de viabilidad, maquinaria, instalaciones, montaje de equipos, escalación, contingencias y adquisición de terrenos.

4.1.1.2 Inversión de giro.

Son las necearías para poner en funcionamiento el proyecto y se deben calcular por el periodo de tiempo transcurrido hasta obtener los ingresos de las ventas del producto, de ahí su nombre de capital de trabajo o de inversión de giro, los aspectos requeridos son: costos de materia prima, nómina, productos en proceso, productos terminados, arrendamientos, servicios, publicidad, financiamiento.

4.2 FUENTES DE FINANCIAMIENTO.

Consiste en la consecución de recursos para ejecutar el proyecto las fuentes pueden ser de dos tipos:

4.2.1 Fuentes internas.

Están constituidas por los dineros provenientes de los dueños del proyecto y pueden estar conformados por los siguientes aspectos: aporte de los socios en efectivo, en especie (bienes inmuebles, muebles y enseres, maquinaria, tecnología), emisión de acciones.

4.2.2 Fuentes externas.

Constituidas por los dineros provenientes de personas, entidades y bancos a través de préstamos a: corto plazo (menor de un año), mediano plazo (superior a un año e inferior a cinco), largo plazo (superior a cinco años).

4.3 PROYECCIONES FINANCIERAS.

Determinadas las inversiones y las fuentes de financiamiento y conociendo la demanda potencial del proyecto, los precios del producto y los costos unitarios, se puede entrar a elaborar las proyecciones financieras para las etapas de montaje o construcción y funcionamiento, las proyecciones se suelen dividir en: ingresos (inversión), egresos (costos de operación y mantenimiento, impuestos), de ingresos netos. Dando como resultado la elaboración del flujo de caja.

Sin embargo el flujo de efectivo para un proyecto se suele evaluar desde la óptica tanto del proyecto como de los inversionistas (Si es necesaria una fuente alterna de financiamiento).

4.3.1 Flujo de efectivo del proyecto.

Son los dineros necesarios para el desarrollo del proyecto los cuales son indispensables para el cumplimiento del mismo. Estos dineros no tienen en cuenta

la fuente de los mismos (Los dineros pueden ser propios o de fuentes alternas de financiamiento).

Los flujos de dinero son un pilar importante en cuanto al análisis económico del proyecto, debido principalmente a que estos se suelen evaluar para toda la vida del proyecto.

TABLA 18. Flujo de efectivo para el proyecto.

FLUJO DE EFECTIVO	AÑOS				
	01	02	03	04	05
Inversión (USD) (-)					
Ingresos (USD) (+)					
Mantenimiento (USD) (-)					
Impuesto (Renta) (USD) (-)					
Impuesto (Por regalías) (USD) (-)					
Flujo de caja para el proyecto.					

Fuente: Los autores del proyecto.

4.3.2 Flujo de efectivo del inversionista.

Cuando se desarrolla un proyecto y dentro de la viabilidad del mismo es necesario hallar flujos de dinero de otra fuentes (Tales como los inversionistas) para lograr el desarrollo del mismo; se debe realizar un flujo de efectivo en el cual se describa la responsabilidad del mismo a través de las obligaciones generadas.

También la contraprestación generada como es intereses por la financiación y su respectivo abono al capital.

TABLA 19. Flujo de efectivo para del inversionista.

FLUJO DE EFECTIVO	AÑOS				
	01	02	03	04	05
Inversión (USD) (-)					
Ingresos (USD) (+)					
Mantenimiento (USD) (-)					
Impuesto (Renta) (USD) (-)					
Impuesto (Por regalías) (USD) (-)					
Abono a capital (USD) (-)					
Flujo de caja para el proyecto.					

Fuente: Los autores del proyecto.

4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Evaluar económicamente un proyecto consiste en analizar la viabilidad a través de los siguientes factores: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), periodo de recuperación (PR), beneficio - costo (R). Gracias al análisis de estas variables económicas podemos cuantificar la rentabilidad de cualquier proyecto desde diferentes ópticas financieras.

4.4.1 Valor presente neto (VPN).

También conocido como valor actual neto (VAN.) y se define como la diferencia entre los ingresos netos actualizados menos la inversión actualizada (Ingresos que se esperan genere el proyecto menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume que se pagara al inicio del proyecto), es de señalar que la actualización se hace a una tasa de oportunidad del mercado.

V.P.N. (V.A.N.) = \sum ingresos netos actuales - \sum inversión actualizada.

$$V.P.N. = \sum I.N(1+i)^{-t} - \sum K(1+i)^{-t} \quad \text{ECUACIÓN 1.}$$

Donde:

I.N = Ingreso neto.

K = Inversión.

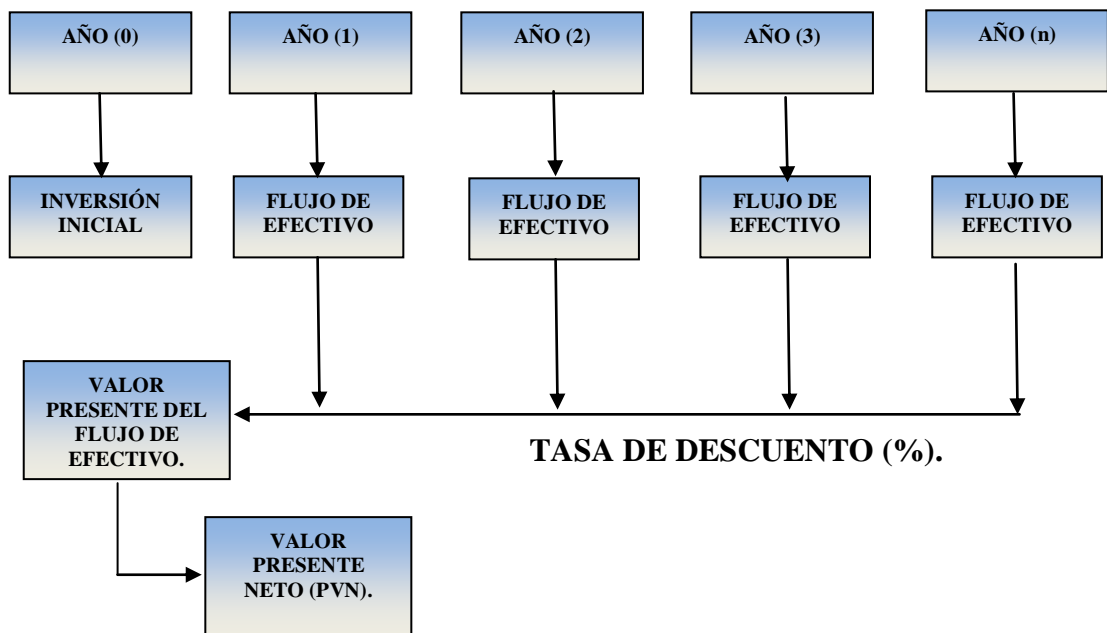
i = Tasa de oportunidad del mercado.

t = Tiempo (en la misma unidad de tiempo que i).

El valor presente neto se interpreta de la siguiente forma:

- V.P.N. (+) = PROYECTO VIABLE.
- V.P.N. = 0 NO ATRACTIVO. (Genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado).
- V.P.N. (-) = NO ATRACTIVO. (Genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado).

FIGURA 29. Interpretación gráfica del PVN.



Fuente: Autores del proyecto, basados en Asignatura Ingeniería Económica. Cañas Eduardo 2008

Básicamente el VPN tiene en cuenta la vida útil del proyecto, flujo de efectivo (Valor presente de los ingresos y egresos en un tiempo determinado), tasa de descuento (Tasa de oportunidad del mercado variable o constante y presenta el valor de riesgo o liquidez).

4.4.2 Tasa interna de retorno.

Se define como la tasa de interés que iguala los ingresos netos con la inversión:

$$\text{T.I.R} = \sum \text{I.N}(1+r)^{-t} - \sum K(1+r)^{-t} \quad \text{ECUACIÓN 2.}$$

Donde:

I.N = ingreso neto.

K = inversión.

r = tasa interna de retorno.

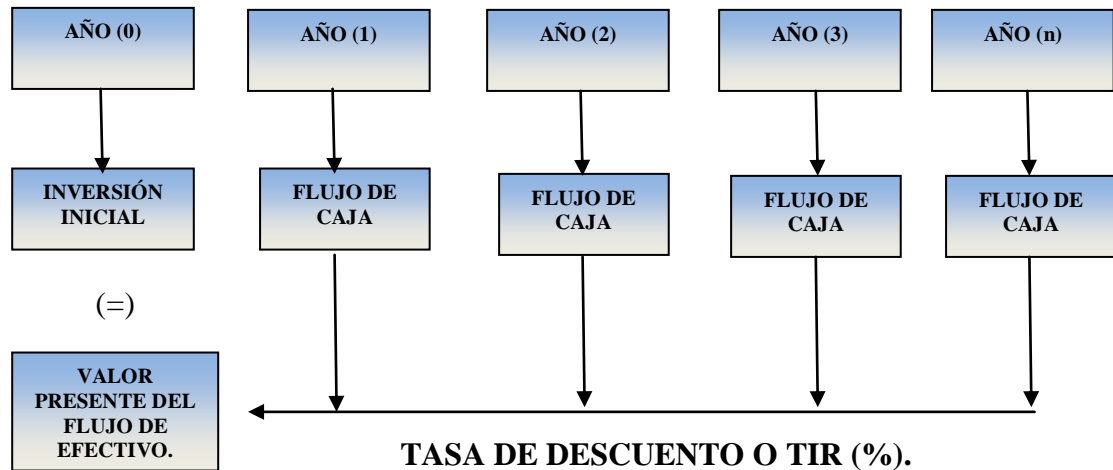
t = tiempo (en la misma unidad de tiempo que r).

La tasa interna de retorno se interpreta de la siguiente forma:

- $i < r$: PROYECTO VIABLE (V.P.N. (+)).
- $i = r$: NO ATRACTIVO. (genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. = 0)).
- $i > r$: NO ATRACTIVO. (genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. (-)).

Básicamente la TIR equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de egresos.

FIGURA 30. Interpretación gráfica de la TIR.



Fuente: Autores del proyecto, basados en Asignatura Ingeniería Económica. Cañas Eduardo 2008

4.4.3 Período de recuperación.

El periodo de recuperación (PR) también conocido como Pay back time se define como el tiempo en el cual se recupera la inversión actualizada y se determina a través de la ecuación siguiente:

$$\sum I.N(1+i)^{-t} = \sum K(1+i)^{-t} \quad \text{ECUACIÓN 3}$$

Donde:

I.N = ingreso neto.

K = inversión.

i = tasa de oportunidad del mercado.

t = tiempo (en la misma unidad de tiempo que i).

Los ingresos netos actualizados se van comparando con la inversión actualizada hasta alcanzar la recuperación total. Para entrar a analizar el periodo de recuperación es preciso definir:

V.P.N. = valor presente neto.

P.R = período de recuperación.

V.U = vida útil del proyecto.

r = tasa interna de retorno.

t = tiempo de retorno (en la misma unidad que r).

i = tasa de oportunidad del mercado.

El periodo de recuperación se interpreta de la siguiente forma:

- $P.R < V.U$: PROYECTO VIABLE (V.P.N. (+) y $i < r$).
- $P.R = V.U$: NO ATRACTIVO. (genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. = 0) y $i = r$).
- $P.R > V.U$: NO ATRACTIVO. (genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. (-) y $i > r$).

Dentro del análisis del periodo de recuperación o Pay back time se suele calcular también como el tiempo que requiere un proyecto para recuperar el monto de su inversión inicial. Este período de tiempo se calcula según la relación:

$$PPB = \frac{\text{Monto de la inversión Inicial}}{\text{Flujo de Caja Anual}}$$

ECUACIÓN 4

Donde P.P.B. es el período de PAYBACK en años.

Ambos términos de la fórmula están expresados en base a flujo de caja, y es válida sólo para el caso que dichos flujos sean regulares a través del tiempo, es decir, para iguales períodos de tiempo entre flujo y flujo.

En el caso de flujos irregulares, el cálculo del PAYBACK requiere del conocimiento del comportamiento de los flujos de caja, de tal forma de poder identificar claramente el momento en que dichos flujos cubren la inversión inicial. Si no se conociera la forma en que se generan los flujos sería necesario calcular un P.P.B. estimado asumiendo alguna forma de obtención de flujos de caja.

Este criterio tiene la ventaja de su simplicidad, pero adolece de una desventaja fundamental, el comparar directamente valores producidos en distintos momentos de tiempo, además de no tener en cuenta la rentabilidad del proyecto, ni los flujos de caja que se generan una vez recuperada la inversión inicial.

A pesar de ello este método sigue utilizándose, aunque más bien como complemento de otros métodos más rigurosos (PVN y TIR). Ofrece una visión, por cierto limitada, del riesgo y de la liquidez de un proyecto. Cuanto más breve sea el período de recuperación, tanto menos riesgoso y tanto más líquido se supone que es el proyecto, normalmente se aplica en la etapa de evaluación de proyectos denomina “de idea”, y muchas veces los inversionistas internacionales lo utilizan como medida anti-riesgo.

Sin embargo en la industria de los hidrocarburos el tiempo de retorno de la inversión se suele calcular con la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{\text{costo estimado}}{(\text{precio barril} * \text{incremento esperado})}$$

ECUACIÓN 5

Donde:

PR = Tiempo de retorno de inversión.

Costo estimado = Costo total de la operación de Workover.

Precio del barril = Costo en USD del barril de referencia (WTI).

Incremento esperado = Caudal obtenido después de la operación (Bbl).

Este método es ampliamente utilizado ya que ofrece la ventaja de hallar el tiempo real de recuperación de los costos por pozos después de una intervención de Workover.

4.4.4 Beneficio - costo.

El beneficio costo o rentabilidad total actualizada del proyecto se define como el cociente de la sumatoria de los ingresos netos actualizados sobre la inversión actualizada.

$$R = \sum IN(1+i)^{-t} \div \sum K(1+i)^{-t}$$

ECUACIÓN 6

Donde:

I.N = ingreso neto.

K = inversión.

r = tasa interna de retorno.

t = tiempo (en la misma unidad de tiempo que r).

i = tasa de oportunidad del mercado.

La rentabilidad total actualizada se interpreta de la siguiente forma:

- $R > 1$: PROYECTO VIABLE (V.P.N. (+), $i < r$ y $P.R < V.U$).
- $R = 1$: NO ATRACTIVO. (genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. = 0), $i = r$ y $P.R = V.U$).
- $R < 1$: NO ATRACTIVO. (genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. (-), $i > r$ y $P.R > V.U$).

4.4.5 Ingresos.

La óptica de evaluación de cualquier proyecto de inversión es medida en cuanto a los resultados esperados de producción tanto de un bien o servicio generado, dentro de los ingresos podemos observar dos etapas de suma importancia, una de ellas es la etapa de construcción la cual está conformada por aportes de los socios y los prestamos; y la etapa de funcionamiento por la ventas de los productos generados que se obtienen en el proyecto.

Sin embargo en la industria de los hidrocarburos los ingresos son básicamente los generados por la venta de los hidrocarburos concebidos dentro del Campo (Si las empresas son las administradoras del Campo, de lo contrario las ganancias se obtendrían por préstamo de servicios). Para calcular los ingresos obtenidos se suele utilizar:

$$\text{INGRESOS} = \text{PRODUCCION} * \text{PRECIO DEL CRUDO (WTI)}. \quad \text{ECUACIÓN 7}$$

4.4.5.1 Estimación de la producción.

Existen varios métodos para estimar la producción esperada tanto de los pozos como del Campo en general, dentro de estos están la simulación numérica de yacimientos; métodos estadístico de producción como Forecaest, o por métodos analíticos.

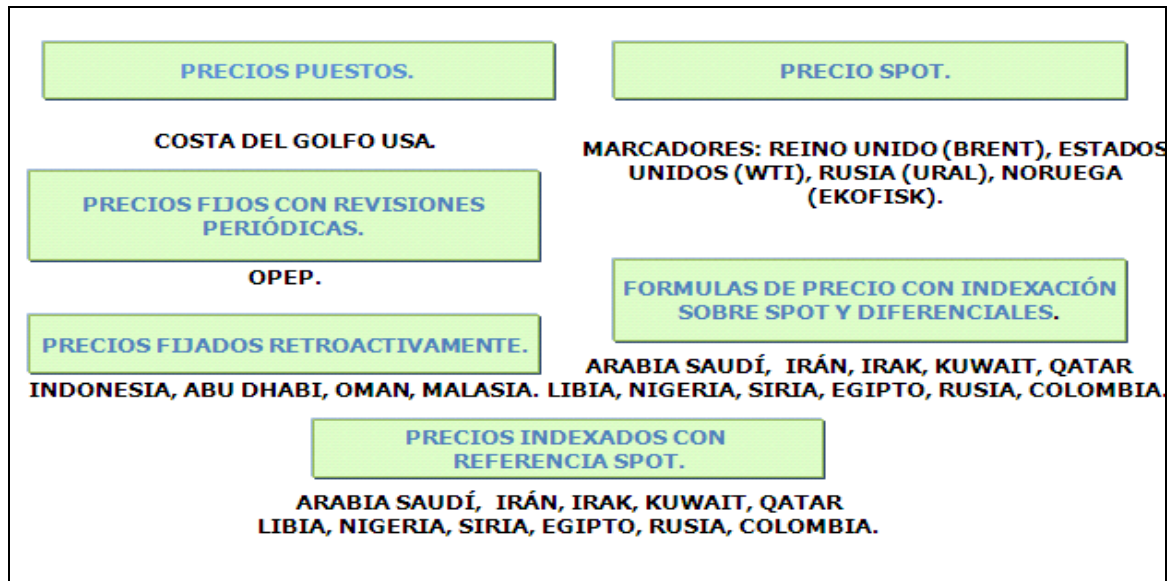
4.4.5.2 Precios del crudo.

La predicción del crudo suele ser difícil de tratar ya que esta depende de factores de gran volatilidad, tales como el entorno actual, la geopolítica, especulaciones, transporte, refinación y la calidad del mismo (Contenido de azufre y °API). A demás de otros factores generados por agentes extraños a la industria de los hidrocarburos que inciden dentro del análisis económico de los mercados.

La evaluación de los precios se suele hacer utilizando métodos de predicción; los cuales analizan la incertidumbre de los mercados tales como el hockey Stic (tomo en cuenta tres factores el pesimista, probable y optimista), bootstrap a demás de métodos estadísticos como el Estocástico o la simulación de MonteCarlo el cual suele ser un método complejo ya que este tiene en cuenta escenarios y probabilidad dentro del mercado.

En aras de cuantificar los precios del crudo en cuanto a su transacción (Tanto de compra como de venta), en la industria de los hidrocarburos se tomaron los crudos más representativos del mercado; con lo cual se logro unificar los precios del mismo por zonas de influencia de los crudos referencia. El crudo de referencia para el mercado de Estados Unidos es el WTI (West Texas Intermediate). El cual es transado en la bolsa de Nueva York (Nymex). Este crudo es de muy buena calidad (Contenido de azufre de 0,24 %, y 39,6 °API). Y es también el crudo referencia para el mercado Nacional.

FIGURA 31. Comercialización del crudo.



Fuente: Tomado y adaptado BRITISH PETROLEUM P.B. (Statistical review world energy).

FIGURA 32. Precios históricos del crudo. .



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (Oil Market Report).

Actualmente el crudo y sus derivados se cotizan en Dólares Americanos (USD) para el mercado Internacional, por ende el mercado nacional se ajusta al rol de las transacciones modernas para ser competitivos.

4.4.6 Impuestos.

Para el desarrollo de todo proyecto de inversión especialmente los referentes a la industria de los hidrocarburos es necesario analizar la viabilidad el mismo desde el punto de vista legal referente al marco actual nacional establecido mediante leyes y decretos; en general los impuestos generados por el sector Energía (Exploración, producción y comercialización de crudo) son:

4.4.6.1 Impuesto de renta.

La nación es la encargada directamente de su recaudo a través de entidades nombradas por la misma (Bancos y entidades financieras), y tiene cobertura en todo el territorio nacional; dichas entidades grava los rendimientos a la renta de las personas jurídicas (Empresas) y personas naturales (Individuos) para pagos al estado durante un tiempo determinado para lo cual se establece una rentabilidad (Renta) durante un año.

Dicho impuesto para la industria de hidrocarburos en Colombia es de aproximadamente 35% (Aplicado al total de los ingresos menos los costos de operación y mantenimiento además de la depreciación generada).

4.4.6.2 Regalías.

Son los recursos en bienes monetarios generados por la explotación de recursos no renovables (Para el petróleo) los cuales son pagados a las entidades territoriales donde se desarrolla la actividad de explotación de los mismos.

Establecidos sobre la producción en boca de pozo según la norma establecida por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

Sin embargo para la explotación de hidrocarburos pesados con una gravedad °API de aproximadamente quince grados (15); las regalías serán del 75% de la regalía aplicada a hidrocarburos Livianos y Semi-livianos (Aplicada solo a la producción de nuevos hallazgos, contratos de producción incremental y a Campos descubiertos no desarrollados).

TABLA 20. Escala para determinar regalías de crudos Livianos y Sem-ilivianos.

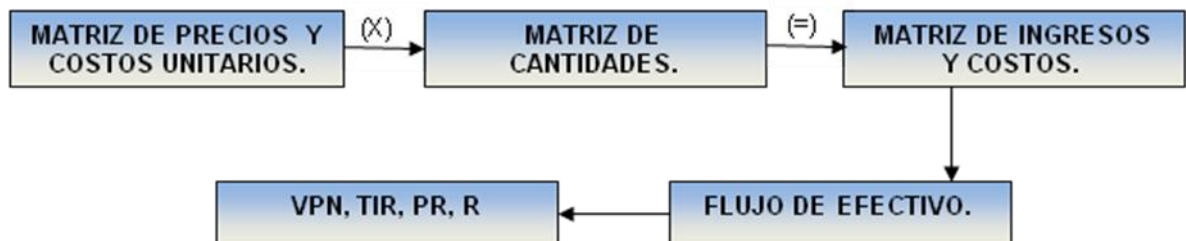
PRODUCCIÓN DIARIA (PROMEDIO MES)	PORCENTAJE
Producción igual o menor 5 KBPD	8
Producción mayor 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X*
Producción mayor 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20
Producción mayor 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y*
Producción mayor 600 KBPD	25
* Donde: $X = 8 + (\text{Producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) \cdot (0,10).$ $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) \cdot (0,025).$	

Fuente: Agencia nacional de hidrocarburos (ANH, ley 756 del 2002).

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO COLORADO.

Debido a las necesidades básicas del Campo Colorado, principalmente el departamento de producción del Campo Colorado como entidad encargada de la ejecución de los posibles trabajos recomendados; las cuales requieren conocer los costos de la intervención a los pozos candidatos para obtener ganancias en el desarrollo de los trabajos de reacondicionamiento; se requiere realizar un análisis tomando en consideración los porcentajes de riesgo involucrados, que permitan la generación de ganancias para lo cual se propuso realizar un modelo de rentabilidad económico así:

Figura 33. Modelo de rentabilidad planteado.



Fuente: Autores del proyecto.

Dentro del modelo de rentabilidad económico planteado para analizar el impacto económico y la viabilidad de la metodología aplicada al Campo Colorado se tuvo en cuenta los siguientes factores que intervienen directamente en el proyecto:

- Se determinó la infraestructura necesaria para desarrollar el proyecto basados en los costos propios de cada operación (Costos totales de las operaciones suman un total de 1.068.060 USD relacionados en la tabla 22).

- Se estableció el precio del barril de crudo referente para Colombia (WTI) durante el desarrollo del proyecto basado en estadísticas dadas por World Oil de la variación del mismo hasta el 2012.
- Se obtuvo la producción estadística esperada para los pozos candidatos (Q_i) (la cual se explica detalladamente en la *sección 5.3* que hace referencia a *la Producción generada gracias a la metodología.*); como punto de partida para obtener el análisis de declinación de los mismos.
- Se analizó la producción de los pozos candidatos después de las operaciones propuestas con lo cual se determina los ingresos totales del proyecto. Además del flujo de efectivo mensual para obtener el flujo de caja del proyecto.
- Por último se evaluó los parámetros ya descritos: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), periodo de recuperación (PR), beneficio - costo (R). con lo cual se obtiene la evaluación de viabilidad del proyecto.

5.1 COSTOS DEL EQUIPO REQUERIDO PARA EL DESARROLLO DE LAS OPERACIONES.

Son básicamente de los costos generados por el desarrollo de las operaciones recomendadas en los pozos candidatos; los cuales fueron definidos como costos y tiempos limpios de operación (Cuando la actividad se ejecuta sin contratiempos o desviaciones y con el recurso óptimo tanto de personal como equipo).

Los costos necesarios para la ejecución de la metodología planteada son todos aquellos recursos destinados específicamente para el cumplimiento de la ejecución de las misma; para ello es de suma importancia un análisis de las condiciones actuales de los pozos candidatos con lo cual se logrará alcanzar los objetivos planteados.

Dichos costos también deben tener en cuenta el tipo de fluido de completamiento a utilizar para la reactivación de los pozos; para ello es indispensable conocer la presión del yacimiento con lo cual se podrá implementar una columna hidrostática capaz de mantener los fluidos deseados bajo control y no permitir su libre desplazamiento desde el subsuelo hacia superficie; los cuales se relacionan a continuación:

TABLA 21. Fluido de completamiento para los pozos a reactivar.

POZO.	Presión de Yacimiento (Psi).	# Sacos Requeridos.	Valor total (USD).
COL – 03	1800	93	2.790
COL – 12	1700	91	2.730
COL – 23	1930	99	2.970
COL – 35	3100	160	4.800
COL – 44	1700	91	2.730
COL – 55	1740	91	2.730
COL – 56	1850	95	2.850
COL – 58	1960	95	2.850
COL – 67	2150	98	2.940
COL – 74	995	48	1.440

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

TABLA 22. Costos de Locación y equipo de Workover.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	TARIFA \$	TARIFA USD
Equipos de Workover.			
Movilización entre Pozos entre 0 Km y 10 Km	Global	29.098.455	12.175
Movilización entre Pozos entre 10 Km y 20 Km	Global	36.373.068	15.219
Movilización entre Pozos entre 20 Km y 60 Km	Global	63.046.651	26.379
Movilización entre Pozos entre 60 Km y 100 Km	Global	130.888.870	54.765
Movilización entre Pozos entre 100 Km y 160 Km	Global	235.973.124	98.734
Equipo Activo Con Cuadrilla con Tubería	Día	22.896.000	9.580
Equipo Inactivo Con Cuadrilla con Tubería	Día	21.226.500	8.881
Equipo Activo Con Cuadrilla sin Tubería	Día	22.896.000	9.580
Equipo Inactivo Con Cuadrilla sin Tubería	Día	21.751.200	9.101
Equipo en Stand By	Día	10.303.200	4.311
Tarifa de tracto-mula cama-baja/cama-alta	Día	3.200.000	1.339
Tarifa camión grúa petrolero fuera de la localización del pozo	Hora	176.256	74
Tarifa por hora efectiva grúa	Hora	342.720	143
Tarifa de Camión cisterna de 120 Bls.	Día	660.960	277
Otros.			
Equipo de cañoneo.	Día	28.250.280	14.000
Cañón (1.56 HSD 60.6).	Pie	141251	70
Fluido de completamiento (Salmuera).	Saco	60536	30

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información PRIDE Operations in Gerencia Magdalena Medio (GMM - 2009).

TABLA 23. Costos aplicación de la metodología en el Campo Colorado.

DESCRIPCIÓN.	UNIDAD.	COSTO TOTAL (USD)
Equipo (Workover).	69 (Días)	661.020
Cañoneo/ Re-cañoneo.	17 (Días)	238.000
Pies a Cañonear	2.003 (Pies)	140.210
Fluido de Completamiento	961 Sacos	28.830
Total		1.068.060

Fuente: Los autores del proyecto, basados en información PRIDE Operations in Gerencia Magdalena Medio (GMM - 2009).

Los costos anteriormente relacionados no tienen en cuenta los valores de tratamiento de parafinas debido a que se planea circular crudo caliente del Campo, tampoco los costos de varilleo (Posibles remplazos de varillas en mal estado o bombas) ya que se debe examinar su estado actual durante la operación para tomar decisiones acertadas, sin embargo se debe tener un stand del equipo necesario para el funcionamiento de los pozos a intervenir.

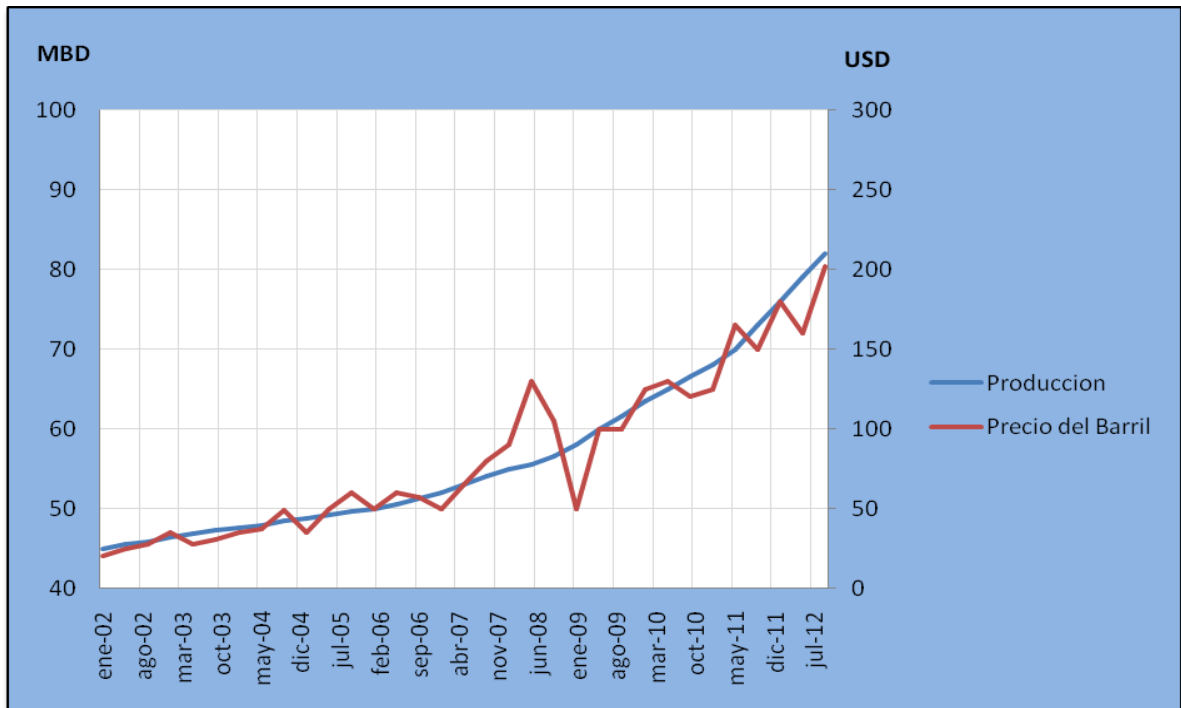
5.2 PRECIOS ACTUALES DEL CRUDO.

El tamaño del proyecto se ve afectado directamente por el mercado nacional, el cual depende directamente de las tendencias de los precios internacionales del crudo WTI. (West Texas Intermediate referente para Colombia) y la demanda interna del mismo.

Dese el punto de vista del precio la relación con el desarrollo de la metodología es directamente proporcional, si el precio es bajo el tamaño del proyecto se verá

reducido haciendo que la mayoría de trabajos propuestos no se desarrollen debido a los altos costos generados; pero si el precio es alto el proyecto se desarrollara satisfactoriamente obteniendo los resultados esperados. En conclusión el mercado del crudo afecta directamente el tamaño del proyecto, de ahí la importancia de tener un amplio conocimiento y tendencias del crudo.

FIGURA 34. Producción y precios del barril (WTI).



Fuente: [www. worldOilPrice.com](http://www.worldOilPrice.com)

5.3 PRODUCCIÓN GENERADA GRACIAS A LA METODOLOGÍA.

Una vez seleccionados los pozos candidatos para reacondicionamiento se introdujo un modelo estadístico basado en la experiencia de los profesionales implicados en el desarrollo de éste proyecto para predecir la producción generada luego de la aplicación de la metodología.

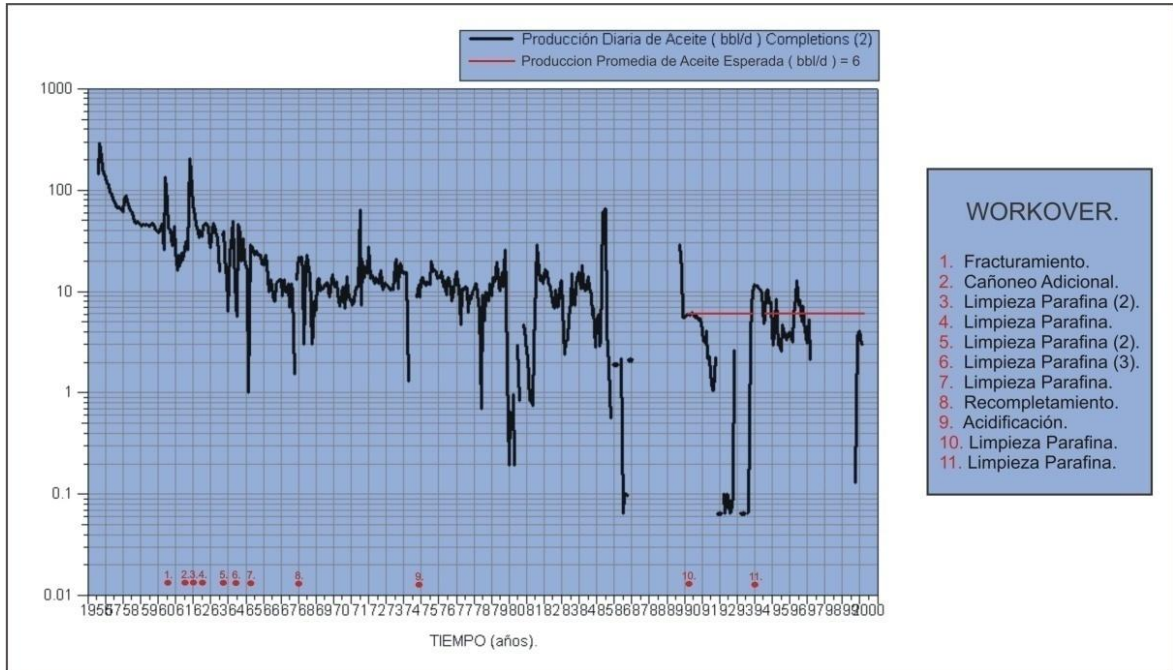
Se conceptualizó un modelo basado en la producción histórica obtenida después de las operaciones ya efectuadas en los pozos candidatos, teniendo como punto de partida el ya mencionado y descrito *Índice de Workover (W.I.)* promediado en cada pozo, y ya que el Campo Colorado es un Campo maduro con características propias, el cual a lo largo de su historia, se ha caracterizado por presentar ciertos problemas “típicos” y propios del mismo; de cierta forma se puede prever el comportamiento en la producción que tendrá posterior a la ejecución de trabajos de reacondicionamiento; y teniendo en cuenta que a lo largo de la vida productiva de cada pozo se han realizado con mayor frecuencia ciertos tipos de workover se decidió realizar un promedio de los caudales de aceite generados luego de haber ejecutado los diferentes trabajos de reacondicionamiento en cada pozo y dicho promedio es el *caudal de aceite esperado*; e igualmente el valor de partida para generar las curvas de declinación.

Además se utilizó la aplicación Plot del software OFM⁴⁰ obteniendo y ratificando de esta forma un valor de producción de aceite probable para los 10 primeros pozos seleccionados (**Figuras 35 – 44**), además de las curvas de declinación para los mismos (Para un intervalo de tiempo de diez años). (**Figuras 45 – 54**), con los cuales se realizará la primera campaña y posterior monitoreo para la retroalimentación.

Los resultados de producción esperada se resumen en la **TABLA 23**.

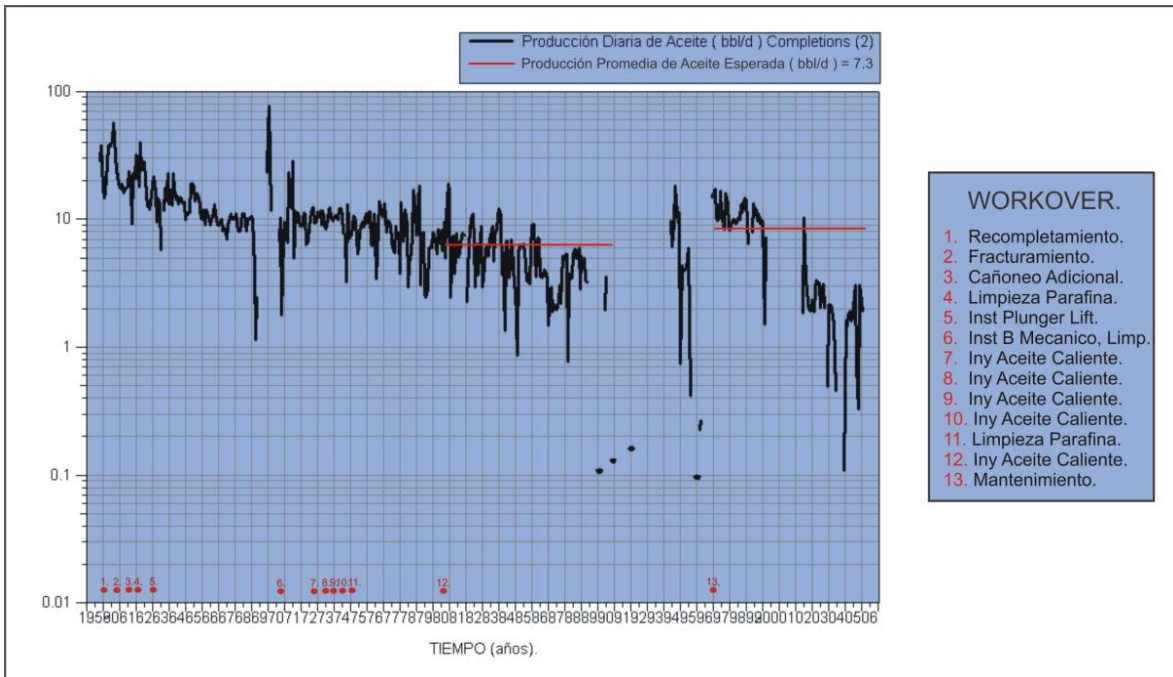
⁴⁰ SCHUMBERGER Oil Field Manager 2005.

FIGURA 35. Producción Esperada Pozo COL - 03.



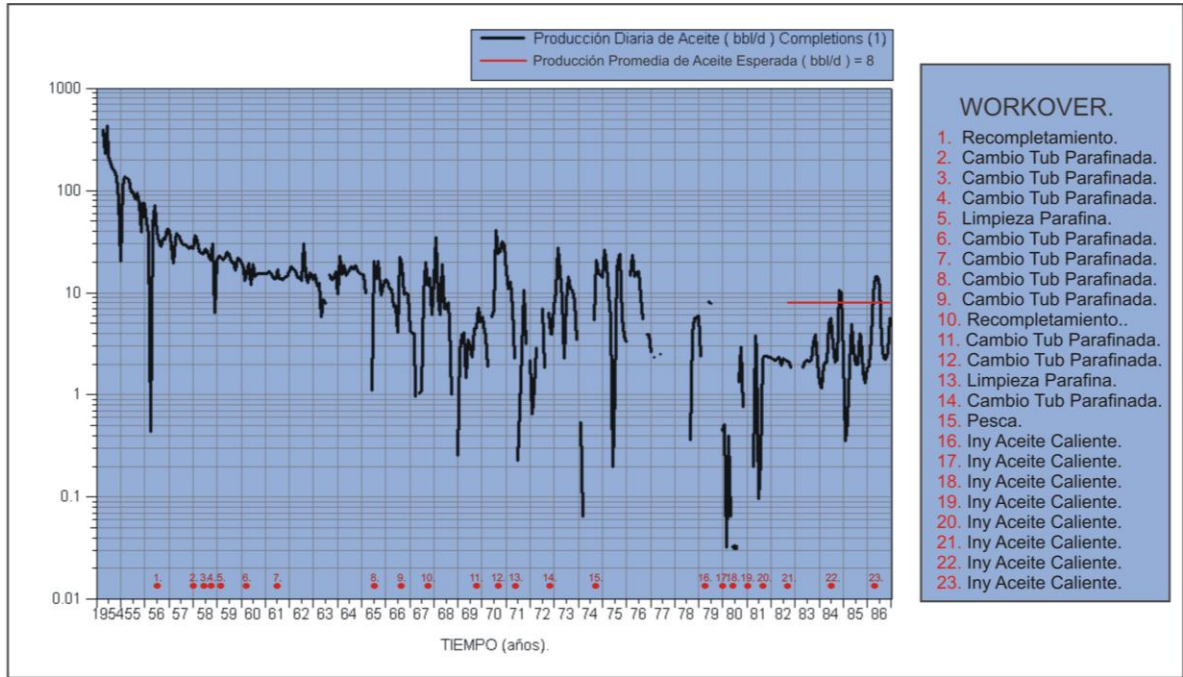
Fuente: Los autores, basados en información del Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 36. Producción Esperada Pozo COL - 12.



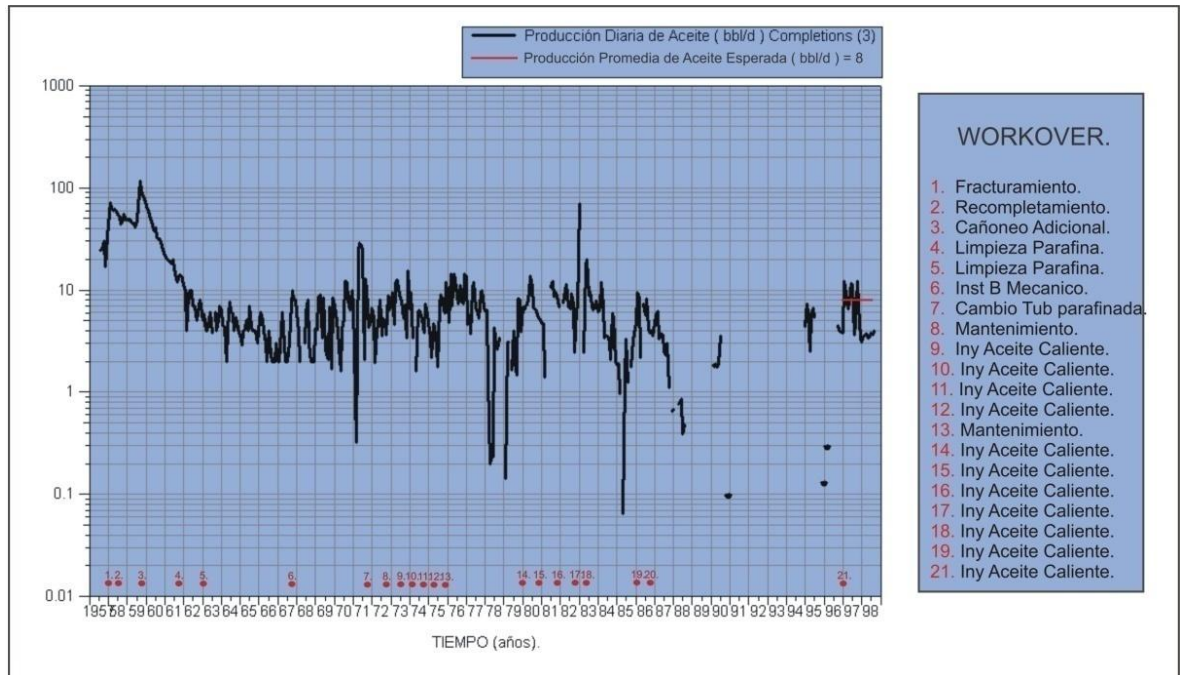
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 37. Producción Esperada Pozo COL - 23.



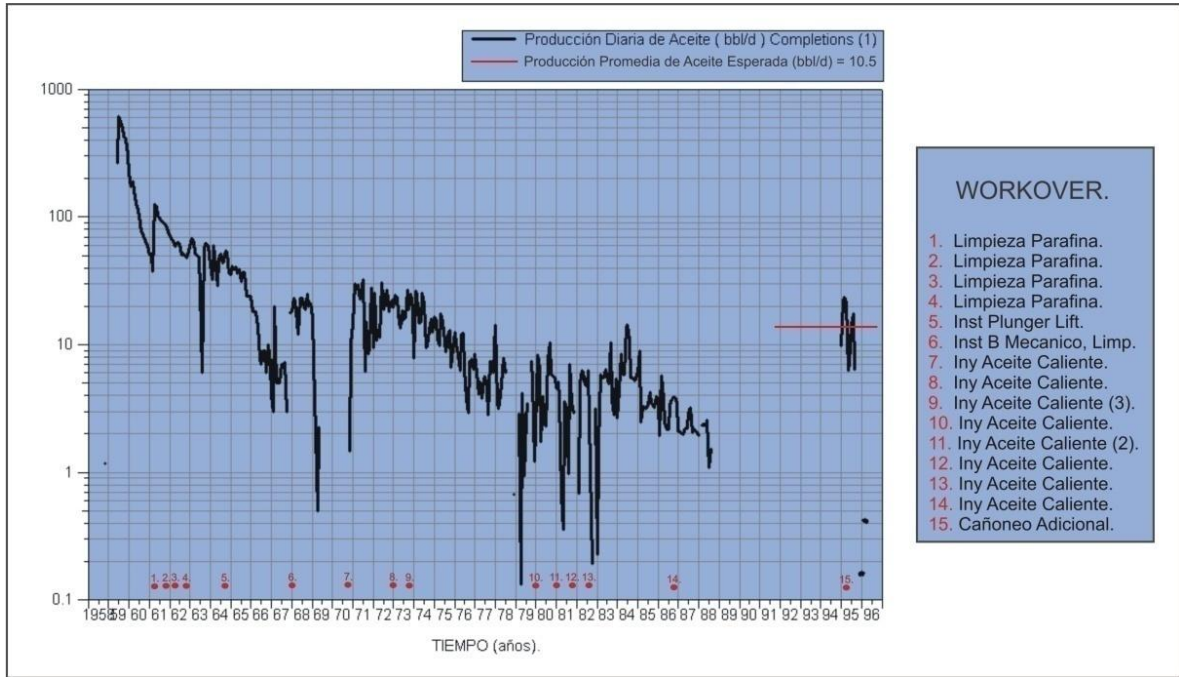
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 38. Producción Esperada Pozo COL - 35.



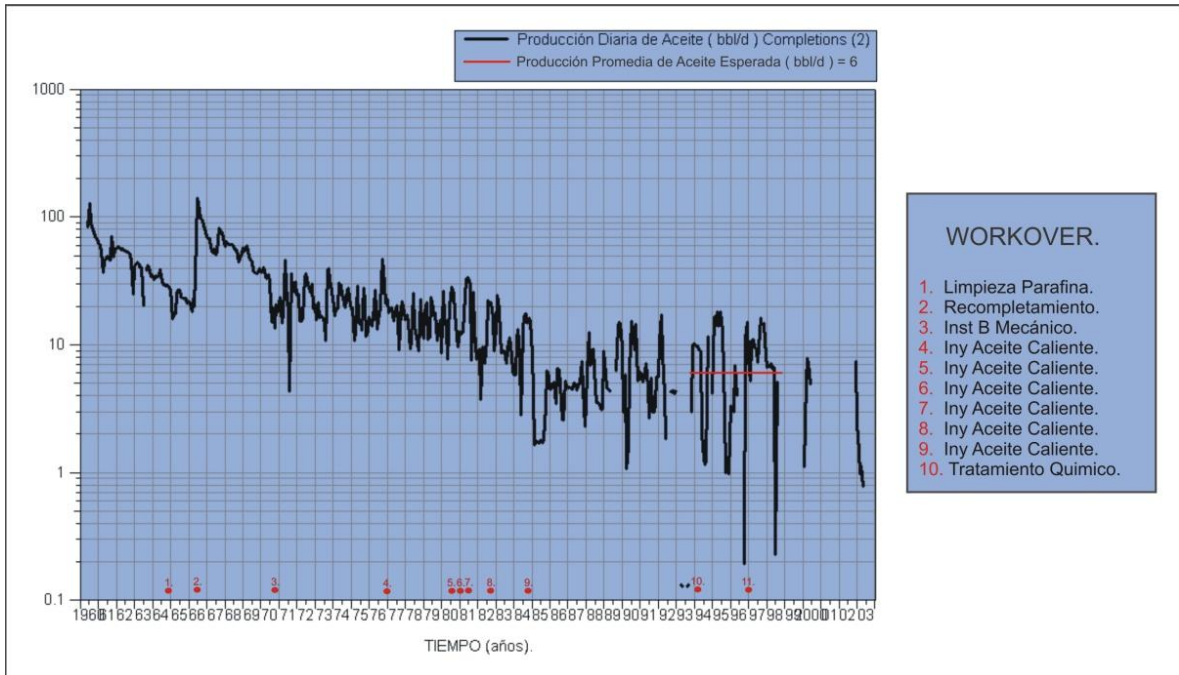
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 39. Producción Esperada Pozo COL - 44.



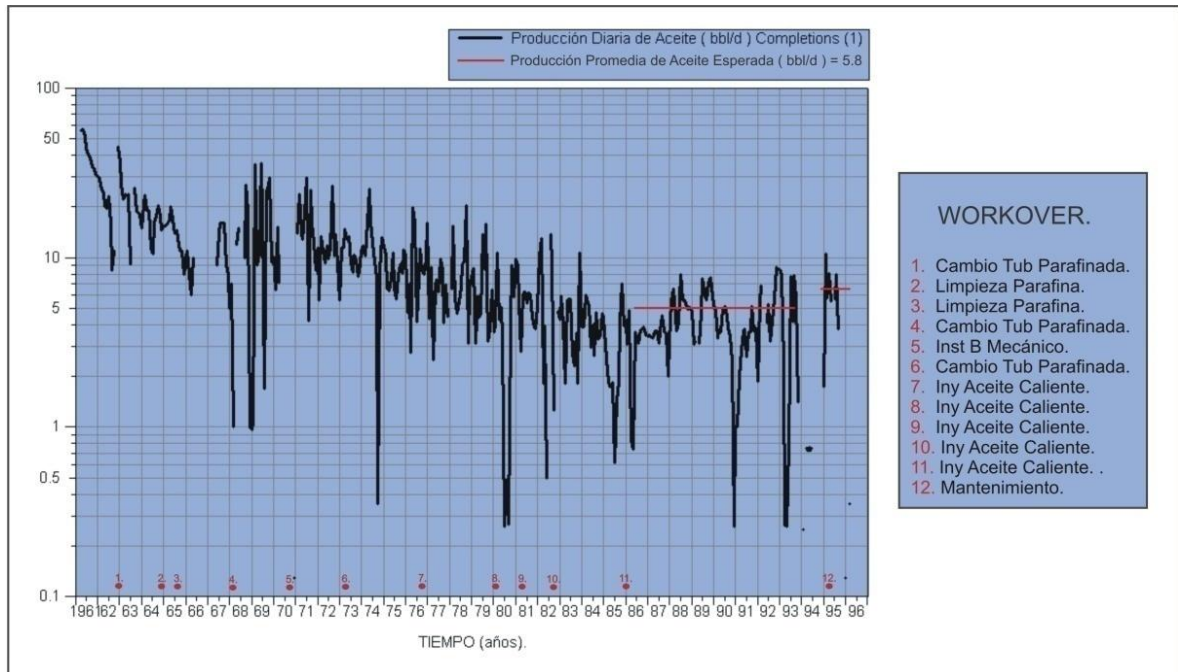
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 40. Producción Esperada Pozo COL - 55.



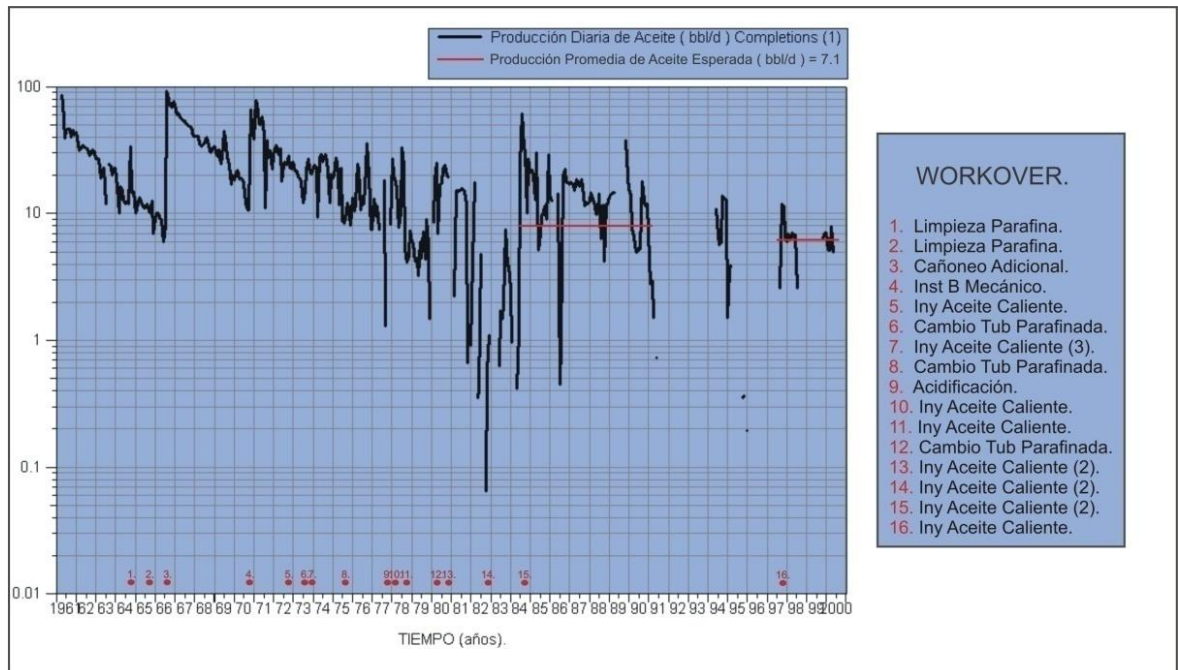
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 41. Producción Esperada Pozo COL - 56.



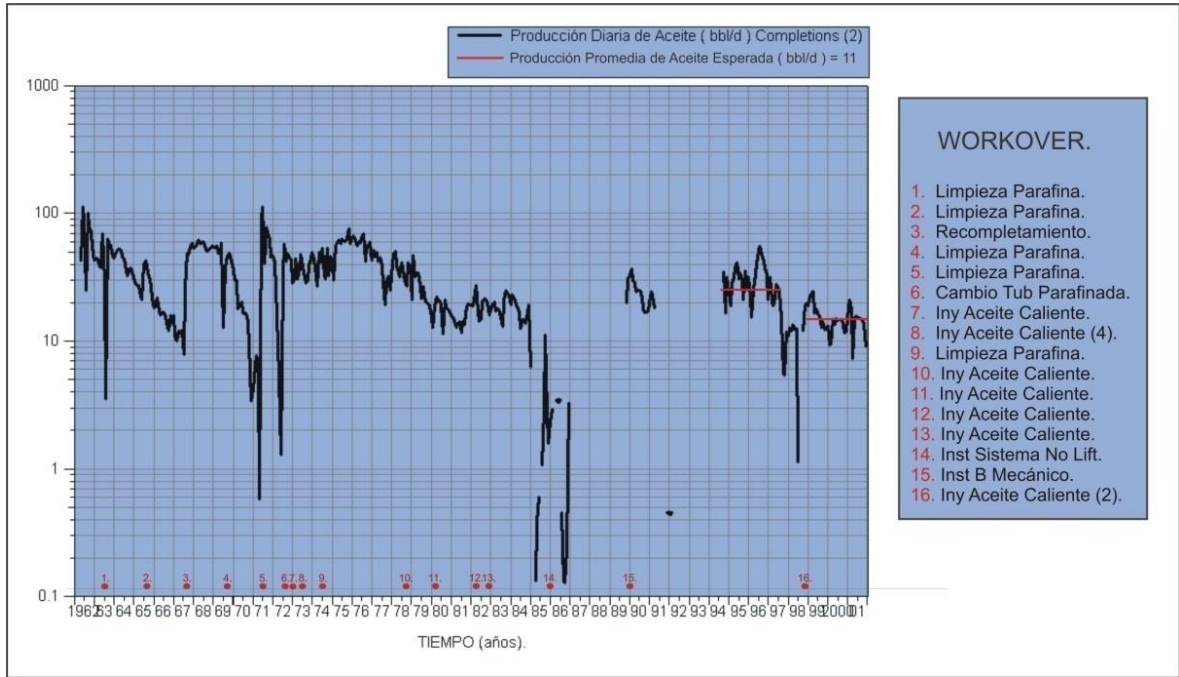
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 42. Producción Esperada Pozo COL - 58.



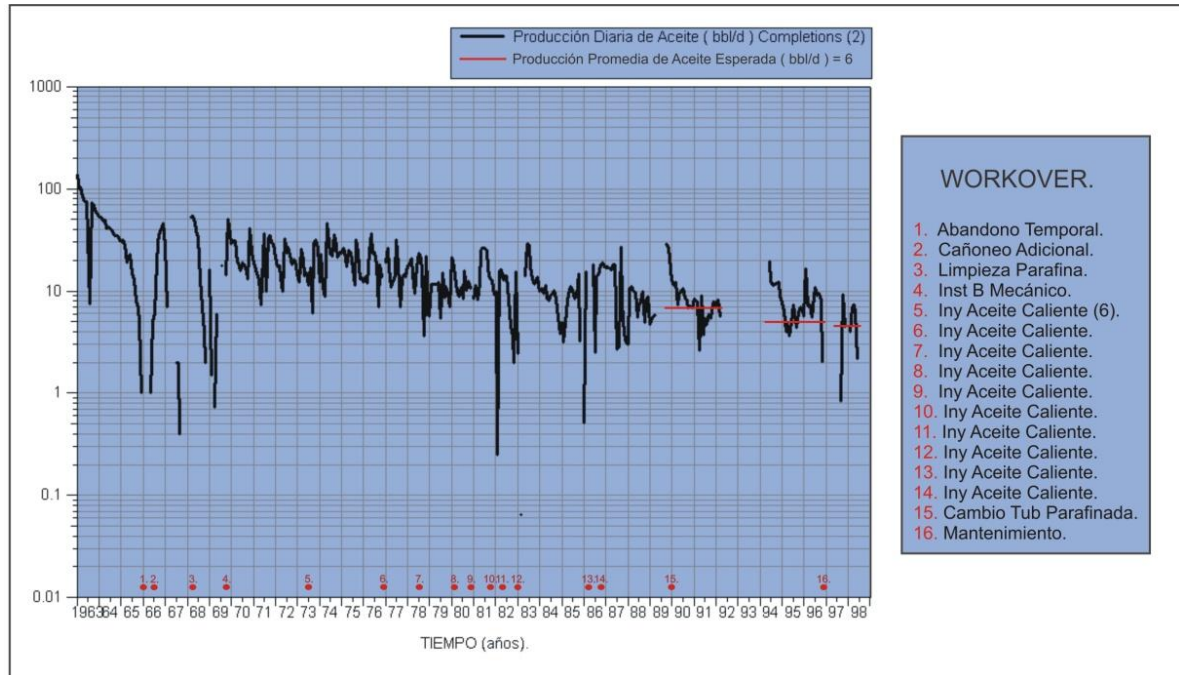
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 43. Producción Esperada Pozo COL - 67.



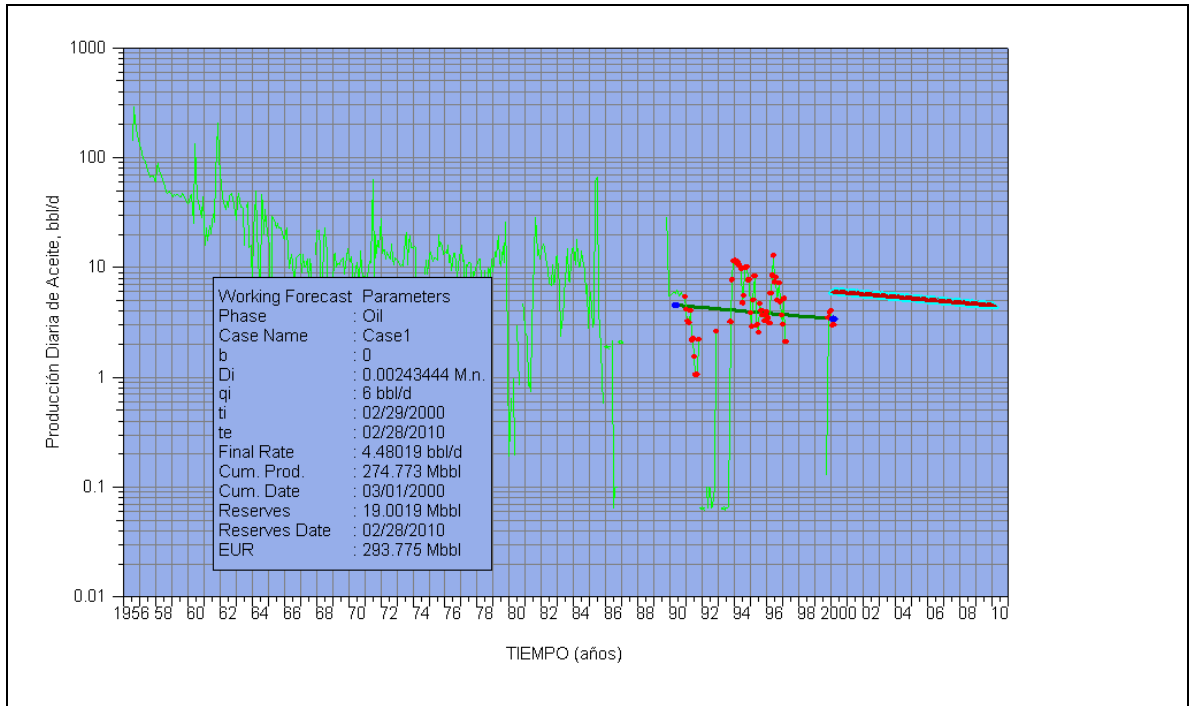
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 44. Producción Esperada Pozo COL - 74.



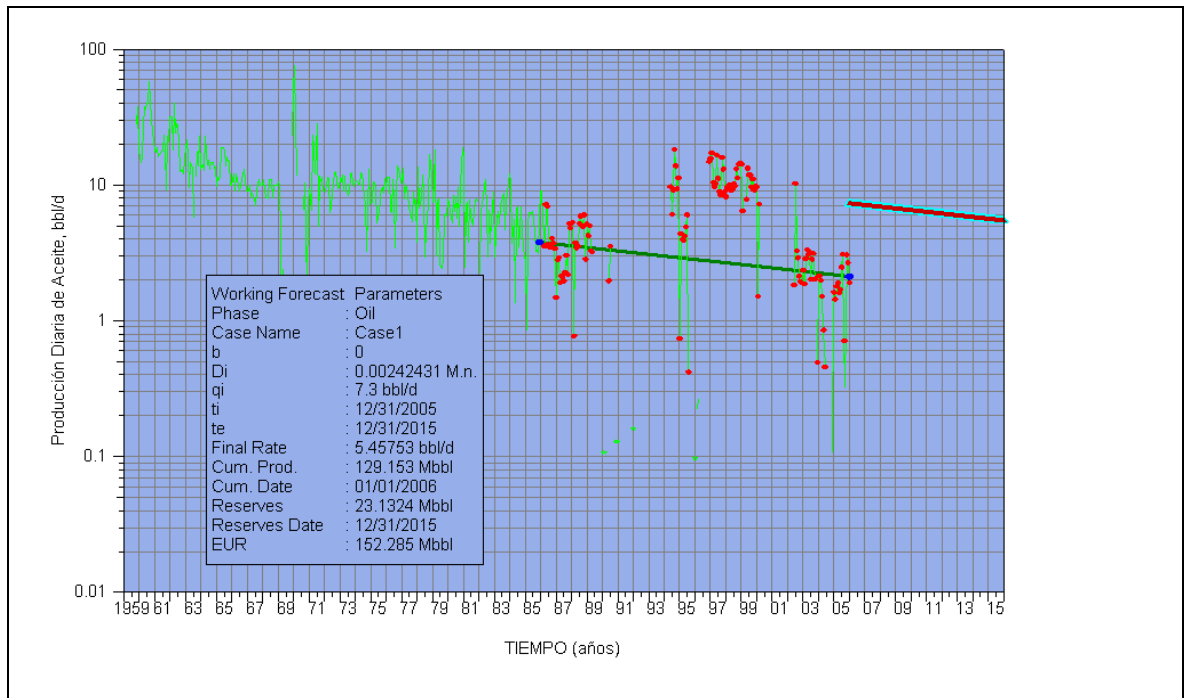
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 45. Declinación Pozo COL - 03.



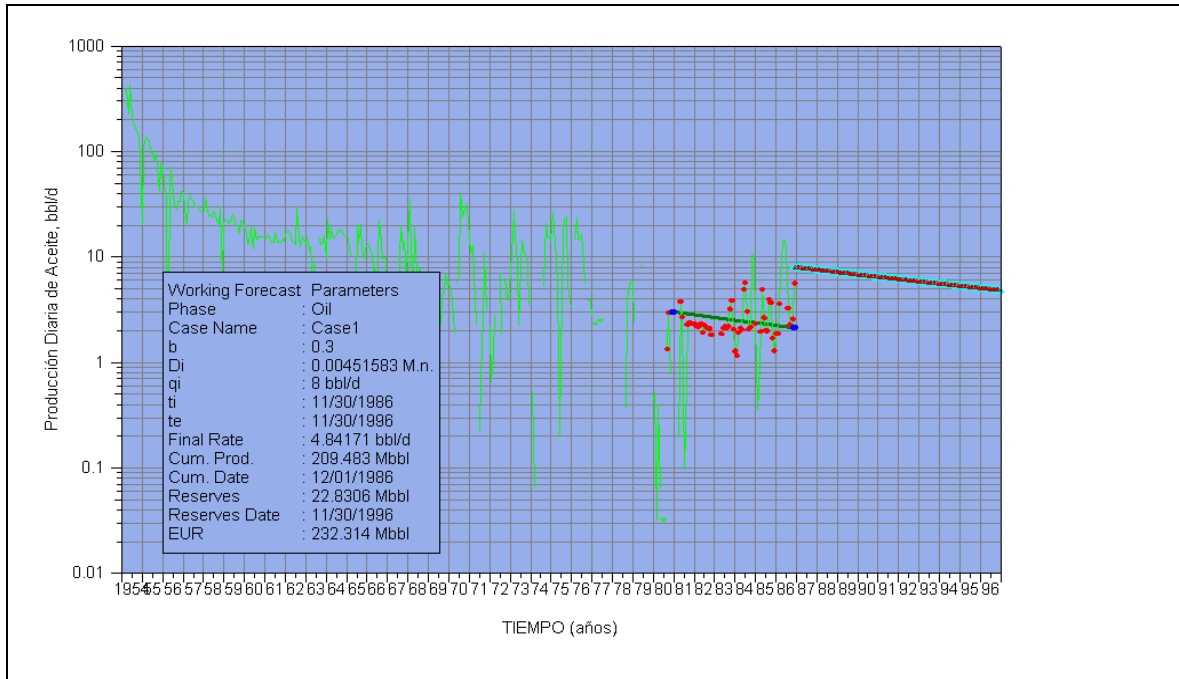
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 46. Declinación Pozo COL - 12.



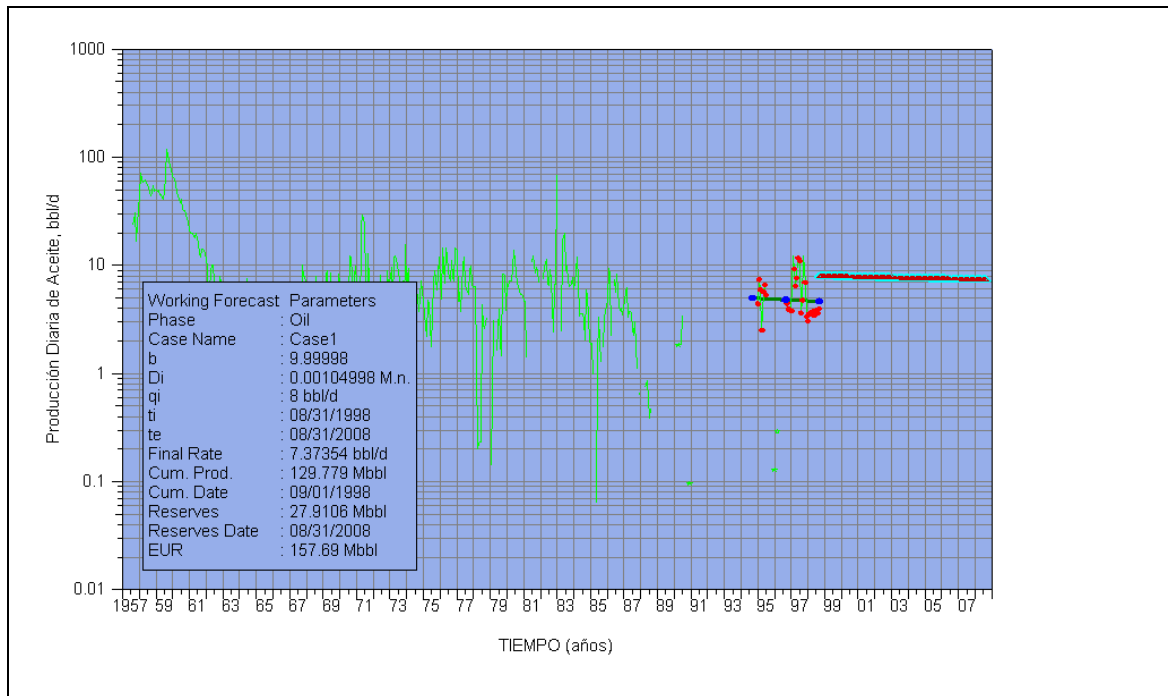
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 47. Declinación Pozo COL - 23.



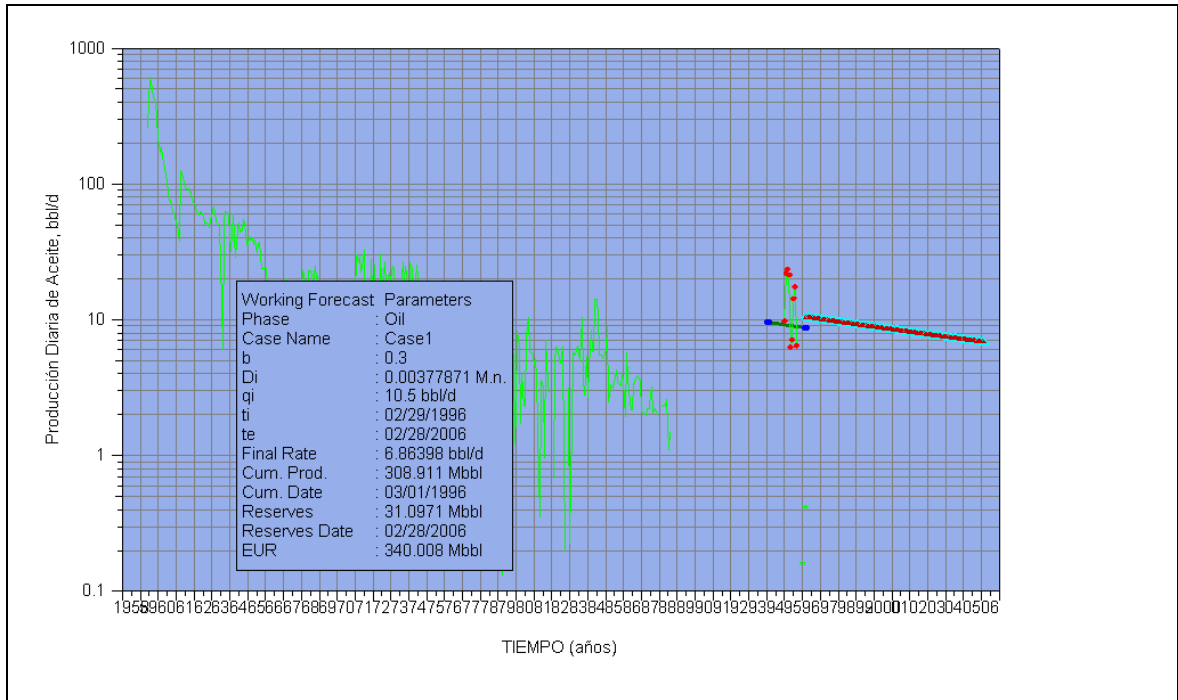
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 48. Declinación Pozo COL - 35.



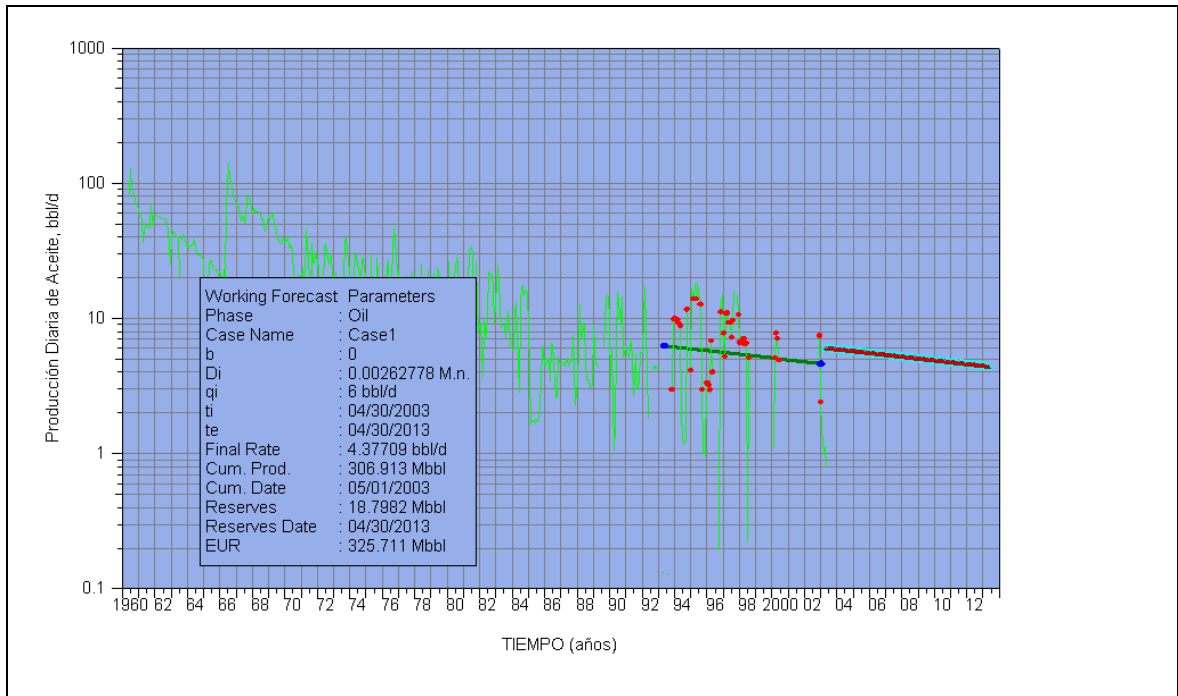
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 49. Declinación Pozo COL - 44.



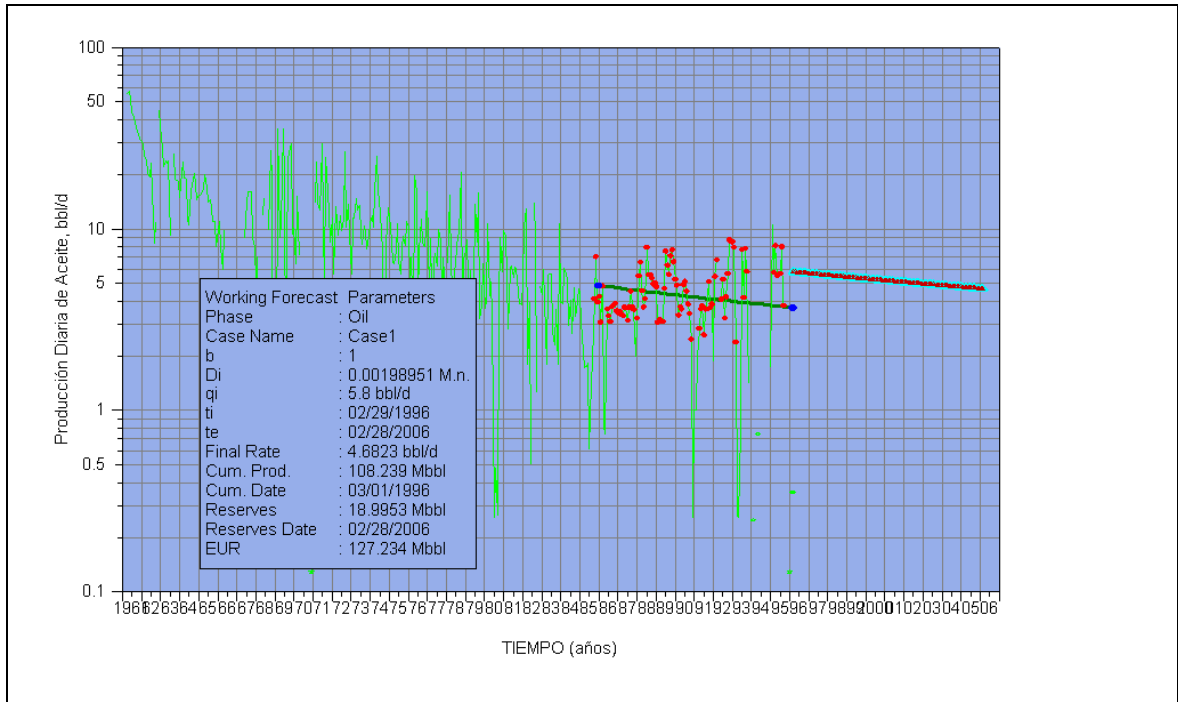
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 50. Declinación Pozo COL - 55.



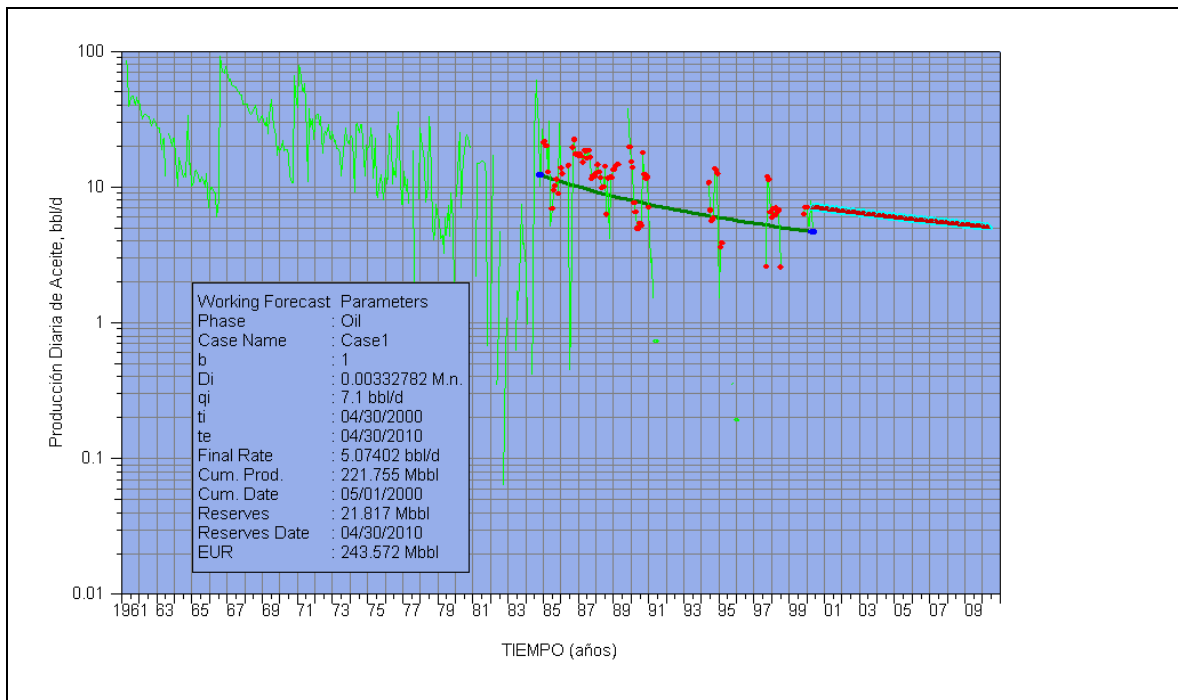
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 51. Declinación Pozo COL - 56.



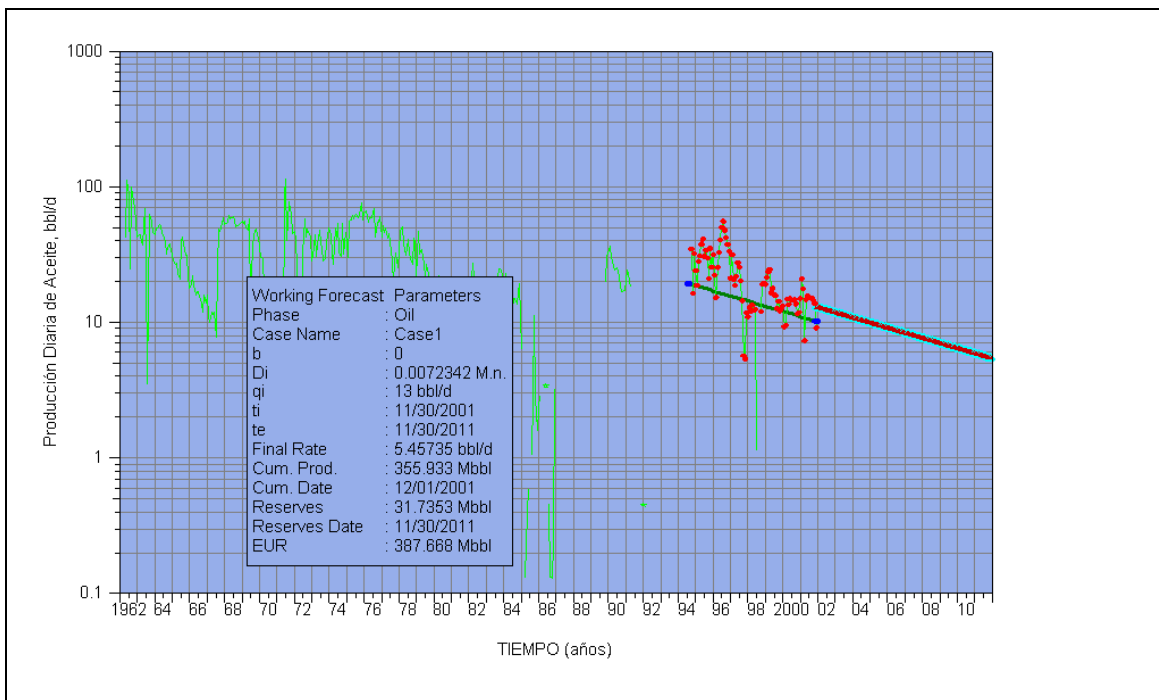
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 52. Declinación Pozo COL - 58.



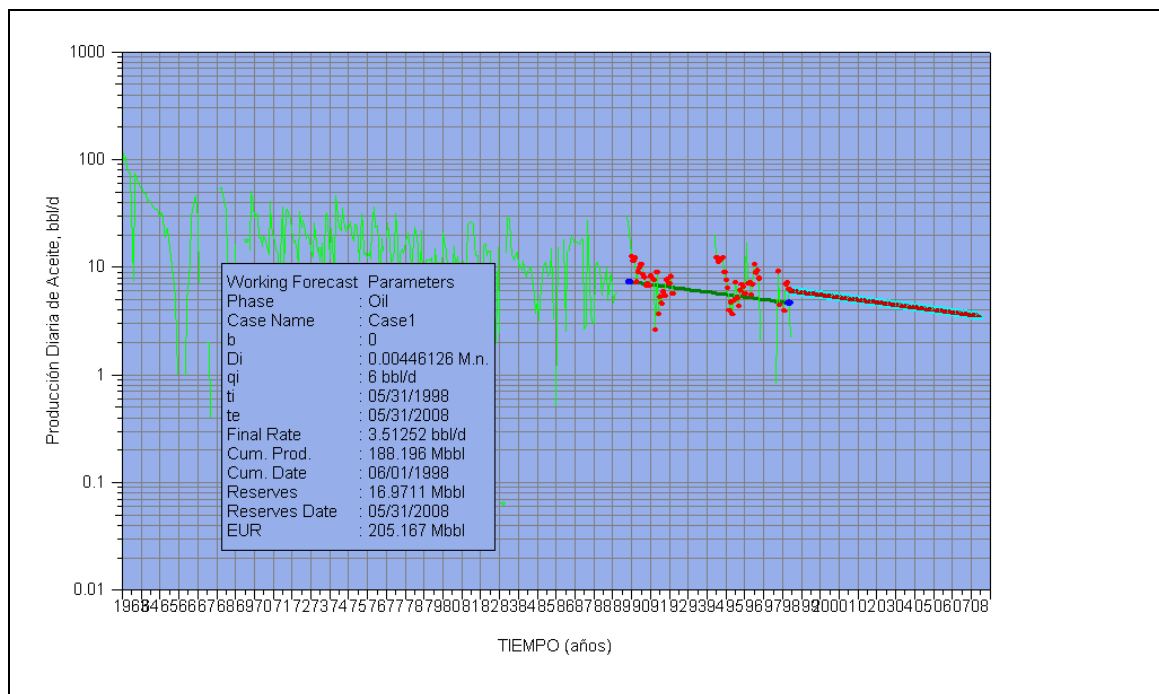
Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 53. Declinación Pozo COL - 67.



Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

FIGURA 54. Declinación Pozo COL - 74.



Fuente: Los autores, basados en información Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

TABLA 24. Producción esperada en los pozos seleccionados

POZO	Qo Last Bbl/d	Qo Esperado Bbl/d
COL-3	3	6
COL-12	2	7
COL-23	6	8
COL-35	4	8
COL-44	1	10
COL-55	1	6
COL-56	4	6
COL-58	5	7
COL-67	9	11
COL-74	2	6

Fuente: Los autores del proyecto

5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA METODOLOGÍA.

Su objetivo es cuantificar las variables más relevantes, las cuales juegan un papel importante en las proyecciones potenciales de la metodología planteada.

De ésta forma se logra describir la inversión a partir de criterios cuantitativos de evaluación en los resultados esperados; a través de los ingresos generados gracias a la aplicación de los trabajos recomendados con lo cual se espera incrementar la producción en el Campo Colorado.

El análisis realizado dará como resultado el flujo de caja de la metodología planteada teniendo en cuenta los ingresos por producción a la UIS.

5.4.1 INGRESOS POR PRODUCCIÓN A LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

5.4.1.1 Liquidación de la Producción Mensual

El valor del recurso en dinero aportado mensualmente por ECOPETROL, es función de la Producción Total y se calcula como una fracción $Y=100\% - X$ del valor de la producción, previo descuento de la regalías y de los gravámenes legales a que haya lugar.

$$Y = 100\% - X$$

X = % de producción mensual, calculada a partir de la producción diaria promedio (Q) de acuerdo a las siguientes condiciones dadas por Ecopetrol:

TABLA 25. Formulación para la obtención del Valor del recurso en dinero aportado mensualmente por ECOPETROL.

FORMULACIÓN	PRODUCCIÓN
$X(\%) = 1\%$	Si $Q = 50$ BOPD
$X(\%) = 1\% + 0,016\% * (Q - 50)$	Si $Q \geq 50$ BOPD < 300 BOPD
$X(\%) = 1\% + 10\% * (Q - 300) / 1700$	Si $Q \geq 300$ BOPD < 2000 BOPD
$X(\%) = 15\%$	Si $Q = 2000$ BOPD

Fuente: Los autores, basados en información Departamento Administrativo Campo Colorado 2009.

Para aportar a la Universidad Industrial de Santander, la liquidación de la producción mensual del Campo Colorado es realizada por ECOPETROL teniendo como base los precios del crudo del Campo Caño Limón, a los cuales se le hacen ciertos descuentos (detallados en la Tabla 25) dando así los precios del crudo del Campo Colorado; dichos precios son los ingresos obtenidos por la Universidad Industrial de Santander.

TABLA 26. Factores de Valoración del Crudo.

FACTORES DE VALORACIÓN DEL CRUDO	USD/Bbl
Precio Promedio WTI (USD/Bbl)	
Precio Promedio Crudo Caño Limón (USD/Bbl)	
Ajuste por Calidad	1,16
Tarifa de Transporte	
Galán – Ayacucho	-0,64
Ayacucho – Coveñas	-1,73
Impuesto de Transporte	
Galán – Ayacucho	-0,03
Ayacucho – Coveñas	-0,09
Tarifa por Tratamiento	-0,6
Tarifa por Exportación	-1,5
Precio Crudo Colorado (USD/Bbl)	

Fuente: Los autores, basados en información Departamento Administrativo Campo Colorado 2009.

Una vez obtenidos los costos del crudo del Campo Colorado se procede a analizar los aportes generados por el convenio UIS – ECP, para el desarrollo del Proyecto.

TABLA 27. Valoración de Aportes de ECP a la Estructura de Cooperación.

VALORACIÓN DE APORTES DE ECP LA ESTRUCTURA DE COOPERACIÓN
Número de barriles Producidos en el mes
(-)Regalías (20%) bbl
Producción después de regalías
(-) Fondo Abandono de Pozos ECOPETROL (X = 1%) bbl
Producción disponible para aporte (bbl)
PRECIO CRUDO COLORADO (USD/bbl)
TOTAL APORTES CORRESPONDIENTES AL CONVENIO (USD)

Fuente: Los autores, basados en información Departamento Administrativo Campo Colorado 2009.

TABLA 28. Flujo de Caja de la Metodología.

MES.	WTI (USD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (Bls)	PRODUCCIÓN (Regalías y % ECOPEPETROL).	WTI (Menos descuento)	INGRESOS (USD)
1,00	58,00	2.329,00	1.839,91	54,57	100.403,89
2,00	60,00	2.275,00	1.797,25	56,57	101.670,43
3,00	61,50	2.258,00	1.783,82	58,07	103.586,43
4,00	63,50	2.281,00	1.801,99	60,07	108.245,54
5,00	65,00	2.274,00	1.796,46	61,57	110.608,04
6,00	66,50	2.260,00	1.785,40	63,07	112.605,18
7,00	68,00	2.234,00	1.764,86	64,57	113.957,01
8,00	70,00	2.272,00	1.794,88	66,57	119.485,16
9,00	73,00	2.224,00	1.756,96	69,57	122.231,71
10,00	76,00	2.203,00	1.740,37	72,57	126.298,65
11,00	79,00	2.240,00	1.769,60	75,57	133.728,67
12,00	82,00	2.150,00	1.698,50	78,57	133.451,15
INGRESOS TOTALES (USD)					1.386.271,86

Fuente: Los autores del proyecto, Basados en Información convenio UIIS-ECP

5.5 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

La evaluación de la conveniencia realizada al proyecto permite analizar el comportamiento del mismo a través de un estudio del riesgo y la rentabilidad del mismo; gracias a esto se puede cuantificar el impacto de la incertidumbre asociada a la ejecución del proyecto.

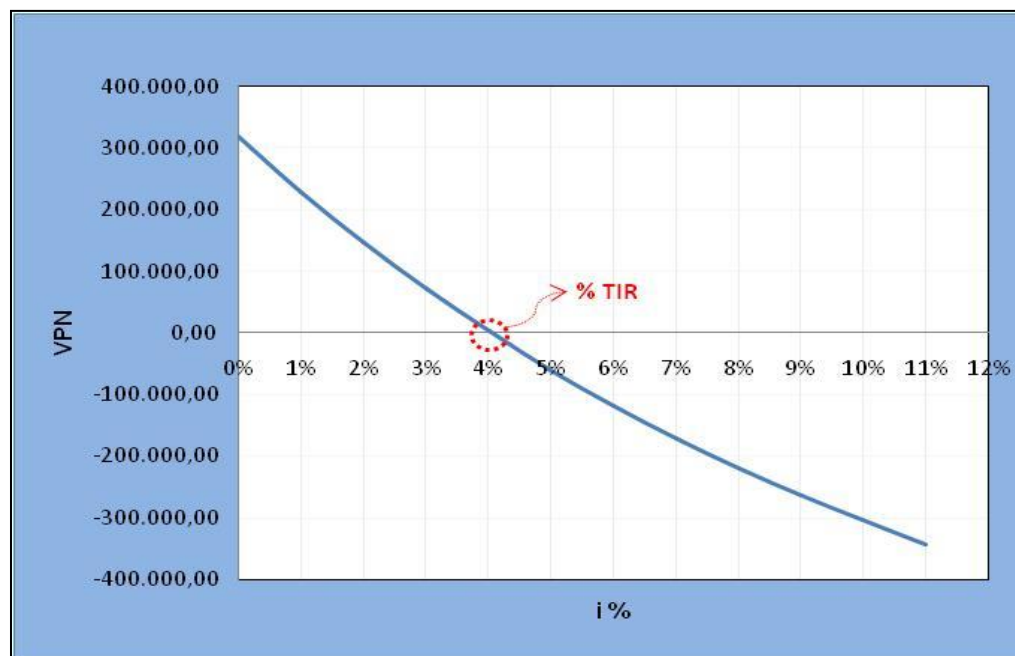
La viabilidad de nuestro proyecto parte de un sistema general de planeación basado en un proceso dinámico, hace referencia a la determinación de los factores y criterios económicos utilizados cuando se considera las ganancias obtenidas del proyecto a través de factores ya descritos tales como valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), periodo de recuperación (PR), beneficio - costo (R) a demás del respectivo flujo de caja para la metodología. Los cuales se pueden observar en las siguientes figuras:

TABLA 29. Análisis de los flujos de caja generado junto con las tasa de retorno y valor presente neto para la metodología.

PERIODO (MENSUAL)	FLUJO DE CAJA	TASA DE INTERES (%)	VPN
0	-1.068.060,00	-----	-----
1	100.403,89	0,00	318.211,86
2	101.670,43	0,01	227.923,08
3	103.586,43	0,02	145.733,99
4	108.245,54	0,03	70.788,22
5	110.608,04	0,04	2.330,79
6	112.605,18	0,05	-60.305,01
7	113.957,01	0,06	-117.708,91
8	119.485,16	0,07	-170.403,36
9	122.231,71	0,08	-218.851,99
10	126.298,65	0,09	-263.466,83
11	133.728,67	0,10	-304.614,65
12	133.451,15	0,11	-342.622,42

Fuente: Los autores del proyecto.

FIGURA 55. Perfil del valor presente neto (VPN vs i %) para la metodología.



Fuente: Los autores del proyecto.

Debido a que Ecopetrol tiene una T.I.R. del 12% anual, y el análisis efectuado se realizó para el primer año, después de la implementación de la metodología para la campaña propuesta, se debe realizar el ajuste del T.I.R. anual a un T.I.R. mensual para poder comparar los resultados obtenidos del presente análisis económico, para lo cual se tuvo en cuenta la siguiente ecuación.

$$i_m = (1 + i_{ea})^{\frac{1}{12}} - 1 \quad \text{ECUACIÓN 8}$$

Donde:

i_m = % T.I.R. ajustado mensual.

i_{ea} = % T.I.R. anual.

Por lo tanto se encontró una T.I.R. ajustado mensual, equivalente a la tasa de 12% de ECOPETROL de: 0,24% mensual, y el V.P.N. representativo para éste valor es de USD 295.753,89.

Para analizar el periodo de recuperación la mayoría de empresas suelen utilizar el método de Payback (PPB) sin embargo debido principalmente como ya hemos mencionado (Capitulo cuatro), este método debe ser utilizado como un indicador secundario debido a sus limitaciones sobre el estudio técnico-económico de la metodología planteada.

Por ende se tuvo en cuenta la ecuación 5 ya que ésta relaciona variables directas sobre la aplicación de la metodología con lo cual se logra un análisis más estricto del periodo de recuperación (PR) después de la implementación de la misma; se tomo una producción estabilizada en tres meses (Tomando un precio del WTI de 68,44 USD).

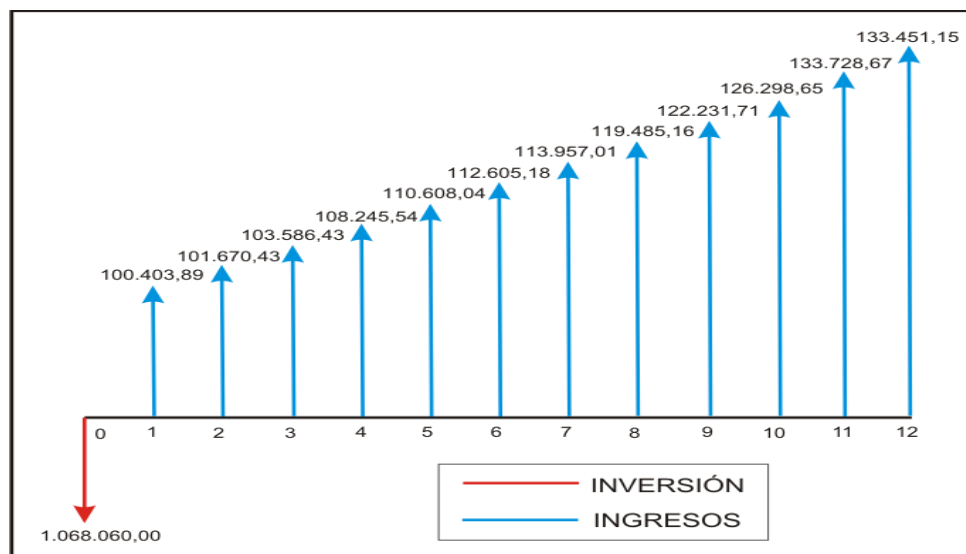
TABLA 30. Tiempo de retorno de inversión por pozo (Meses).

POZO	COSTO ESTIMADO (USD).	INCREMENTO (Bbl/Mes).	PR (MESES)
COL – 03	114.392,00	184,00	9
COL – 12	95.852,00	224,00	6
COL – 23	98.192,00	221,00	6
COL – 35	106.742,00	239,00	7
COL – 44	102.222,00	322,00	5
COL – 55	122.382,00	185,00	10
COL – 56	111.022,00	179,00	9
COL – 58	109.132,00	218,00	7
COL – 67	105.862,00	303,00	5
COL – 74	102.262,00	183,00	8

Fuente: Los autores del proyecto.

Una vez establecidos todos los parámetros del estudio técnico-económico para la implementación de la metodología se procede a establecer el flujo de caja para la misma.

FIGURA 56. Flujo de caja de la metodología.



Fuente: Los autores del proyecto.

A continuación se presenta un análisis teniendo en cuenta una tasa interna de retorno del 0,24% mensual, La cual es la establecida por ECOPETROL.

TABLA 31. Resumen del estudio Económico para una TIR de 0,24%.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD
INGRESOS (USD)	1.386.271,86
COSTOS (USD)	1.068.060,00
VPN (USD)	295.753,89
TIR (%)	0,24%
RELACION BENEFICIO - COSTO (R)	1,30

Fuente: Los autores del proyecto.

5.6 RESUMEN DEL ESTUDIO ECONÓMICO.

Un análisis detallado de los resultados obtenidos para la estimación y viabilidad técnico-económica propuesta para la metodología muestran principalmente:

- Los resultados obtenidos de la viabilidad económica, analizados desde la óptica de estimación dada por WoldOilPrice en cuanto a la estimación del precio del crudo referente para Colombia (W.T.I.); La cual es moderadamente optimista demuestra la baja rentabilidad del mismo debido a los flujos de caja obtenidos para el desarrollo del proyecto.
- El perfil del valor presente neto (VPN vs TIR) evidencia claramente el riesgo que genera el proyecto desde el punto de vista de la rentabilidad que genera el mismo, debido a que se encontró una tasa interna de retorno (T.I.R.) muy baja comparada por la esperada para cualquier inversionista en el sector de los hidrocarburos (El sector privado maneja tasas de retorno del 35% como mínimo para la inversión).

- La tasa interna de retorno generada para el proyecto (T.I.R.) no alcanza a cumplir las expectativas dadas por ECOPETROL S.A. (La tasa actual manejada es del 12% anual y 0,24% mensual) indica claramente que desde el punto de vista de ECOPETROL S.A. no es viable el proyecto debido a que aunque hay ganancias, no cumple la establecida como meta por los mismos.
- El valor presente neto (V.P.N.) generado por la metodología para la tasa de oportunidad (T.I.R.) generada para el proyecto evidencia que para las perspectivas de la industria de los hidrocarburos no es la mejor opción de inversión dado el valor bajo obtenida de la misma.
- El tiempo de retorno de la inversión (P.R.) podemos concluir que el riesgo es relativamente bajo debido al tiempo generado para la implementación de la metodología ya que la misma arrojó como resultado que el tiempo máximo de recuperación de la inversión por pozo intervenido no es superior al año siendo esto relevante para la metodología.
- Un análisis del costo-beneficio (R) se puede concluir que el riesgo es muy alto debido al insuficiente valor obtenido, aunque este es desde el punto de vista económico para un proyecto de inversión es atractivo ya que este es positivo y superior a uno para proyectos en el sector de los hidrocarburos no es rentable, lo cual refleja que por cada dólar que se invierten en el proyecto solo se obtienen 1,3 USD lo cual es insuficiente en proyectos de gran envergadura.

Dentro de la ejecución del flujo de caja se analizo la viabilidad de la metodología para el primer año de ejecución del mismo ya que no se generan gastos adicionales (Estos gastos son generados debido principalmente a las características propias del Campo Colorado tales como control de parafinas, trabajos de varilleo y adecuaciones locativas además de los costos del equipo y personal requerido para la ejecución de las mismas junto con la volatilidad de los

precios del crudo de referencia para la metodología W.T.I.) con lo cual los flujos de caja se verán afectados drásticamente para mantener las expectativas de los potenciales hallados para los pozos en los nueve años restantes del funcionamiento de la aplicación de la campaña propuesta.

El presente análisis realizado aporta elementos básicos que ayudan a dar criterio de evaluación para la metodología planteada desde la dimensión de los flujos de dinero generados por la misma, dando como resultado índices financieros (V.P.N., T.I.R., P.R. y R.) con los cuales se demostró las reducidas ganancias que se obtienen en la misma; sin embargo debido al convenio interinstitucional UIS-ECP el cual enfoca sus esfuerzos en aras de un intercambio de conocimiento desde este punto de vista el proyecto se puede manejar para su aplicación; con el cual se integra la academia con la industria en el manejo de operaciones propias de la industria sobre todo las aplicadas al Campo Colorado.

6. CONCLUSIONES

- Los trabajos de reacondicionamiento de pozos son de vital importancia para recuperar o mejorar la producción de un campo petrolero, debido a esto no importa cuantas veces sea necesario revisar e incluir parámetros importantes relacionados con los pozos, para optimizar la selección de los mismos en aras a un posible reacondicionamiento.
- Los pozos del Campo Colorado deben ser evaluados bajo criterios de: historial de producción, principales fallas y problemas en los pozos, recursos técnicos, humanos y económicos, para analizar la viabilidad de ejecución de los trabajos de reacondicionamiento.
- La aplicación de la metodología se ajusta a la situación mundial y en particular a la colombiana en aras de aumentar la producción de crudo debido a la falta de nuevos descubrimientos de yacimientos petrolíferos y a la creciente demanda del crudo.
- La Metodología planteada requiere un seguimiento minucioso además de evaluación y criterio profesional, con la finalidad de minimizar errores y abarcar todos y cada uno de los aspectos necesarios para lograr los objetivos propuestos.
- Es necesario el monitoreo y una posterior retroalimentación una vez ejecutados los trabajos de reacondicionamiento en la campaña de los diez primeros pozos, para fiscalizar la eficiencia de los resultados y su posterior aplicación a los demás pozos.

- Los trabajos de fracturamiento desarrollados en el Campo Colorado si bien son efectivos a corto plazo son poco viables debido a que estos últimos han funcionado para mantener la producción y no aumentarla. esto se debe principalmente a una falta detallada de los fluidos utilizados (existen 25 pozos fracturados con crudo del Campo y se utilizo como apuntalante propante arena tipo OTTAWA 20/40) ya que los problemas generales de parafina del mismo causan que dichos trabajos no sean efectivos, debido a que la intrusión del fluido al yacimiento a una temperatura diferente causan que se precipiten la parafina una solución es calentar previamente el fluido sin embargo esto puede no ser efectivo ya que si bien puede penetrar efectivamente hacia la formación el tiempo de retorno puede causar que las parafinas tapan los canales formados por ende son indispensables las pruebas de laboratorio para el logro de los mismos.

- Los trabajos de estimulación química desarrollados en 11 pozos del Campo colorado presentan el mismo problema general de parafinas en cuanto a su baja productividad; en el desarrollo de los mismos se utilizo MCA (acido clorhídrico combinado con Morflo II), sin embargo se recomienda un estudio detallado de los fluidos a utilizar en presencia de las parafinas en aras de mejorar la implementación de dichos trabajos.

- Aunque la declinación de la producción se hizo a diez años, para realizar el análisis económico solamente se tuvo en cuenta el primer año, debido a que se genera bastante incertidumbre en un periodo mayor al ya mencionado, causado por las variaciones de los precios y costos de todo lo que implica realizar los trabajos de reacondicionamiento, sumado a la variación de los problemas presentes en los pozos.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar y/o diseñar a nivel de laboratorio junto con el ICP el mejor tratamiento químico a recircular a través del equipo de subsuelo de los pozos del campo Colorado.
- Realizar el mantenimiento preventivo con los tratamientos químicos y de aceite caliente que se diseñen a los equipos de subsuelo y superficie, con el objeto de controlar la depositación parafina y para que el equipo de varilleo realice solo un trabajo por año en cada pozo.
- Se recomienda realizar una campaña de niveles (toma de registros Sonolog) en los pozos restantes dejados para próximas campañas de reacondicionamiento en el Campo.
- Se propone realizar un monitoreo continuo del funcionamiento del equipo de levantamiento artificial (Realizar Dinagramas) con el fin de facilitar las posibles soluciones a las fallas presentes en los pozos candidatos para la campaña propuesta.
- Debido a los resultados obtenidos en cuanto al análisis económico hallado para la aplicación de la metodología, se recomienda Abordar el proyecto desde el punto de vista de intercambio academia-industria con el cual se hace viable el mismo en cuanto a su ejecución debido principalmente al resultado obtenido para los intereses ACADÉMICOS de la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

8. BIBLIOGRAFÍA

Acevedo R.J. & Torres A.R. (2008) Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos. Aplicación Campo Colorado. *Tesis de Pregrado, Esc. Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.*

Amoco Production Company. (1994) *Dowell Drilling Fluid Manual*

Armstrong, M., Gallia A., Bailey W. & Coue B., (2004). *Incorporating technical uncertainty in real option evaluation of oil projects.* Journal of Petroleum Science and Engineering. Ed 44. Pág 67– 82.

Base datos Campo Colorado. (2009). Convenio UIS – ECOPETROL.

Blank T. L., & Tarquin J.A. (1996) “*Ingeniería Económica.* (4t edición). Mexico: Mc Graw Hill.

Delgado R.J. (2005) *Especificaciones técnicas, manual-guía de empaques en operación de completamiento y reacondicionamiento de pozos.*

ECOPETROL S.A. (2003). *Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado.* Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

ECOPETROL S.A (2003) “*Informe Geológico Final Campo Colorado*”. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), unión temporal AIP-ANSALL. Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP)

ECOPETROL S.A. (2006) *Manual de Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos*. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM).

Gatta, S.R. Kuwait Oil Co. (2003). *Project Priority Ranking Process*, SPE 81551. Society of Petroleum Engineers.

Halliburton. Services (HES - 2001). *Procesos de estimulación de Pozos*. Cap. 8. Estimulación Química. pág 5-8, 51, 48-54.

Halliburton Energy Services (HES - 2003). *Materiales y fluidos de Fracturamiento*.. Cap. 6, p. 6-12.

Halliburton Energy Services (HES - 2003). *Apuntalantes*.. Cap. 9, p. 8-16.

Halliburton services tool (1980). *Cementación, Squeeze, Taponés*, p.86,88.

Jaimes, M.G. (2004) “*Reactivación y Mantenimiento Pozos Campo Colorado*” (2004). ECOPEPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Departamento de Producción de Mares.

Jiménez H.J. & Rivero M.J. (2003) *Evaluación técnico económica de los trabajos de workover, mantenimiento y varilleo realizados en los pozos del campo Castilla de Ecopetrol-gerencia Llanos*.

King E.G. (1998). *An introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workover* (2nd edition). Tulsa Oklahoma.

Lyons C. (1996). *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, (volume 1)., Houston Texas:Gulf publishing Company.

Mejía A. (2004) Carlos Fernando. *Evaluación de los problemas en operaciones de well-service, workover, perforaciones e incorporación de nuevas tecnologías a las condiciones operativas del campo Caño Limón.*

Meléndez R.H. (2003) *Proyectos de Inversión Maestría en Administración de Empresas.* USTA

PEMEX. Manual de perforación de 2004. *Terminación y mantenimiento de pozos.* Cap. 9, p. 74-75, 82

Reliability and Risk Management (R2M). (2006) *Probabilistic Risk Analysis for Well Drilling and Work-Over activities.*

Schlumberger Well Service. *Field Data Handbook*, (Versión 1,0,4,2)

Thomas O.A. (1982). *Production operations. Well Completions, Workover, and Stimulation.* (2d edition). Tulsa Oklahoma: Oil and gas consultants.

Torres L.J. & Rangel S.W. (2008) Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. *Tesis de Pregrado, Esc. Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.*


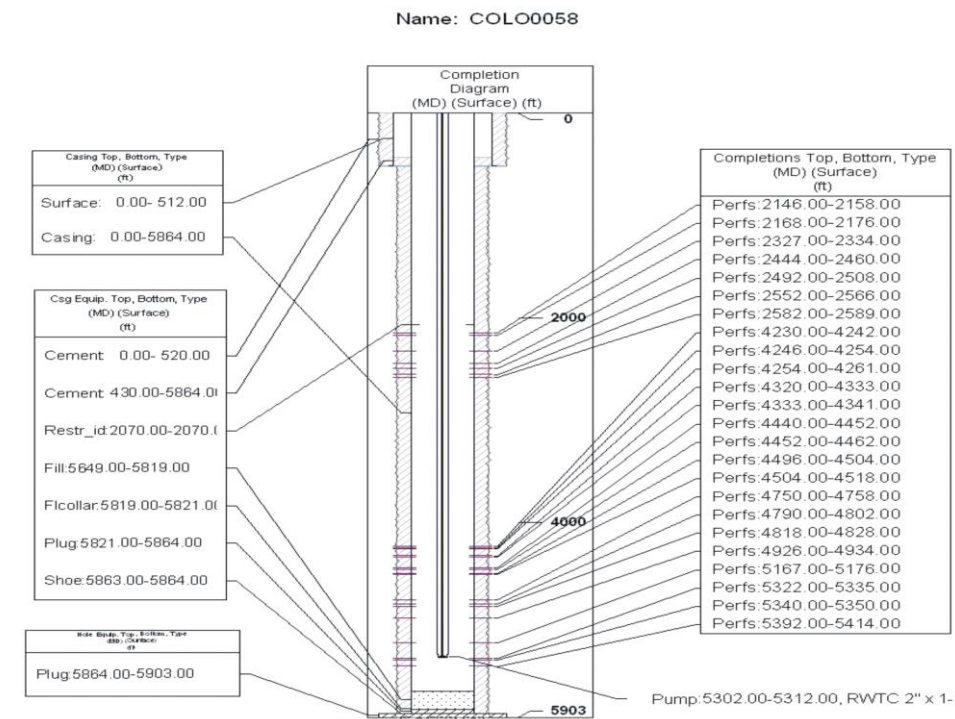
Trejos H.E. (2008) *Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Operaciones de Workover.* (10 versión). Bucaramanga, Colombia.

ANEXOS


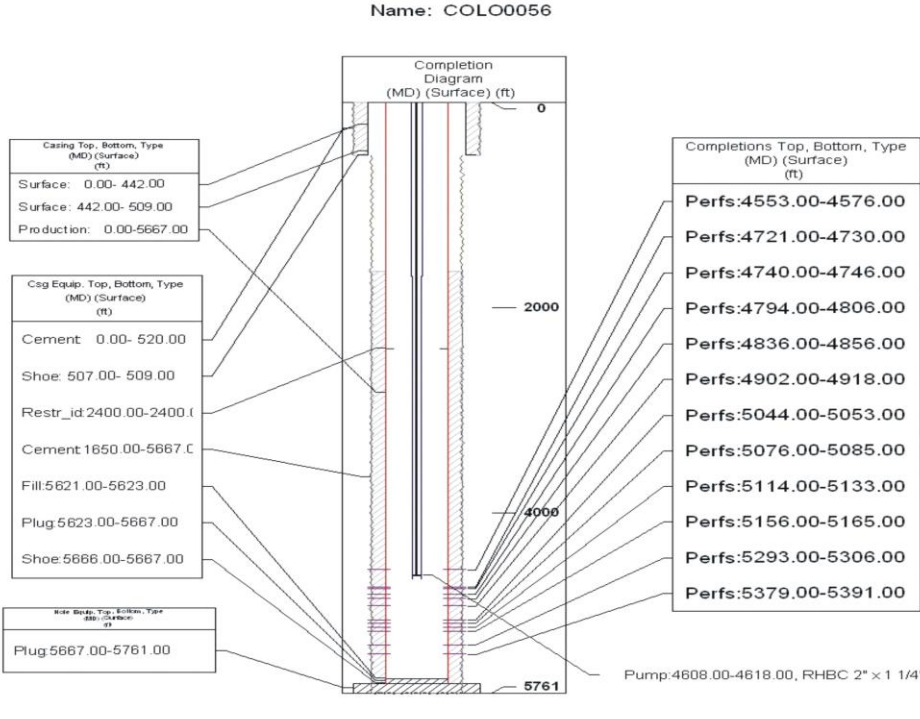
ANEXO A
TABLA DE SELECCIÓN DE POZOS

POZOS	POZOS	ACT.P	INAC	PRODU	F.R.	COMENTARIOS	WO REALIZADOS	PROMEDIO DE I.W	PUNTAJE I.W	Qo (BPD)	PUNTAJE Qo	Qw (BPD)	PUNTAJE Qw	Qg (MPCD)	PUNTAJE Qg	GOR (PC/BBL)	PUNTAJE GOR	Np (BBL)	% EQUIVALENTE Np	A.E.P	T*U (bbl-AÑO)	PUNTAJE bbl-AÑO	VIA DE ACCESO	PUNTAJE V.A.E.S	PROMEDIO	CONCLUSIONES
COL-3	3					SE REPORTÓ EN PRODUCCIÓN (1993)	18	1,95	9,6	3	7,8	0	10,0	13,0	6,1	4000	4,0	275000	4,124364435	36	148,5	9,9	Destapada, en regular estado.	5,0	8,18	REPORTÓ MUY BUEN Qo, ÍNDICE DE WO FAVORABLE, GOR BAJO PERO QUE AYUDA A LA PRODUCCIÓN DE ACEITE, Np MUY BUENO, ADEMÁS QUE ESTUVO ACTIVO MUCHOS AÑOS.
COL-10	10					SE LE RETIRÓ UNIDAD DE BOMBEO (1964)	3	0,97	0,0	8	10,0	1	5,5	19,0	4,3	3000	5,5	175621	2,633909115	17	44,8	3,7	No reporta	0,0	4,68	PRESENTÓ UN ALTO GOR, EL ÍNDICE DE WO NO ES FAVORABLE AL IGUAL QUE EL Np, ADEMÁS NO REPORTA VÍAS DE ACCESO.
COL-11	11					SE LE RETIRÓ UBM PARA UNO DE MAYOR PRODUCCIÓN (CIRA 1988)	15	0,68	0,0	4	10,0	0	10,0	0,0	10,0	2000	7,0	101995	1,529689275	13	19,9	2,2	Destapada, en regular estado.	5,0	5,70	EL POZO REPORTÓ UNA BUENA PRODUCCIÓN DE ACEITE SIN EMBARGO NO PRESENTA UN BUEN EMPUJE DEBIDO A L BAJO GOR REPORTADO, POSEE BAJO Np, Y EL ÍNDICE DE WO NO ES FAVORABLE, ES MUY BAJO
COL-12	12					SE REPORTÓ EN PRODUCCIÓN EN 1996	30	2,19	10,0	2	5,5	0	10,0	1,5	9,6	600	9,1	129153	1,936996509	39	75,5	5,5	Destapada e imprimada, en regular estado	5,0	7,60	REPORTÓ UN MUY FAVORABLE ÍNDICE DE WO, PERO Qo POR DEBAJO DEL PROMEDIO, UN GOR BUENO Y UN Np REPRESENTATIVO.
COL-16	16					SE LE RETIRO UBM PARA UNO DE MAYOR PRODUCCIÓN (GALAN 1974)	5	1,44	5,0	1	3,3	0	10,0	2,0	9,4	3000	5,5	39475	0,592033768	9	5,3	1,3	Destapada, en regular estado.	5,0	4,73	BAJO POTENCIAL DEBIDO A QUE EL POZO REPORTÓ UNA BAJA PRODUCCIÓN DE ACEITE Y UN BAJO Np, AUNQUE EL ÍNDICE DE WORKOVER ES FAVORABLE, NO HA DADO RESULTADOS REALMENTE SIGNIFICATIVOS
COL-23	23					ÚLTIMO REPORTE DE PRODUCCIÓN 1974	33	1,31	3,8	6	10,0	0	10,0	8,0	7,6	1500	7,8	209483	3,141760855	33	103,7	7,2	Destapada, en buen estado.	8,0	7,57	PREENTÓ UN ALTO GOR, AUNQUE SUS ÍNDICES DE WO SON FAVORABLES, REPRESENTA UN POSIBLE CANDIDATO A SER SOMETIDO A TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO, REPORTÓ UN BUEN Np.
COL-24	24					ÚLTIMO REPORTE DE PRODUCCIÓN 1977	57	1,9	9,1	21	10,0	1	5,5	201,0	1,0	10000	1,0	52700	0,790378203	26	20,5	2,2	Destapada, en regular estado.	5,0	5,58	POSEE UN ALTO GOR, AUNQUE REPORTÓ BASTANTES TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO REALIZADOS Y UN ÍNDICE DE WO BASTANTE FAVORABLE, NO TUVO UN BUEN HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y EL Np REPORTADO ES MUY BAJO
COL-25	25					ACTUALMENTE CON RECOIL 2009	8	1,2	2,8	4	10,0	0	10,0	11,0	6,7	2800	5,8	12018	0,180242225	5	0,9	1,1	Destapada, en buen estado.	8,0	5,67	EL POZO REPORTÓ UNA ALTA PRODUCCIÓN DE GAS SIN EMBARGO LA PRODUCCIÓN DE ACEITE ES BUENA PARA EL PROMEDIO ACTUAL DEL CAMPO ADEMÁS SU ÍNDICE DE WO ES BUENO, LOS TRABAJOS REALIZADOS HAN SIDO EFECTIVOS, ACTUALMENTE SE USA LA
COL-27	27					SE REPORTÓ EN PRODUCCIÓN (1977)	20	1,3	3,7	3	7,8	0	10,0	11,0	6,7	3000	5,5	136118	2,041455412	30	61,2	4,7	No reporta	0,0	5,82	ÍNDICE DE WO FAVORABLE, MODERADO Qo, NO REPORTA ESTADO DE VÍAS DE ACCESO Y EL Np REPORTADO ES MUY BAJO
COL-28	28					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN DE GAS CON 1301499 ACU GAS (1977)	27	0,5	0,0	4	10,0	0	10,0	0,0	10,0	18000	1,0	67865	1,017818154	26	26,5	2,6	No reporta	0,0	5,00	BAJO POTENCIAL DEBIDO AL BAJO REPORTE DE Qg, AUNQUE AÑOS ATRÁS EL GOR REGISTRADO FUE MUY ALTO, AHORA NO HAY EMPUJE (NO SE REPORTA PRODUCCIÓN DE GAS), EL ÍNDICE DE WO ES DESFAVORABLE, AL IGUAL QUE EL Np, Y ADEMÁS NO REPORTA VÍAS DE ACCESO.
COL-30	30					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN (1960)	34	0,97	0,0	2	5,5	0	10,0	28,0	1,6	14000	1,0	70420	1,056137249	28	29,6	2,8	No reporta	0,0	3,16	BAJO POTENCIAL DEBIDO AL ALTO GOR REPORTADO, ÍNDICE DE WO DESFAVORABLE Y NO REPORTA ESTADO DE VÍAS DE ACCESO.
COL-31	31					AL PARECER ESTÁ SECO	27	1,08	1,7	1	3,3	0	10,0	0,0	10,0	2400	6,4	164726	2,470509295	40	98,8	6,9	Regular, algunos tramos de la banca de la vía se están cayendo por la erosión.	3,0	5,45	SE REALIZARON BASTANTES TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO PERO AUNQUE EL ÍNDICE DE WO PROMEDIO ES 1.08 NO ES REPRESENTATIVO PARA DICHA CANTIDAD DE TRABAJOS
COL-33	33					(1993) INACTIVO POR FALTA DE LÍNEAS DE SUPERFICIE (1993)	17	1,06	1,5	2	5,5	0	10,0	27,0	1,9	10600	1,0	393934	5,908099562	34	200,9	10,0	Bueno, se realiza a través de un potrero.	8,0	5,48	REPORTÓ UN ÍNDICE DE WO FAVORABLE, IGUAL QUE EL Np, PERO SU ÚLTIMO REPORTE DE PRODUCCIÓN DE ACEITE ES MUY BAJO Y EL GOR DEMASIADO ALTO.
COL-34	34					INACTIVO (1986)	9	0,84	0,0	2	5,5	0	10,0	1,0	9,7	700	9,0	86420	1,296100271	27	35,0	3,1	No reporta	0,0	4,84	EL POZO REPORTÓ UN BAJO ÍNDICE DE WORKOVER, BAJO Qo, BAJO Np, Y NO REPORTA VÍAS DE ACCESO Y AUNQUE SU GOR ES BUENO CON RESPECTO AL ESTÁNDAR DE LOS POZOS DEL CAMPO, NO ES UN FACTOR RELEVANTE.
COL-35	35					SE REPORTA INACTIVO (1998)	22	1,88	8,9	4	10,0	1	5,5	0,0	10,0	800	8,8	129779	1,946385062	35	68,1	5,1	Destapada, en mal estado.	1,0	7,72	REPORTÓ BUEN Qo, ÍNDICE DE WO FAVORABLE, GOR BAJO PERO SUFICIENTE PARA LA PRODUCCIÓN DE ACEITE, Np, BAJO PERO REPRESENTATIVO.
COL-36	36					SE REPORTÓ EN PRODUCCIÓN EN 2005	38	1,43	4,9	2	5,5	0	10,0	20,0	4,0	8500	1,0	282232	4,232827721	46	194,7	10,0	Destapada, en buen estado.	10,0	6,44	EL POZO REPORTÓ UNA BUEN ÍNDICE DE WO, Qo POR DEBAJO DEL PROMEDIO, PERO EL GOR ES DEMASIADO ALTO, ADEMÁS EL Np ES MUY BUENO Y ES UNO DE LOS POZOS QUE MÁS HA ESTADO ACTIVO EN LA HISTORIA DEL CAMPO.
COL-37	37					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN 2009	16	1,5	5,5	5	12,3	0,3	8,7	16,4	5,1	3280	5,1	277156	4,156699453	45	187,1	10,0	Destapada, en buen estado	10,0	8,50	REPORTÓ BUEN ÍNDICE DE WO, Qo POR ENCIMA DEL PROMEDIO, GOR FAVORABLE, BUEN ESTADO DE VÍAS DE ACCESO Y Np REALMENTE REPRESENTATIVO ACTUALMENTE EN PRODUCCIÓN
COL-38	38					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN 2009	18	1,5	5,5	8	19,0	1	5,5	26,0	2,2	3500	4,8	518733	7,77996133	55	427,9	10,0	Destapada, en buen estado	10,0	9,42	ES EL POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO COLORADO, SE HAN REALIZADO VARIOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO CON RESULTADOS FAVORABLES, BUEN PRODUCTOR DE ACEITE, ADEMÁS ES EL POZO QUE MÁS HA APORTADO CON LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO
COL-42	42					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN (1974) PERO INACTIVO (1986)	8	1,13	2,2	1	3,3	2	1,0	0,0	10,0	280	9,6	41931	0,628868091	19	11,9	1,7	No hay, se debe llegar a pie caminando a través de potreros.	1,0	3,67	BAJO POTENCIAL POR PRODUCTOR DE AGUA DEBIDO A QUE EN EL REPORTE HAY 70% DE AGUA, BAJO Qo, BAJO Np, MAL ESTADO DE VÍAS DE ACCESO Y ESTADO DE SUPERFICIE
COL-43	43					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN (1961) PERO INACTIVO DESDE (1986)	34	0,78	0,0	1	3,3	2	1,0	0,9	9,7	1300	8,1	317385	4,760041478	29	138,0	9,3	Destapada, en buen estado; el pozo se encuentra a un costado de la vía.	8,0	5,08	BAJO POTENCIAL POR PRODUCTOR DE AGUA DEBIDO A QUE EN EL REPORTE HAY 70% DE AGUA, ADEMÁS REPORTA UN BAJO ÍNDICE DE WO, AUNQUE TUVO UNA BUENA PRODUCCIÓN, LOS TRABAJOS QUE SE REALIZARON NO FUERON FAVORABLES
COL-44	44					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN (1995) PERO INACTIVO (1996)	23	2,24	10,0	0,4	1,9	0,8	6,4	0,0	10,0	120	9,8	308911	4,632951062	31	143,6	9,6	Destapada, en buen estado	10,0	7,67	AUNQUE REPORTÓ Qo POR DEBAJO DEL PROMEDIO, TIENE UN ÍNDICE DE WO MUY FAVORABLE, BAJO GOR, Y UN Np REPRESENTATIVO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO
COL-45	45					INACTIVO POR FALTA DE LÍNEAS DE SUPERFICIE (1993)	8	0,88	0,0	3	7,8	0	10,0	0,0	10,0	900	8,7	185524	2,782431227	34	94,6	6,7	Destapada, en buen estado.	10,0	6,58	REPORTÓ UN DESFAVORABLE ÍNDICE DE WO, PERO CIERTAMENTE BUEN Qo, UN BUEN GOR Y EL Np NO ES TAN REPRESENTATIVO PERO FUE BUENO.
COL-49	49					SE REPORTA PRODUCCIÓN (1995) PERO INACTIVO (2000)	16	1,46	5,1	7	10,0	0	10,0	14,0	5,8	2000	7,0	200262	3,003467166	32	96,1	6,8	Destapada, en buen estado	10,0	7,56	BUEN ÍNDICE DE WO, Qo SUPERIOR AL PROMEDIO, Np REPRESENTATIVO
COL-50	50					INACTIVO DESDE (1980) EN EL ÚLTIMO TRABAJO AGUA CON MANCHAS DE ACEITE (1974)	10	0,9	0,0	4	10,0	0	10,0	9,0	7,3	2100	6,9	61811	0,927022146	20	18,5	2,1	No reporta	0,0	5,20	REPORTÓ UN ÍNDICE DE WO DESFAVORABLE, UN BAJO Np Y NO REPORTA VÍAS DE ACCESO, AUNQUE EL Qo Y EL Qg REPORTADOS SON BUENOS PARA EL ESTÁNDAR DE LOS POZOS DEL CAMPO.
COL-51	51					SE REPORTA PARADO POR MOTOR (1990)	15	2,41	10,0	2	5,5	0	10,0	16,0	5,2	8000	1,0	130244	1,953358987	29	56,6	4,4	No reporta	0,0	5,90	PRESENTÓ UN MUY FAVORABLE ÍNDICE DE WO, AUNQUE SU ÚLTIMO REPORTE DE Qo FUE BAJO Y EL GOR DEMASIADO ALTO, ADEMÁS EL Np REPORTADO ES DESFAVORABLE
COL-52	52					INACTIVO POR FALTA DE UBM (1970)	11	0,62	0,0	6	10,0	0	10,0	38,0	1,0	7000	1,0	180687	2,709887406	29	78,6	5,7	No reporta	0,0	4,81	EL POZO REPORTÓ UN BAJO ÍNDICE DE WORKOVER, AUNQUE REPORTÓ UNA BUEN Qo, POSEE UN ALTO GOR Y NO REPORTA VÍAS DE ACCESO
COL-53	53					SE LE RETIRO UBM PARA UNO DE MAYOR PRODUCCIÓN (CIRA 1988)	13	0,6	0,0	3	7,8	0	10,0	23,0	3,1	6800	1,0	128806	1,931792311	29	56,0	4,4	No reporta	0,0	4,20	BAJO POTENCIAL DEBIDO QUE POSEE UN ÍNDICE DE WO DESFAVORABLE, GOR MUY ALTO, BAJO Np, NO REPORTA VÍAS DE ACCESO.
COL-55	55					SE REPORTÓ PRODUCCIÓN (1996)	10	3,25	10,0	1	3,3	0	10,0	2,0	9,4	2300	6,6	306913	4,60298568	40	184,1	10,0	Destapada, en buen estado	10,0	8,04	REPORTÓ BAJO Qo, PERO ÍNDICE DE WO MUY FAVORABLE, GOR BAJO PERO SUFICIENTE PARA LA PRODUCCIÓN DE ACEITE, Np MUY BUENO ES UNO DE LOS POZOS QUE MÁS HA APORTADO CON LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO, ADEMÁS QUE ESTUVO ACTIVO MUCHOS
COL-56	56					SE REPORTÓ PRODUCCIÓN (1995) PERO INACTIVO (1996)	13	3,04	10,0	4	10,0	0	10,0	0,0	10,0	2000	7,0	108239	1,623334844	35	56,8	4,4	Destapada, en buen estado	10,0	8,41	REPORTÓ BUEN Qo, UN MUY FAVORABLE ÍNDICE DE WO, GOR FAVORABLE, LAS VÍAS DE ACCESO FAVORECEN LA ENTRADA DEL EQUIPO DE WO, PARA REALIZAR TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO
COL-58	58					SE REPORTA INACTIVO (2000)	17	2,72	10,0	5	10,0	0	10,0	1,0	9,7	300	9,6	221755	3,325812492	34	113,1	7,8	No hay, se debe llegar a pie caminando a través de potreros.	1,0	9,06	REPORTÓ BUEN ÍNDICE DE WO, Qo POR ENCIMA DEL PROMEDIO, GOR FAVORABLE, AUNQUE TIENE MAL ESTADO LAS DE VÍAS DE ACCESO EL Np ES MUY BUENO Y POR TAL MOTIVO ES UN GRAN CANDIDATO
COL-60	60					SE REPORTA PRODUCCIÓN (1978) PERO INACTIVO (1986)	15	0,88	0,0	2	10,0	0	10,0	10,0	7,0	4800	2,8	67425	1,011219171	35	35,4	3,1	Destapada, en buen estado	10,0	5,40	AUNQUE PRESENTÓ BUENOS REPORTES DE Qo Y Qg, EL ÍNDICE DE WO ES DESFAVORABLE Y ADEMÁS NO REPORTÓ UN Np SIGNIFICATIVO
COL-63	63					EN EL REPORTE SOLO APARECE HISTORIA DE PERFORACIÓN Y TRATAMIENTO PARA PRODUCCIÓN (1961)	24	2,99	10,0	0,3	1,7	13	1,0	0,0	10,0	480	9,3	240900	3,612943245	25	90,3	6,4	Destapada, en regular estado.	5,0	6,09	PRESENTÓ UN MUY FAVORABLE ÍNDICE DE WO, AUNQUE SU ÚLTIMO REPORTE DE Qo FUE DEMASIADO BAJO, TAMBIÉN REPORTÓ ALTO Qo, REGULAR ESTADO DE VÍAS DE ACCESO, REPORTÓ UN BUEN GOR ADEMÁS EL Np NO ES TAN REPRESENTATIVO PERO FUE BUENO.
COL-64	64					SE REPORTA PRODUCCIÓN (1988) PERO INACTIVO MÁS TARDE ESE MISMO AÑO.	3	1,4	4,6	38	10,0	1	5,5	100,0	1,0	2500	6,3	16753	0,251256281	10	2,5	1,2	Destapada, en regular estado.	5,0	4,96	AUNQUE SU ÚLTIMO REPORTE DE PRODUCCIÓN DE ACEITE ES BUENO AL IGUAL QUE EL ÍNDICE DE WO, AL PARECER TUVO ALGÚN TIPO DE PROBLEMA GRAVE PORQUE EL Np REPORTADO ES DEMASIADO BAJO.
COL-66	66					SE REPORTA INACTIVO (1986)	21	1,05	1,5	2	5,5	0	10,0	3,0	9,1	1500	7,8	210461	3,156428594	24	75,8	5,5	Destapada y en mal estado, en tramo final del acceso se debe hacer caminando.	3,0	5,64	REPORTÓ Qo MUY POR DEBAJO DEL PROMEDIO, ÍNDICE DE WO CIERTAMENTE FAVORABLE, SUS VÍAS DE ACCESO NO ESTÁN EN BUEN ESTADO Y EL Np, ES BAJO.
COL-67	67					PARADO POR PR	13	1,53	5,8	9	10,0	39	1,0	5,0	8,5	600	9,1	355933	5,338172388	33	176,2	10,0	Destapada, en regular estado.	3,0	7,73	REPORTÓ MUY BUEN Qo, ÍNDICE DE WO FAVORABLE, GOR BAJO PERO SUFICIENTE PARA LA PRODUCCIÓN DE ACEITE, Np MUY BUENO ES UNO DE LOS POZOS QUE MÁS HA APORTADO CON LA PRODUCCIÓN DELCAMPO
COL-69	69					SE REPORTÓ EN PRODUCCIÓN EN 2005	15	2,33	10,0	3	7,8	0,3	8,7	0,0	10,0	10000	1,0	72929	1,093766451	26	28,4	2,7	Imprimada, en buen estado.	10,0	6,77	REPORTÓ UN MUY FAVORABLE ÍNDICE DE WO, PERO A LA VEZ UN GOR DEMASIADO ALTO, Y EL Np NO FUE PARA NADA FAVORABLE, REPORTÓ CIERTA PRODUCCIÓN DE AGUA.
COL-70	70					SE REPORTA EN PRODUCCIÓN 2009	3	1,51	5,6	2	5,5	0,2	9,1	6,5	8,1	5000	2,5	39232	0,588389329	25	14,7	1,9	en buen estado	10,0	5,18	SE REPORTA EN PRODUCCIÓN
COL-74	74					SE REPORTÓ EN PRODUCCIÓN (1998)	33	15,25	10,0	2	10,0	0	10,0	0,0	10,0	10000	1,0	188196	2,822505052	33	93,1	6,6	Destapada, en buen estado; el acceso se debe hacer a pie	9,0	8,28	REPORTÓ UN RELATIVAMENTE BAJO Qo, ASI COMO UN GOR POCO FAVORABLE, PERO TIENE UN EXLENTE ÍNDICE DE WO, IGUAL QUE EL Np REPORTADO Y POSEE UN BUEN ESTADO DE
COL-75	75																									


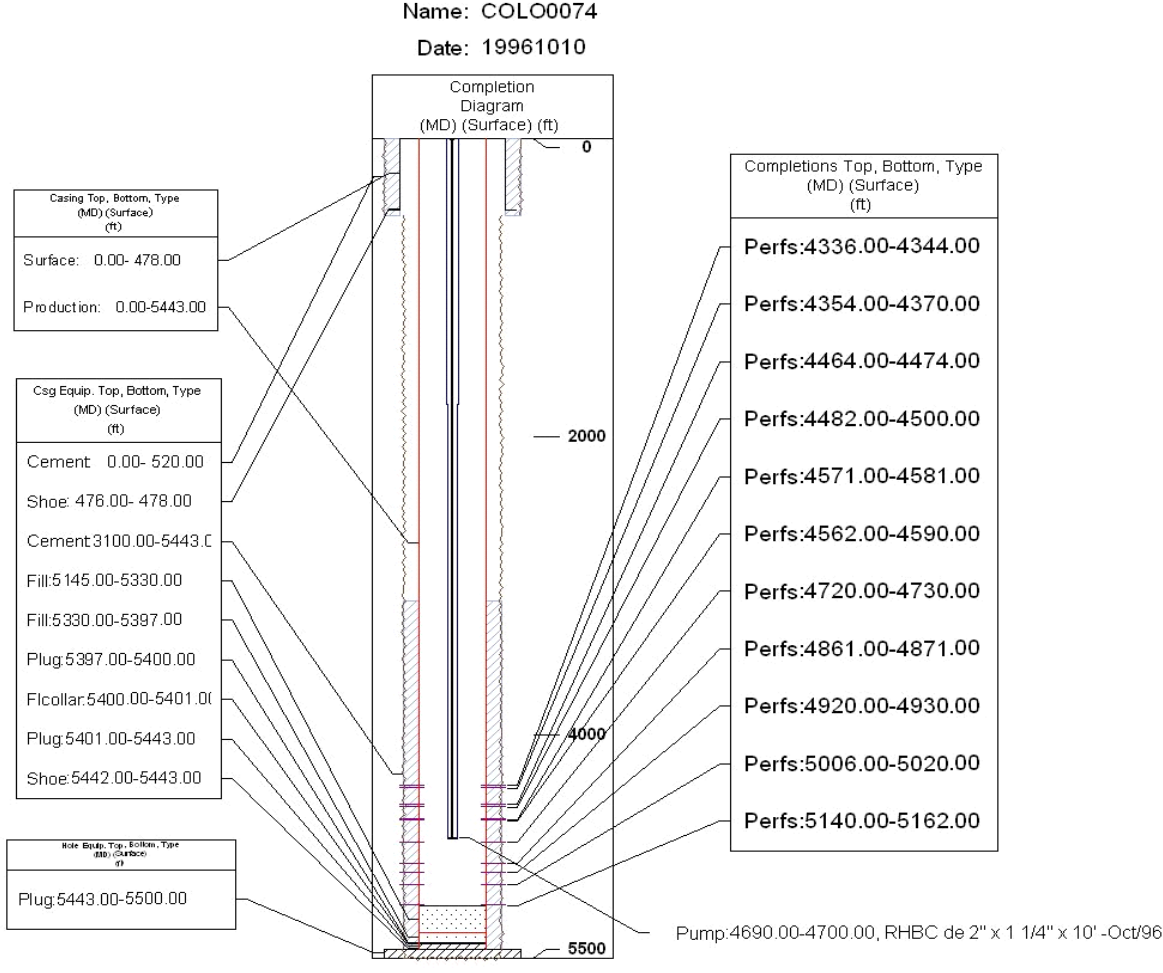
ANEXO B
WELL PLANNING POZO COLORADO 58

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.
WELL PLANNING		
PROGRAMACIÓN: ELABORADO POR: AUTORIZADO POR: FECHA: EJECUTOR:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 58 COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO. COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.	
1. OBJETIVO Activar la producción del pozo, aproximada de 7 barriles de aceite diarios.		
2. JUSTIFICACIÓN El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varrilleo.		
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL		
<div style="text-align: center;">Name: COLO0058</div> 		
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS		
<p>Agosto 4 de 1966. CAÑONEO ADICIONAL. Se encontró fondo a 5671', se cañoneó con desintegrable los siguientes intervalos: 4934'-4926', 4828'-4818', 4802'-4790', 4758'-4750', 2589'-2582', 2566'-2552', 2508'-2492', 2460'-2444', 2334'-2327', 2176'-2168', 2158'-2146', aumentando la producción a 134 BAPD, 6 BWPD con GOR de 1429 PC/B, fondo a 5671'.</p> <p>Octubre 8 de 1970. CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO. Se mató el pozo con agua dulce, se sacó tubería, se tomó fondo con Lane Wells a 5651'. Se bajó sistema de bombeo compuesta por empaque BOCL de 5-1/2", separador especial, 81' de tubería de 1" engrapada a la tubería de 2 3/8", zapato de 2" x 8" con 16 tubos de 2 3/8", reducción de 2 3/8" x 2 7/8", 48 tubos de 2 7/8", la sarta mide en total 2023', se bajó bomba RWTC de 1 1/2" con 79 varillas de 5/8" x 25' y la barra lisa. Antes del trabajo (Septiembre de 1970) producía 11 BPD con 0.6% de agua, la producción después del trabajo no se encuentra reportada por no tener unidad de bombeo.</p> <p>Agosto 1 de 1977. ESTIMULACION ACIDA Se encontró tope de sucio a 5649'. Estimularon por succión los siguientes intervalos: 5414'-5167', 4934'-4750', 4504'-4230', 4504'-4440', 5414'-5167', Se estimuló con 600 gal de MCA al 15% forzando con 1100 psi a 780 bpd, se achicó hasta seco recuperando 13 bbl de aceite y 5 bbl de agua.</p>		
5. PROGRAMA DE TRABAJO		
<ol style="list-style-type: none"> 1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo. 2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento. Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, 3 visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5. 4 Instalar preventora de tubería. 5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 5819', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6. 6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO). 7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR. 8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados). 9 Instalar y probar las líneas de superficie (Tanques, bombas, cabezal). 10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación. 11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios. 12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo, de lo contrario seguir con PASO 13. 13 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño. 14 Dejar pozo trabajando y fluyendo. 15 Tumar y movilizar el equipo. 		
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA		
SARTA DE TUBERÍA. 181 TUBERÍA (23/8)" JTS		
SARTA DE VARILLA. 1 BOMBA RWTC 2" X 1 - 1/16" X 10' 224 VARILLA (5/8)" JTS.		
7. COMENTARIOS		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo. 2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo. 3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la efectividad del trabajo). 4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas . 		
Elabora:	MARLÓN JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.	
Revisa:		
Autoriza:		


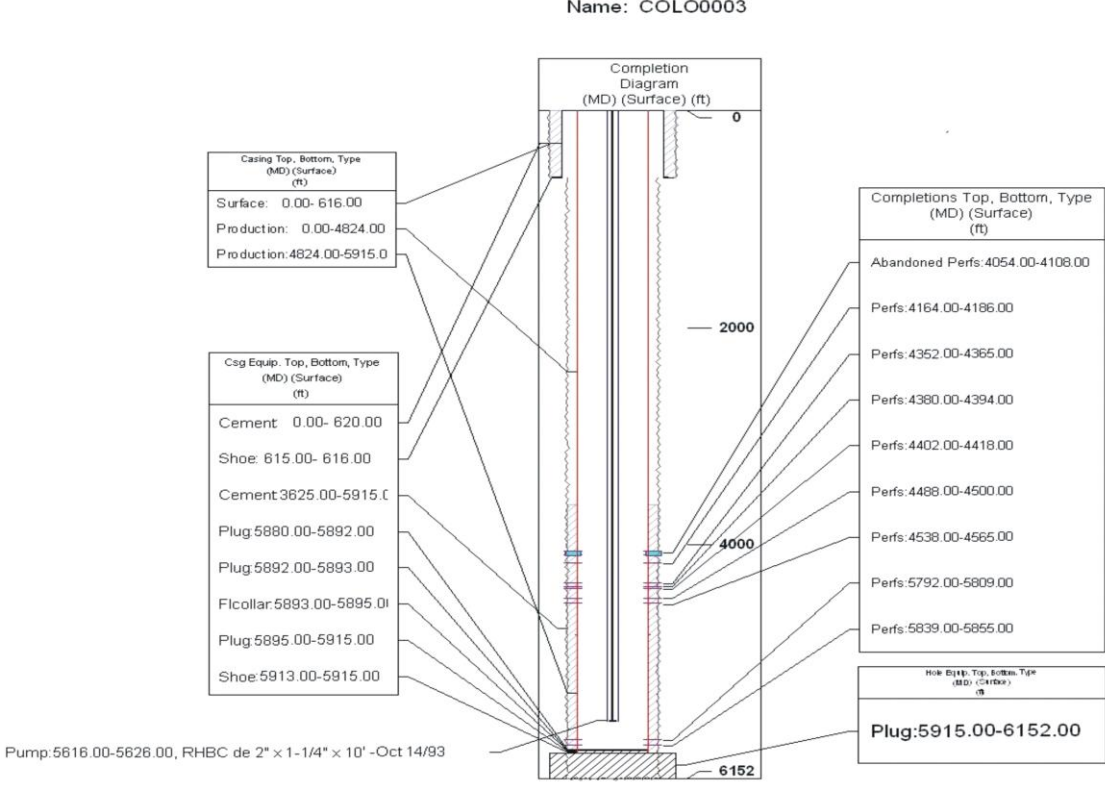
ANEXO C
WELL PLANNING POZO COLORADO 56.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.																											
WELL PLANNING																													
PROGRAMACIÓN: ELABORADO POR: AUTORIZADO POR: FECHA: EJECUTOR:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 56 COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO. COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.																												
1. OBJETIVO Activar la producción del pozo, aproximada de 6 barriles de aceite diarios.																													
2. JUSTIFICACIÓN El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varrilleo (Posible trabajo de cañoneo).																													
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL																													
<p align="center">Name: COLO0056</p>  <table border="1" style="display: inline-table; margin-right: 20px;"> <thead> <tr> <th>Casing Top, Bottom, Type (MD) (Surface) (ft)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Surface: 0.00- 442.00</td> </tr> <tr> <td>Surface: 442.00- 509.00</td> </tr> <tr> <td>Production: 0.00-5667.00</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="display: inline-table; margin-right: 20px;"> <thead> <tr> <th>Csg Equip. Top, Bottom, Type (MD) (Surface) (ft)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cement: 0.00- 520.00</td> </tr> <tr> <td>Shoe: 507.00- 509.00</td> </tr> <tr> <td>Restr_id:2400.00-2400.0</td> </tr> <tr> <td>Cement:1650.00-5667.0</td> </tr> <tr> <td>Fill:5621.00-5623.00</td> </tr> <tr> <td>Plug:5623.00-5667.00</td> </tr> <tr> <td>Shoe:5666.00-5667.00</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="display: inline-table; margin-right: 20px;"> <thead> <tr> <th>Perfs: (MD) (Surface) (ft)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Perfs:4553.00-4576.00</td></tr> <tr><td>Perfs:4721.00-4730.00</td></tr> <tr><td>Perfs:4740.00-4746.00</td></tr> <tr><td>Perfs:4794.00-4806.00</td></tr> <tr><td>Perfs:4836.00-4856.00</td></tr> <tr><td>Perfs:4902.00-4918.00</td></tr> <tr><td>Perfs:5044.00-5053.00</td></tr> <tr><td>Perfs:5076.00-5085.00</td></tr> <tr><td>Perfs:5114.00-5133.00</td></tr> <tr><td>Perfs:5156.00-5165.00</td></tr> <tr><td>Perfs:5293.00-5306.00</td></tr> <tr><td>Perfs:5379.00-5391.00</td></tr> </tbody> </table> <table border="1" style="display: inline-table;"> <thead> <tr> <th>Plug (MD) (Surface) (ft)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Plug:5667.00-5761.00</td> </tr> </tbody> </table> <p align="right">Pump:4608.00-4618.00, RHBC 2" x 1 1/4" x 8' x 10' -Febr/95</p>			Casing Top, Bottom, Type (MD) (Surface) (ft)	Surface: 0.00- 442.00	Surface: 442.00- 509.00	Production: 0.00-5667.00	Csg Equip. Top, Bottom, Type (MD) (Surface) (ft)	Cement: 0.00- 520.00	Shoe: 507.00- 509.00	Restr_id:2400.00-2400.0	Cement:1650.00-5667.0	Fill:5621.00-5623.00	Plug:5623.00-5667.00	Shoe:5666.00-5667.00	Perfs: (MD) (Surface) (ft)	Perfs:4553.00-4576.00	Perfs:4721.00-4730.00	Perfs:4740.00-4746.00	Perfs:4794.00-4806.00	Perfs:4836.00-4856.00	Perfs:4902.00-4918.00	Perfs:5044.00-5053.00	Perfs:5076.00-5085.00	Perfs:5114.00-5133.00	Perfs:5156.00-5165.00	Perfs:5293.00-5306.00	Perfs:5379.00-5391.00	Plug (MD) (Surface) (ft)	Plug:5667.00-5761.00
Casing Top, Bottom, Type (MD) (Surface) (ft)																													
Surface: 0.00- 442.00																													
Surface: 442.00- 509.00																													
Production: 0.00-5667.00																													
Csg Equip. Top, Bottom, Type (MD) (Surface) (ft)																													
Cement: 0.00- 520.00																													
Shoe: 507.00- 509.00																													
Restr_id:2400.00-2400.0																													
Cement:1650.00-5667.0																													
Fill:5621.00-5623.00																													
Plug:5623.00-5667.00																													
Shoe:5666.00-5667.00																													
Perfs: (MD) (Surface) (ft)																													
Perfs:4553.00-4576.00																													
Perfs:4721.00-4730.00																													
Perfs:4740.00-4746.00																													
Perfs:4794.00-4806.00																													
Perfs:4836.00-4856.00																													
Perfs:4902.00-4918.00																													
Perfs:5044.00-5053.00																													
Perfs:5076.00-5085.00																													
Perfs:5114.00-5133.00																													
Perfs:5156.00-5165.00																													
Perfs:5293.00-5306.00																													
Perfs:5379.00-5391.00																													
Plug (MD) (Surface) (ft)																													
Plug:5667.00-5761.00																													
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS																													
Febrero de 1968. LIMPIEZA DE PARAFINA. Se sacaron 80 tubos parafinados, quedo fluyendo a la estación (el pozo no producía por taponamiento) con 68 BPD con 1.6% agua.																													
Septiembre 11 de 1970. CAMBIO DE ESTADO. Se mató el pozo con agua dulce, se sacaron 64 tubos parafinados y se tomó fondo a 5518' (103' de sucio). Se bajó con raspador de 5 1/2" y reducción con dificultad debido a parafina en el revestimiento hasta 2400', se puso el pozo en bombeo mecánico con la sarta de producción y bombeo compuesta por separador Troco con zapato de 2 3/8" x 8", 80 tubos de 2 3/8" (2510'), reducción de 2 3/8" x 2 7/8", 54 tubos de 2 7/8" (1703'), bomba de 1 1/2", 166 varillas de 3/4" y barra lisa.																													
Febrero 2 de 1995. MANTENIMIENTO. Se probó la tubería con 1000 psi, se sacó sarta de producción. Tomaron fondo a 5621', se encontró limpio. El pozo se dejó en producción así: 1 tubo de 2 3/8" R8, zapato de 2"x8", 94 tubos de 2 3/8" R8 (2927'), luego se bombearon 15 bls de petróleo caliente, se bajaron 56 tubos de 2 7/8" R8 (1691'), bomba RHBC de 2"x 1 1/4"x 8'x 10', sarta de varillas de 25':182 de 3/4" y 20' de nipples.																													
5. PROGRAMA DE TRABAJO																													
<ol style="list-style-type: none"> 1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo. 2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento. Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5. 3 4 Instalar preventora de tubería. 5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 5621', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6. 6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO). 7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR. 8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados). 9 Instalar y probar las líneas de superficie (tanques, bombas, cabezal). 10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación. 11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios. 12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo (Ir Paso 13), de lo contrario seguir con PASO 16. 13 Armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO). 14 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a CAÑONEAR. 15 Reporte resultados de operación (Si fue efectivo seguir PASO 16 de lo contrario proceder a abandonar intervalo). 16 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño. 17 Dejar pozo trabajando y fluyendo. 18 Tumar y movilizar el equipo. 																													
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA																													
SARTA DE TUBERÍA. 174 TUBERÍA (23/8)" JTS																													
SARTA DE VARILLA. 1 BOMBA RHBC 2" X 1 - 1/4" X 8' X 10' 216 VARILLA (5/8)" JTS.																													
7. COMENTARIOS																													
<ol style="list-style-type: none"> 1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo. 2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo. 3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la efectividad del trabajo). 4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas. 																													
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.																												
Revisa:																													
Autoriza:																													


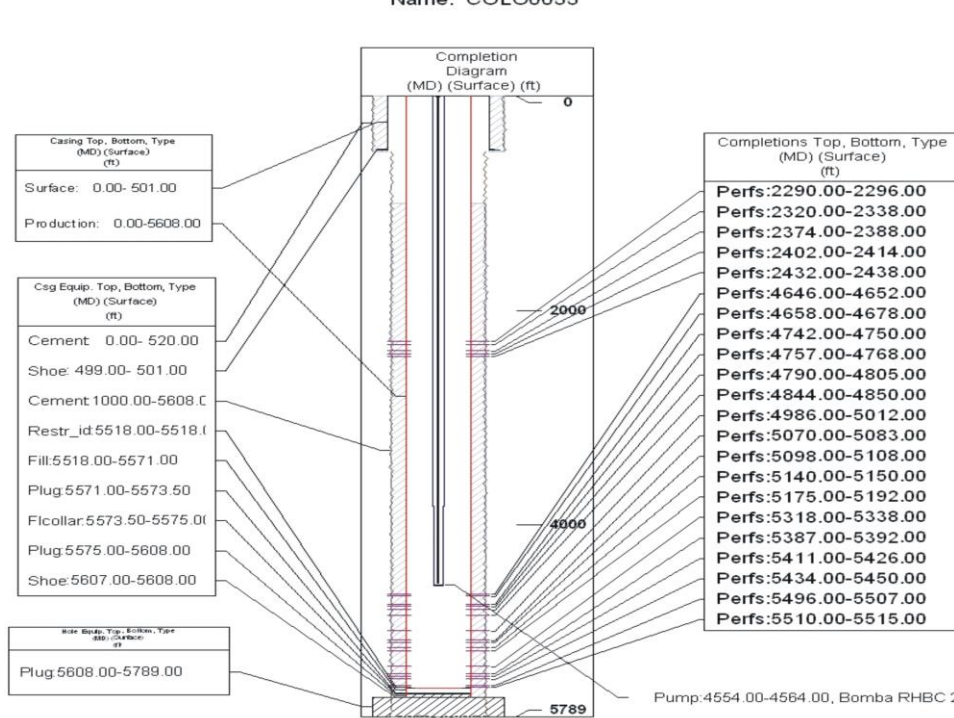
WELL PLANNING POZO COLORADO 74.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
WELL PLANNING			
PROGRAMACIÓN:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 74		
ELABORADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
AUTORIZADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 6 barriles de aceite diarios.			
2. JUSTIFICACIÓN			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varrilleo.			
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL			
Name: COLO0074 Date: 19961010			
			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Marzo 1 de 1968. LIMPIEZA DE PARAFINA			
Se limpiaron 55 tubos parafinados, se dejó el pozo fluyendo con fondo a 5248'. Se bajó sarta de producción compuesta por 131 tubos de 2 3/8", zapato de 2" x 8" y empaque Baker Modelo A sentado a 4114'.			
Septiembre 3 de 1969. Cambio de Estado.			
Se dejó fluir por el tubing y el revestimiento hasta quedar descargado. Se sacó sarta de producción, se midió fondo con Lane Wells a 5163' (restos del empaque). Se bajó sarta de producción y bombeo compuesta por 66 tubos de 2 3/8", 57 tubos de 2 7/8" que miden 3832', bomba RWTC 2" x 1 1/2" x 10", 152 varillas de 5/8" x 25'.			
Octubre 10 de 1996. CAMBIO DE BOMBA.			
Se trató de probar la tubería pero no fue posible, se sacó la tubería, se tomó fondo: fondo real a 5400', fondo encontrado a 5145', se le echó aceite caliente y se cambió la bomba y se dejó el pozo trabajando.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.			
2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.			
3 Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.			
4 Instalar preventora de tubería.			
5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 5400', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.			
6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a recañonear.			
8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).			
9 Instalar y probar las líneas de superficie (tanques, bombas, cabezal).			
10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación.			
11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.			
12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo, de lo contrario seguir con PASO 13.			
13 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.			
14 Dejar pozo trabajando y fluyendo.			
15 Tumar y movilizar el equipo.			
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
168 TUBERÍA (23/8)" JTS			
1 BOMBA RHBC 2" X 1 - 1/4" X 10'			
SARTA DE VARILLA.			
208 VARILLA (5/8)" JTS.			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas .			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			


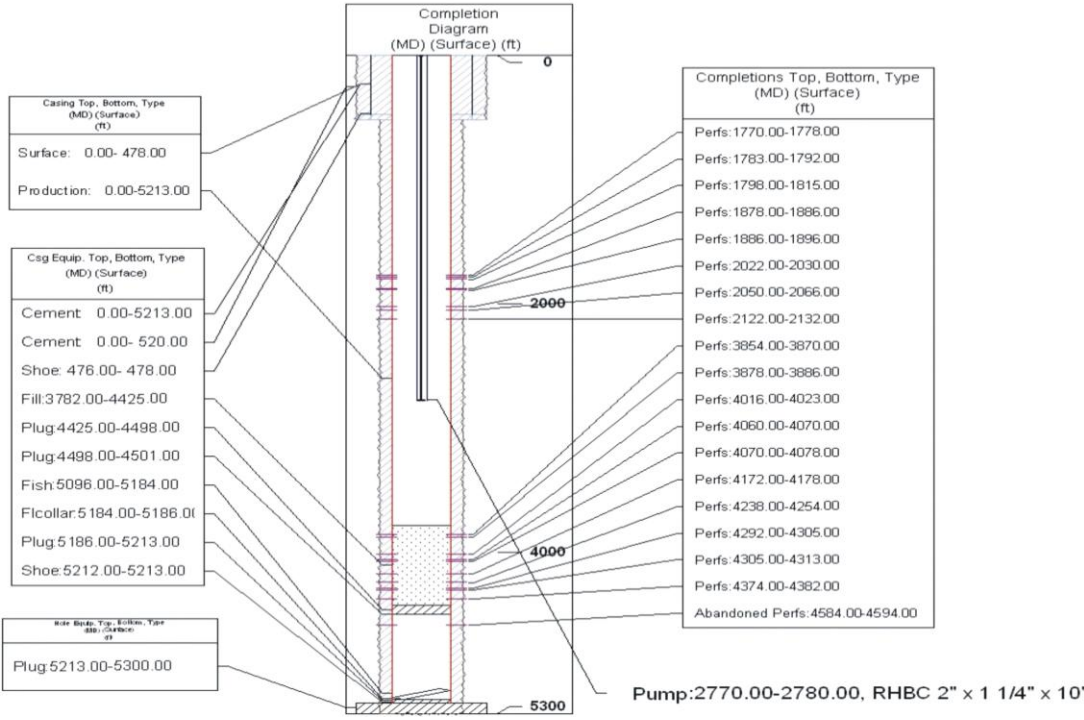
WELL PLANNING POZO COLORADO 03.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
WELL PLANNING			
PROGRAMACIÓN:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 3		
ELABORADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
AUTORIZADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 6 barriles de aceite.			
2. JUSTIFICACIÓN			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varillaje (Posible trabajo de cañoneo junto con una cementación correctiva).			
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL			
<p style="text-align: center;">Name: COLO0003</p> 			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Octubre 4 de 1974. ESTIMULACION ACIDA.			
Se probó tubería con 1200 psi y se estimuló el intervalo 5855'-5796' con 500 Galones de MCA al 7.15% tomando a 1539 BPD y 1000 psi, se			
Diciembre 20 de 1989. LIMPIEZA DE PARAFINA.			
Por haber disminuido la producción se le inyectaron 20 bls de aceite caliente para desparafinar la tubería de producción del pozo. Se cambió			
Octubre 14 de 1993. LIMPIEZA DE PARAFINA.			
Se le inyectó aceite caliente para desparafinar la tubería de producción del pozo. Se cambió bomba y se dejó el pozo en producción.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.			
2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.			
3 Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.			
4 Instalar preventora de tubería.			
5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 5621', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.			
6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR.			
8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).			
9 Instalar y probar las líneas de superficie (tanques, bombas, cabezal).			
10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación.			
11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.			
12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo (Ir Paso 13), de lo contrario seguir con PASO 16.			
13 Realizar CEMENTACION CORRECTIVA. Bombear 5 Bb de agua dulce (evita contacto del cemento con el fluido de control) a 3-4 BPM; iniciar bombeo de lechada de cemento a 3-4 BPM (tomar dos muestras como testigo). Bombear 5 Bb de agua dulce a 3-4 BPM; bombear 24 Bb de salmuera a 3-4 BPM.			
14 Observar BACKFLOW en superficie (no debe haber retornos).			
15 Sacar tubería hasta 5' (por encima del tope de tapón), lavar tubería en reversa con el doble del volumen de la tubería hasta obtener retorno de agua limpia.			
16 Sacar tubería y armar nueva BHA (DESPUES DE 24 horas) verificar tope del tapón (gradualmente con 1000 - 5000 # de peso si no se mantiene la presión proceda a perforar cemento y limpiar pozo e iniciar en PASO 13). Proceder a perforar el tapón y limpiar en directa.			
17 Armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
18 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a CAÑONEAR.			
19 Reporte resultados de operación (Si fue efectivo seguir PASO 16 de lo contrario proceder a abandonar intervalo).			
20 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.			
21 Dejar pozo trabajando y fluyendo.			
22 Tumbiar y movilizar el equipo.			
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
184 TUBERÍA (23/8)" JTS			
Bomba RHBC de 2"x 1-1/4"x10"			
SARTA DE VARILLA.			
228 VARILLA (5/8)".			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas.			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			


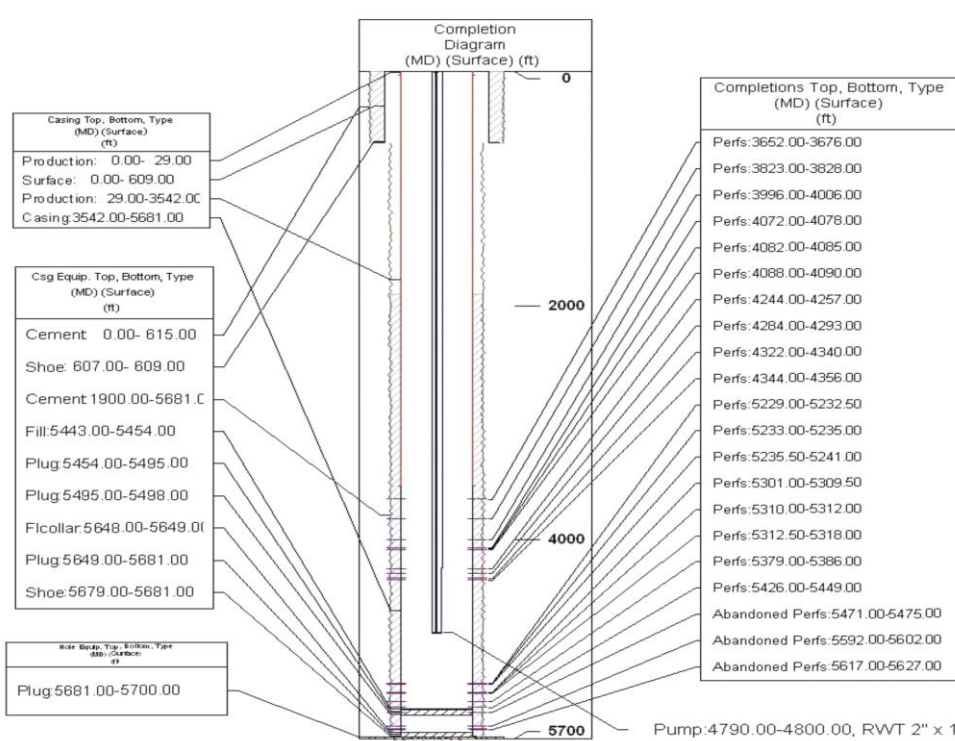
WELL PLANNING POZO COLORADO 55.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
		WELL PLANNING	
PROGRAMACIÓN:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 55		
ELABORADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
AUTORIZADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 6 barriles de aceite diarios.			
2. JUSTIFICACION			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varillaje (Posible trabajo de cañoneo).			
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL			
Name: COLO0055			
			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Junio 27 de 1966. RECOMPLETAMIENTO			
Se encontraron los primeros 2100' de tubería parafinada. Se tomó registro GR desde 5500' hasta 1000'. se cañonearon con desintegrable de 1 11/16" a 2 TPP los siguientes intervalos: 5515'-5510', 5450'-5434', 5392'-5387', 5108'-5098', 4850'-4844', 4750'-4742', 4652'-4646', 2438'-2432', 2414'-2402', 2388'-2374', 2338'-2320', 2296'-2290'. El pozo quedo fluyendo.			
Agosto 26 de 1970. CAMBIO EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.			
Se mató el pozo por circulación con agua dulce. Encontraron fondo a 5490', se limpió por circulación hasta 5518' donde no avanzó. Se dejó el pozo para poner en bombeo con empaque abierto BOCL de 5 1/2", separador de 5 1/2" x 1" y 84' de tubería de 1" engrapada a la tubería de 2 3/8", 2108' de tubería de 2 3/8", se asentó el empaque a 2108'. se bajó bomba con 82 varillas de 5/8", dos nipples de 5/8" y 10' y la barra lisa.			
Octubre 30 de 1996. TRATAMIENTO QUIMICO.			
Se sacó sarta de varillas y la bomba, se hizo prueba de presión con Memory Gauge, se hizo tratamiento químico con 592 gls de Varsol, 19 de Tenso 85 y 19 de Tenso 494, dejándose en remojo por 24 horas se le cambió la bomba y el pozo se dejó en producción.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.			
2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.			
3 Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.			
4 Instalar preventora de tubería.			
5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 5573', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.			
6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR.			
8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).			
9 Instalar y probar las líneas de superficie (tanques, bombas, cabezal).			
10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafinico) por debajo de la presión de fractura de la formación.			
11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.			
12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo (Ir Paso 13), de lo contrario seguir con PASO 16.			
13 Armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
14 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a CAÑONEAR.			
15 Reporte resultados de operación (Si fue efectivo seguir PASO 16 de lo contrario proceder a abandonar intervalo).			
16 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.			
17 Dejar pozo trabajando y fluyendo.			
18 Tumar y movilizar el equipo.			
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
174 TUBERÍA (23/8)" JTS			
1 BOMBA RHBC 2" X 1 - 1/4" X 10'			
SARTA DE VARILLA.			
216 VARILLA (5/8)" JTS.			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas .			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			


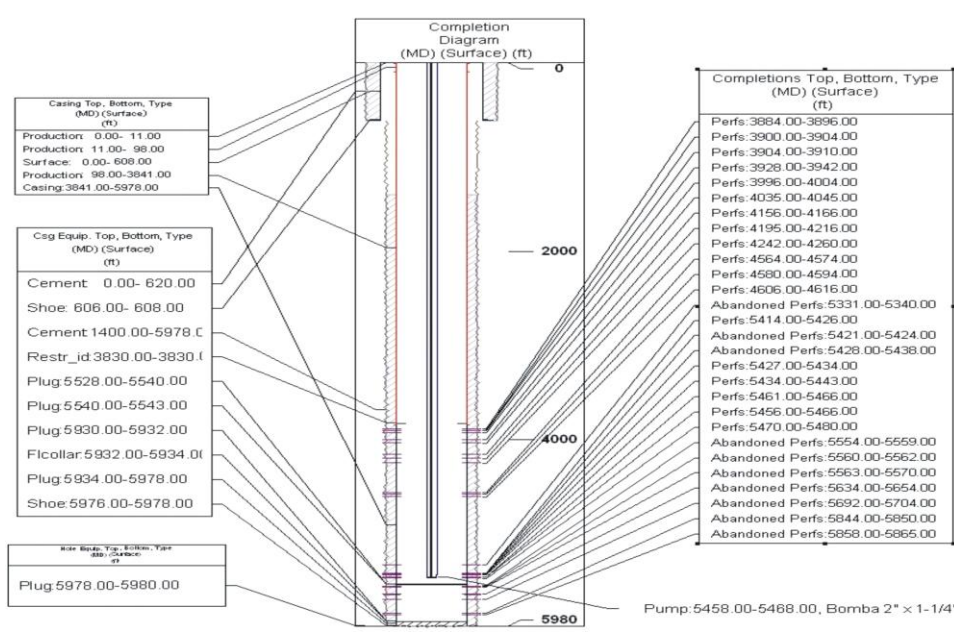
WELL PLANNING POZO COLORADO 67.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
		WELL PLANNING	
PROGRAMACIÓN:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 67		
ELABORADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
AUTORIZADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 11 barriles de aceite diarios.			
2. JUSTIFICACION			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varillaje.			
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL			
Name: COLO0067			
			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Agosto 1 de 1967. RECOMPLETAMIENTO.			
Se taladró retenedor a 2101'. Se taladró tapón de cemento a 2907' y retenedores de magnesio a 2989'. Limpiaron y empujaron los restos hasta 4418' (fondo 4425'). Se cañonearon con desintegrable a los siguientes intervalos: 3886'-3878' (17 tiros), 3870'-3854' (33 tiros), 2066'-2050' (33 tiros), 2030'-2022' (17 tiros). Se dejó fluyendo por bean de 3/8" y 350 psi en cabeza. La producción pasó de 13 BPD a 55 BPD, de 0.8% de agua a 0.8% de agua y de 70 MPC/D a 255 MPC/D.			
JULIO 7 de 1972. LIMPIEZA DE PARAFINA.			
Se llenó el anular con agua salada, se sacó tubería con empaque, encontrándola parafinada. Se tomó fondo con LW a 4400'. Se bajó tubería de producción con calado y zapato de 2 3/8", 2 tubos de 2 3/8" y empaque Baker Modelo A sentado a 1705'.			
Noviembre 13 de 1974. LIMPIEZA DE ARENAS.			
Se mató el pozo con agua salada. Limpiaron con bomba MIDCO desde 4170' hasta 4425' (fondo), recuperando parafina. Se desplazó agua por aceite desde 4410', el pozo quedó en producción después de inducirle flujo.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.			
2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.			
3 Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.			
4 Instalar preventora de tubería.			
5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 5212', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.			
6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR.			
8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).			
9 Instalar y probar las líneas de superficie (Tanques, bombas, cabezal).			
10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafinico) por debajo de la presión de fractura de la formación.			
11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.			
12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo, de lo contrario seguir con PASO 13.			
13 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.			
14 Dejar pozo trabajando y fluyendo.			
15 Tumbiar y movilizar el equipo.			
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
135 TUBERÍA (23/8)" JTS			
1 BOMBA RHBC 2" X 1 - 1/4" X 10'			
SARTA DE VARILLA.			
168 VARILLA (5/8)" JTS.			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas.			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			


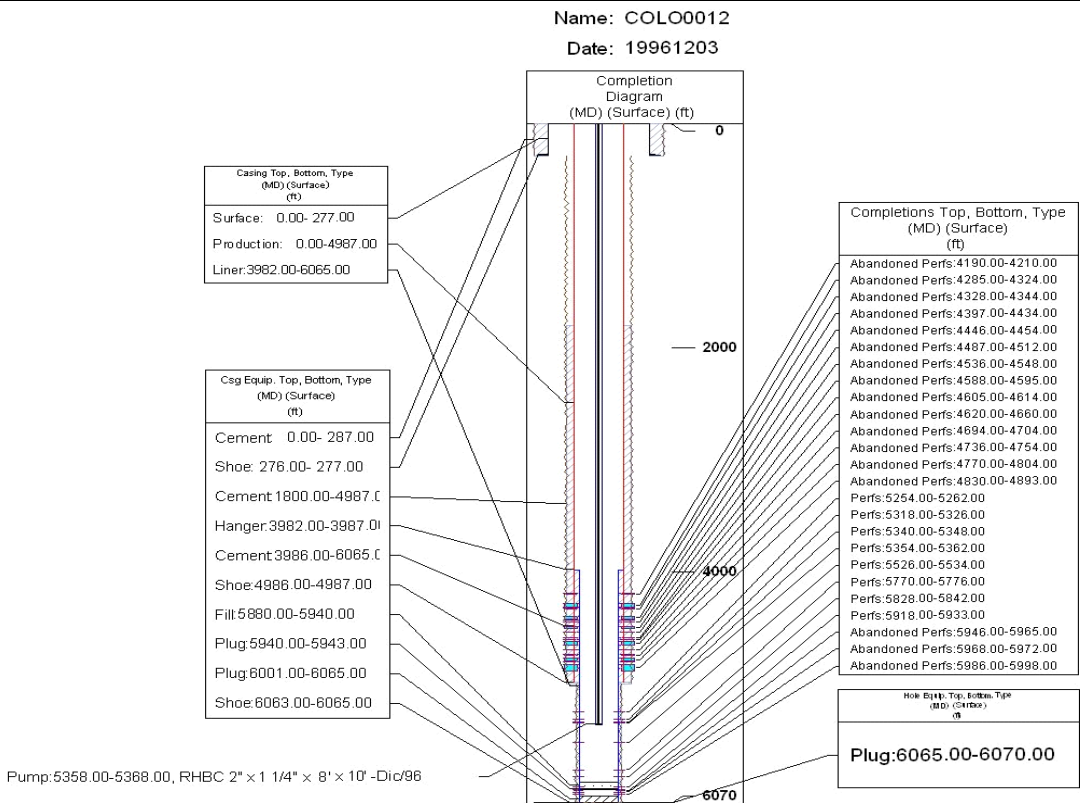
WELL PLANNING POZO COLORADO 35.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
WELL PLANNING			
PROGRAMACIÓN:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 35		
ELABORADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
AUTORIZADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 8 barriles de aceite diarios.			
2. JUSTIFICACIÓN			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de cañoneo deseado junto con su respectivo varillaje.			
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL			
Name: COLO0035			
			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Enero 22 de 1958. RECOMPLETAMIENTO.			
4340'-4322', 4293'-4284', 4257'-4244', 4090'-4088', 4085'-4082', 4078'-4072', 4006'-3996', 3828'-3823'; Se dejó el pozo en producción, fluyendo.			
Agosto 25 de 1959. CAÑONEO ADICIONAL.			
Se cañoneó con el cañón desintegrador Lane Wells el intervalo 3676-3652' (49 tiros). Se dejó el pozo en producción.			
Septiembre 8 de 1967. CAMBIO DE ESTADO.			
Se sacó la tubería con el empaque, salieron 50 tubos parafinados, se colocó el pozo en bombeo mecánico bajando la siguiente sarta de producción: 129 tubos de 2-7/8", 2 tubos de 2-3/8", zapato de 2" x 8" con tapón calado, la tubería mide en total 4019', 159 varillas de 5/8" x 25' y bomba RWT de 2" x 1-1/2" x 10'.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1	Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.		
2	Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.		
3	Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.		
4	Instalar preventora de tubería.		
5	Bajar sarta hasta tocar fondo a 5679', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.		
6	Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).		
7	Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a CAÑONEAR.		
8	Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).		
9	Instalar y probar las líneas de superficie (Tanques, bombas, cabezal).		
10	Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación.		
11	Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.		
12	Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo, de lo contrario seguir con PASO 13.		
13	Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.		
14	Dejar pozo trabajando y fluyendo.		
15	Tumbar y movilizar el equipo.		
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
168 TUBERÍA (23/8)" JTS			
SARTA DE VARILLA.			
1 BOMBA RWT 2" X 1 - 1/4" X 10'			
208 VARILLA (5/8)" JTS.			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas .			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			


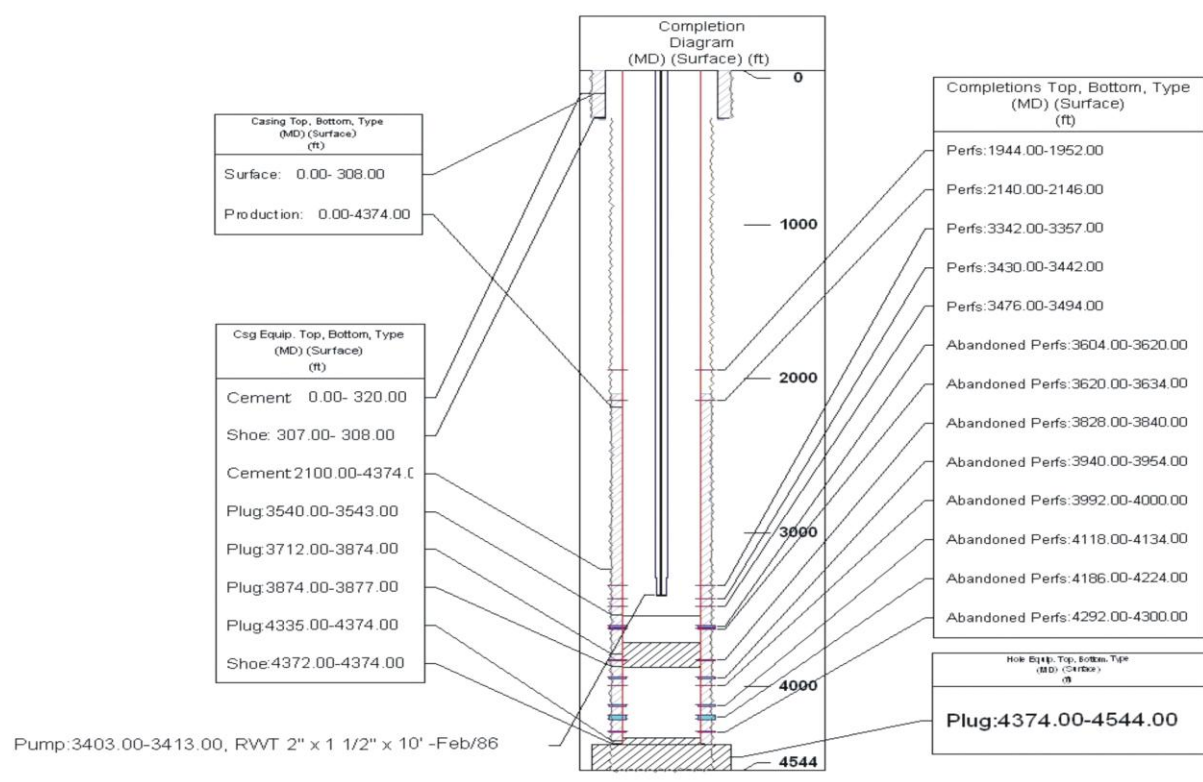
WELL PLANNING POZO COLORADO 44.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
WELL PLANNING			
PROGRAMACIÓN:		TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 44	
ELABORADO POR:		COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.	
AUTORIZADO POR:		COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.	
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 10 barriles de aceite diarios.			
2. JUSTIFICACIÓN			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varillaje.			
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL			
Name: COLO0044			
			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Septiembre 20 de 1970. LIMPIEZA DE ARENA.			
Se sacó sarta de producción. Se limpió por circulación desde 5900' hasta 5930', fondo. Se dejó el pozo en bombeo mecánico con empaque BOC de 6 5/8", separador, zapato, 82 tubos de 1", tubería de 2 7/8" y de 2 3/8", total de la sarta 3884'. Se bajó bomba de 2" x 1 1/2" con sarta de varillas.			
Enero 4 de 1995. CAÑONEO ADICIONAL			
Se sacó sarta de producción. Bajaron Memory Gauge hasta 5400', posteriormente se bajó con broca y raspador, tocando a 5848' (84' de sucio), se sacaron y se bajó y calibró sarta de producción, se cañonearon con Swing Jet de 1 11/16" a 4 TPP los intervalos 5480'-70', 5466'-56', 5434'-27' y 5343'-34', referidos al registro de inducción, sin manifestación. Estimularon por succión los intervalos cañoneados, hasta seco recuperando 29 bls de aceite en 6 hrs. Luego se cañoneó con desintegrable de 2 1/8" a 4TPP el intervalo 5426'-14'. Se estimularon por succión los intervalos comprendidos entre 5434' y 4986' hasta seco, recuperando 29 bls de aceite en 11.5 hrs.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.			
2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.			
3 Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.			
4 Instalar preventora de tubería.			
5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 5819', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.			
6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR.			
8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).			
9 Instalar y probar las líneas de superficie (Tanques, bombas, cabezal).			
10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación.			
11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.			
12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo, de lo contrario seguir con PASO 13.			
13 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.			
14 Dejar pozo trabajando y fluyendo.			
15 Tumar y movilizar el equipo.			
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
176 TUBERÍA (23/8)" JTS			
SARTA DE VARILLA.			
218 VARILLA (5/8)" JTS.			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas .			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			

WELL PLANNING POZO COLORADO 12.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
WELL PLANNING			
PROGRAMACIÓN:		TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 12	
ELABORADO POR:		COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.	
AUTORIZADO POR:		COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.	
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 7 barriles de aceite diarios.			
2. JUSTIFICACIÓN			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varillaje.			
Name: COLO0012 Date: 19961203 			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Agosto 17 de 1970. LIMPIEZA DE ARENAS.			
Se sacó la sarta de tubería y se bajó con raspador de 6 5/8" y reducción de 1" limpiando parafina hasta 2298'. Verificaron fondo a 5911', se limpió por circulación hasta 5940'. Colocaron el pozo en bombeo mecánico.			
Octubre 29 de 1974. LIMPIEZA DE ARENAS			
fondo. El pozo quedo en producción con separador TROCO, 80 tubos de 2 3/8", 54 tubos de 2 7/8", 9 tubos de 2 7/8", que miden en total: 4000', bomba RWTC de 2" x 1 1/2" x 10', 97 varillas de 5/8" x 25' y 61 varillas de 3/4" x 25'.			
Diciembre 3 de 1996. MANTENIMIENTO.			
Se sacó sarta de producción y bombeo, se tomó presión de fondo con memory gauge, se midió fondo a 5880' (60' de suctio), nivel del liquido a aproximadamente a 1200'. Se profundizo la tubería, realizando un cambio bomba por una RHBC, se bajó una sarta de producción y bombeo compuesta por 96 tubos de 2 7/8" R8 RII, 80 tubos de 2 3/8" R8 RII, 123 varillas de 5/8", 93 varillas de 3/4" más 16' de ajustes de 3/4" y bomba RHBC de 2" x 1 1/4" x 8' x 10'. Se inyectó aceite caliente. Se probó tubería a 700 psi (bien). El pozo quedo en producción.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1 Movilizar equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.			
2 Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.			
3 Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.			
4 Instalar preventora de tubería.			
5 Bajar sarta hasta tocar fondo a 6060', si se encuentran más de 50 ft de suctio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.			
6 Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).			
7 Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR.			
8 Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).			
9 Instalar y probar las líneas de superficie (Tanques, bombas, cabezal).			
10 Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación.			
11 Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.			
12 Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo, de lo contrario seguir con PASO 13.			
13 Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.			
14 Dejar pozo trabajando y fluyendo.			
15 Tumar y movilizar el equipo.			
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
142 TUBERÍA (23/8)" JTS			
1 BOMBA RHBC 2" X 1 - 1/4" X 10'			
SARTA DE VARILLA.			
176 VARILLA (5/8)" JTS.			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas .			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			

WELL PLANNING POZO COLORADO 23.

		SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CAMPO COLORADO DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.	
		WELL PLANNING	
PROGRAMACIÓN:	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO - POZO COL - 23		
ELABORADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
AUTORIZADO POR:	COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO.		
FECHA:			
EJECUTOR:			
1. OBJETIVO			
Activar la producción del pozo, aproximada de 8 barriles de aceite diarios.			
2. JUSTIFICACIÓN			
El pozo se encuentra inactivo. Se requiere analizar estado de tubería, realizar verificación y reparación o cambio de bomba y reparación o cambio de equipo de superficie y realizar el trabajo de recañoneo deseado junto con su respectivo varrilleo (Posible trabajo de cañoneo).			
3. ESTADO MECÁNICO ACTUAL			
Name: COLO0023			
			
4. RESUMEN ÚLTIMOS TRABAJOS			
Mayo 24 de 1956. RECOMPLETAMIENTO.			
Se realizaron una serie de pruebas de producción con empaque mediante las cuales se encontró que el intervalo 3634'-3604', originalmente petrolífero, resulto acuífero con 80 BPD de agua libre sin aceite. Se aisló el intervalo 3634'-3604' sentando retenedor Baker a 3540' y se recañonearon los intervalos 3494'-76', 3442'-30' y 3357'-42' con 93 tiros a 6" de separación. Se sentó retractible a 3520' y se fracturó el intervalo 3694'-3476' así se rompió la formación a 1500 psi con una mezcla de 30 barriles de crudo colorado y 15 galones de MORFLO. Luego se inyectó una mezcla de 10.000 barriles de arena OTTAWA con 176 barriles de crudo, con presiones entre 2250 y 2400 psi y ratas de inyección entre 3.5 y 4.17 BPM. El pozo quedo en bombeo (aumentando la producción de 54 a 120 BAPD).			
Julio 19 de 1967. RECOMPLETAMIENTO.			
Se tumbaron 68 tubos parafinados, no se encontró sucio. Se corrió GR entre 2300'-1600' y se cañonearon con Cargas Jet de 1 11/16" los siguientes intervalos 2146'-2140' (13 tiros) y 1952'-1944' (17 tiros), se achicaron solamente estos dos intervalos recuperando 15 bls de aceite. El pozo se recompletó como productor CB.			
Agosto 28 de 1974. PESCA.			
El pozo se encontraba inactivo desde Julio de 1974. Se bajó tubería con impresión de 5 1/2" marcando un cuello de 2 3/8" a 3031' (tope de pescado) recuperado con rabo de rata. El pescado era tubería y separador Troco de 3" x 22'. Se dejó el pozo en producción con bomba RWTC de 2" x 1 1/2" con 108 tubos de 2 7/8" y 4 de 2 3/8". La producción quedo después de este trabajo en 19 BPD con 2% agua.			
5. PROGRAMA DE TRABAJO			
1	Mover equipo. Instalar geomembrana para protección de suelo en el área de trabajo del equipo. Descargar el pozo y armar equipo.		
2	Descargar pozo por tubería de producción y revestimiento.		
3	Sacar bomba y tubería de producción contabilizando, chequeando. Revisar y reportar estado del equipo de subsuelo hallado (realizar cambios y ajustes al equipo de subsuelo si es necesario). Verificar si hay presencia de material adherido a la tubería o bomba, visualizar si hay presencia de sólidos durante la operación. Si se observa presencia de sólidos, seguir programa, de lo contrario seguir programa IGNORANDO PASO 5.		
4	Instalar preventora de tubería.		
5	Bajar sarta hasta tocar fondo a 4372', si se encuentran más de 50 ft de sucio limpiar en directa con broca y raspador. De lo contrario reportar fondo encontrado y seguir PASO 6.		
6	Sacar tubería de trabajo, armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).		
7	Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a RECAÑONEAR.		
8	Verificar detonaciones en superficie (Total de cargas detonadas y reporte resultados).		
9	Instalar y probar las líneas de superficie (tanques, bombas, cabezal).		
10	Desplazar el fluido de limpieza de perforaciones (Aceite caliente y un antiparafínico) por debajo de la presión de fractura de la formación.		
11	Cerrar el pozo por un tiempo determinado, luego descargar presión, medir el fondo del pozo y limpiar si es necesario hasta obtener retornos limpios.		
12	Si no hay manifestación del pozo en superficie estimular por succión los intervalos sometidos al trabajo (Ir Paso 13), de lo contrario seguir con PASO 16.		
13	Armar cañones en superficie (NO PERSONAL AJENO).		
14	Bajar cañones hasta el tope de los intervalos deseados (Ubique el CCL aproximadamente 3' por encima), registre por lo menos 5 collar por encima y por debajo del intervalo proceda a CAÑONEAR.		
15	Reporte resultados de operación (Si fue efectivo seguir PASO 16 de lo contrario proceder a abandonar intervalo).		
16	Bajar tubería de producción, bomba y sarta de varillas conservando diseño.		
17	Dejar pozo trabajando y fluyendo.		
18	Tumbar y movilizar el equipo.		
6. CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
SARTA DE TUBERÍA.			
113 TUBERÍA (23/8")			
SARTA DE VARILLA.			
BOMBA RWT 2" X 1 - 1/2" X 10'			
140 VARILLA (5/8)" .			
7. COMENTARIOS			
1. Informar constantemente la situación del pozo y las novedades encontradas durante el trabajo.			
2. Escribir información de la unidad de bombeo, recorrido y presión de flujo.			
3. Una vez se realice el trabajo, se recomienda monitorear los niveles de fluido sobre la bomba (con lo cual se determinara la			
4. Revisar periódicamente el estado de la bomba a través de dinagramas .			
Elabora:	MARLON JULIO BOHADA CORREA, CAMILO ANDRES LEÓN QUINTANA.		
Revisa:			
Autoriza:			