

**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS
PARA EL ABANDONO DE POZOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.**

**JHON JAIRO ACEVEDO RINCÓN
RICARDO TORRES ARENAS**

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

2008

**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS
PARA EL ABANDONO DE POZOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.**

**JHON JAIRO ACEVEDO RINCÓN
RICARDO TORRES ARENAS**

**ING. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
DIRECTOR**

**MS. c. FERNANDO CALVETE
CO-DIRECTOR**

**ING. JAIRO ARRIETA
CO-DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
CAMPO ESCUELA COLORADO
BUCARAMANGA**

2008

Dedicatoria

A Dios por brindarme el regalo de la vida, y haberme querido y consentido tanto a lo largo de mi vida como estudiante.

A mis padres Celina y José, por brindarme todo su cariño amor, apoyo y comprensión, no sería quien soy hoy, si no fuese por ustedes. Seguiré en busca de mis sueños siempre...

A mis dos tesoritos Nelly Patricia y Diana Paola, quienes siempre me han acompañado y brindado todo su apoyo.

A Lina Marcela Liñán y ASOCOCO, quien me brindo su apoyo y amor en una gran parte de mi carrera, para seguir adelante, siempre serás una personita muy especial..

A mis amigos Diego Hernández, Ricardo Torres, Carlos Duarte, Ferney Bohórquez, Cesar Hernández, David Soto, Natalie Guardón, Javier Quintana, el club de los 20100, y todos aquellos que me ofrecieron su amistad y de los cuales aprendí muchas cosas valiosas, mis mejores deseos y nos vemos en el camino.

ATT: JHON JAIRO ACEVEDO RINCÓN

Dedicatoria

A DIOS, por mostrarme el camino y llenarme de bendiciones

A MIS PADRES, Cristóbal y Rosa por su sacrificio y fortaleza

A Mis hermanos José Alberto, Cristóbal y Mislanís por su confianza y el inmenso apoyo;

A Mí Amigos, Leandro Galván, Jhon Jairo Acevedo, a mis compañeros de universidad que de todo aprendí algo.

RICARDO TORRES ARENAS

Agradecimiento

EXPRESAMOS NUESTROS MÁS SINCEROS AGRADECIMIENTOS A:

Al Ingeniero Cesar Augusto Pineda G. por depositar su confianza en nosotros para la realización de este trabajo.

Al Ingeniero Clímaco Ortega Chacón, por compartir su sabiduría y conocimientos con nosotros.

A los ingenieros Fernando Calvete y Jairo Arrieta, quienes Colaboraron incondicionalmente con la realización de esta tesis.

A la Ing. Laura Amaya, Yamile Saenz y toda la familia del Campo Escuela Colorado quienes nos acogieron en estos meses de trabajo.

A la Escuela de ingeniería de petróleos, por formarnos como profesionales íntegros, y hacernos dar lo mejor de nosotros.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. DESCRIPCIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO	19
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO ESCUELA COLORADO	20
1.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	
1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	21
1.3.1 Pre-Cretáceo Formación Girón (Jurásico)	22
1.3.2 Cretáceo	
1.3.2.1 Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)	22 23
1.3.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)	23
1.3.2.3 Formación Paja (Barremiano - Aptiano Temprano)	24
1.3.2.4 Formación Tablazo (Aptiano Tardío – Albino)	24
1.3.2.5 Formación Simití (Albiano Temprano - Albiano Medio)	24
1.3.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)	25
1.3.2.7 Formación Umir (Campaniano A Maestrichtiano – Daniano)	25
1.3.3 Terciario.	26
1.3.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)	27
1.3.3.2 Formación La Paz (Eoceno Medio)	27
1.3.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío)	27
1.3.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno Inferior)	28
1.3.3.5 Formación Colorado (Mioceno Inferior a Mioceno Medio)	28
1.3.3.6 Formación Real (Mioceno Medio – Mioceno Superior)	
1.4 HISTORIA DE PERFORACIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	30
1.5 PARÁMETROS BÁSICOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	31
1.6 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	35
2. CAUSAS DE ABANDONO	36 37

2.1 ABANDONO DEBIDO A ZONAS AGOTADAS	38
2.1.1 Alta relación agua aceite WOR	39
2.1.2 Alta relación gas aceite GOR	39
2.1.3 Procedimiento de medición del WOR y GOR	40
2.2 ABANDONO OCASIONADO POR DAÑOS EN EL CASING PRODUCTO DE LA CORROSIÓN	41
	44
2.2.1 Corrosión en el Casing por CO ₂	
2.2.2 Corrosión por H ₂ S	46
2.3 ABANDONO DEBIDO AL COLAPSO DEL CASING ²	47
	48
2.3.1 Daño debido al deslizamiento de la formación	
2.3.2 Mecánica de la roca y formación de ruptura “cizallamiento”	51
3. POLÍTICAS DE ABANDONO	51
3.1 Decretos	55
3.2 FORMATOS LEGALES	59
4. ABANDONO DE POZOS DE PETRÓLEO	59
4.1 CONCEPTOS Y PROCEDIMIENTOS	59
	60
4.1.1 Técnicas comunes de taponamiento de pozos	63
4.1.2 Método de tapón balanceado o BRADENHEAD	64
4.1.3 Método de cuchara vertedora DUMP BAILER	
4.1.4 Método de dos tapones	66
4.1.5 Volumen y características de los cementos utilizados para taponar	67
4.2 TIPO DE CEMENTOS	69
4.3 ADITIVOS PARA CEMENTO	70
	71
4.3.1 Aceleradores	
4.3.2 Retardantes	72
4.4 PROCEDIMIENTOS DE ABANDONO DE POZOS DE PETRÓLEO	

4.4.1 Procedimiento convencional para abandono de pozos de petróleo	73
4.4.1.1 Preliminares.	74
4.4.1.2 Ejecución de los trabajos.	75
4.4.1.3 Primera etapa: Tapón de fondo.	75
4.4.1.4 Segunda etapa: Prueba hidrostática.	76
4.4.1.5 Bombeo de inhibidor de corrosión.	77
4.4.1.6 Tercera etapa: Tapón intermedio.	77
4.4.1.7 Cuarta etapa: tapón de superficie.	77
4.4.1.8 Quinta etapa: construcción e instalación del monumento.	78
4.4.1.9 Sexta etapa: restauración ambiental se la zona de trabajo.	79
4.5 REQUISITOS Y NORMAS DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.	80
4.5.1 Materiales.	81
4.5.2 Equipos.	81
4.5.3 Personal técnico.	82
4.5.4 Orden y aseo.	83
4.5.5 Disponibilidad de mano de obra.	83
4.5.6 Medidas de seguridad industrial.	84
4.5.7 Riesgos previsibles.	85
4.5.8 Medidas de prevención.	86
4.5.9 Elementos de seguridad.	86
4.5.10 Protección del medio ambiente.	87
4.6 FLUJOGRAMA ABANDONO DE POZOS MÉTODO CONVENCIONAL.	91
4.7 NUEVAS TECNOLOGÍAS.	93
4.7.1 Jet Grouting para abandono de pozos de petróleo.	93
4.7.2 Material alternativo para tapones utilizados en abandono de pozos de petróleo.	94
4.7.3 Nuevos aditivos.	96
5. ANÁLISIS DE POZOS EN EL CAMPO COLORADO.	98
5.1 SELECCIÓN DE POZOS A ABANDONAR.	98
5.2 CARACTERÍSTICAS Y ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.	100

COLORADO 2	101
COLORADO 5	102
COLORADO 6	104
COLORADO 7	106
COLORADO 8	108
COLORADO 13	110
COLORADO 14	112
COLORADO 15	114
COLORADO 18	116
COLORADO 19	118
COLORADO 20	120
COLORADO 22	122
COLORADO 26	124
COLORADO 29	126
COLORADO 32	128
COLORADO 40	130
COLORADO 41	132
COLORADO 46	134
COLORADO 48	136
COLORADO 54	138
COLORADO 57	140
COLORADO 61	142
COLORADO 68	144
COLORADO 71	146
COLORADO 72	148
COLORADO 77	150
5.3 PROCEDIMIENTOS RECOMENDADOS PARA ABANDONAR LOS POZOS SELECCIONADOS	152
5.3.1 Pozos no encontrados	152
COLORADO 1	152
COLORADO 4	153
COLORADO 9	154
COLORADO 47	154
5.3.2 Pozos secos	155
5.3.2.1 Programa de abandono recomendado para pozos secos	156
COLORADO 5	158
COLORADO 14	160

COLORADO 15	162
COLORADO 18	164
COLORADO 26	166
COLORADO 29	168
COLORADO 32	169
COLORADO 41	171
COLORADO 46	173
COLORADO 54	175
COLORADO 61	177
COLORADO 68	179
COLORADO 71	181
COLORADO 77	183
5.3.3 Pozos con tecnología coiled tubing, cementados con tubería de trabajo en forma de spaguetti o tecnología jet grouting	185
5.3.3.1 Programa de abandono	185
COLORADO 2	187
COLORADO 7	190
COLORADO 8	192
5.3.4 Abandono de pozos que presentaron producción de hidrocarburos	194
5.3.4.1 Programa de abandono	194
COLORADO 6	197
COLORADO 13	199
COLORADO 19	201
COLORADO 20	203
COLORADO 22	205
COLORADO 40	207
COLORADO 48	209
COLORADO 57	211
6. RECOMENDACIONES	213
7. CONCLUSIONES	214
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	216

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Campo Colorado.	19
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada	29
Figura 3. Distribución de los pozos para el Campo Colorado	34
Figura 4. Procedimiento para la medición del GOR / WOR	40
Figura 5. Picadura por corrosión de CO ₂	44
Figura 6. Grieta por corrosión	46
Figura 7. Picadura por corrosión	46
Figura 8. Colapso del casing debido al cizallamiento de la formación	47
Figura 9. Ruptura del casing por esfuerzos de la formación	49
Figura 10. Método de Tapón Balanceado	62
Figura 11. Método de cuchara vertedora "DUMP BAILER"	64
Figura 12. Método de los dos tapones	66
Figura 13. Tecnología Jet Grouting	94
Figura 14. Ubicación de pozos en el campo colorado	98

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. OOIP y Reservas Campo Colorado	32
Tabla 2. Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa)	33
Tabla 3. Presión Parcial del CO ₂	43
Tabla 4. Características de los cementos API	69
Tabla 5. Variación del tiempo de fraguado de acuerdo a la cantidad de CaCl ₂ .	71
Tabla 6. Propiedades del cemento común y la bentonita de sodio	95
Tabla 7. Características de expansión del nuevo material flexible	97
Tabla 8. Pozos seleccionados para abandono	99

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. EQUIPOS BÁSICOS QUE COMPONEN LAS OPERACIONES DE ABANDONO FÍSICO DE LOS POZOS.	217

RESUMEN

TITULO*

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL ABANDONO DE POZOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.

AUTORES**

JHON JAIRO ACEVEDO RINCÓN

RICARDO TORRES ARENAS

PALABRAS CLAVES

Abandono de pozos, Campo Colorado, estados mecánicos.

DESCRIPCIÓN

El Campo escuela Colorado, es un campo maduro, el cual fue desarrollado entre las décadas de los treinta y cincuenta, contando con un gran numero de pozos perforados sin presencia de hidrocarburos y otros más cuya producción no alcanzo a ser mayor a un año, debido a esto se procedió abandonar definitivamente estos pozos, en la década de los cincuenta aun no existía ninguna política ni reglamentación para el abandono de pozos, y no fue sino hasta los setenta cuando empezó a regir una legislación con las pautas y condiciones para realizar esta operación y así tratar de darle mayor importancia al impacto ambiental que causaban los pozos abandonados irregularmente.

Para realizar un procedimiento optimo de abandono es necesario tener en cuenta la historia de perforación y producción así como el estado mecánico actual de cada pozo que se desee abandonar, para así tener una optima información que sirva de base para tomar la mejor decisión en cuanto los sitios donde se van a sentar los respectivos tapones de cemento dentro del pozo.

Las operaciones de abandono varían de un pozo a otro y dependen de factores como la profundidad, litología y estado mecánico de los pozos, el propósito de este trabajo es dar a conocer el procedimiento legal empleado en Colombia y la metodología operacional para el correcto abandono de pozos de petróleo, dirigidos principalmente a los pozos del Campo Colorado.

* TRABAJO DE GRADO

** FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS. ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS, DIRECTOR: INGENIERO CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ

SUMMARY

TITLE*

EVALUATION OF TECHNOLOGY AND METHODOLOGIES USED FOR ABANDONMENT OF WELLS. COLORADO FIELD APPLICATION.

AUTHORS**

JHON JAIRO ACEVEDO RINCÓN

RICARDO TORRES ARENAS

KEY WORDS

Abandonment wells, Colorado Field, mechanical states.

ABSTRACT

The Field school Colorado, it is a mature field, which was developed between the decades of the thirty and fifties, being provided with a big number of wells perforated without presence of hydrocarbons and others which production did not manage to be bigger than one year, due to this it was proceeded to abandon definitively these wells. In the decade of the fifties even neither any politics nor rules existed for the abandonment of wells, and it was not but until the seventies when it started governing a legislation with the rules and conditions to realize this operation and this way trying to give him major importance to the environmental impact that were causing the wells abandonment irregularly.

To realize an ideal procedure of abandonment it is necessary to know the history of perforation and production as well as the mechanical current state of every well that should be desirable to abandon, this way to have an ideal information that serves as base to take the best decision for the places for the respective plugs of cement inside the well.

The operations of abandonment change from one well to other and depend on factors as the depth, lithology and mechanical state of the wells, the intention of this work is to announce the legal procedure used in Colombia and the operational methodology for the correct abandonment of wells of oil, principally to the wells of the Field Colorado.

* TRABAJO DE GRADO

** FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS. ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS, DIRECTOR: INGENIERO CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ

INTRODUCCIÓN

El ciclo normal de un pozo productor de petróleo consta de las siguientes etapas: exploración, perforación, completamiento, producción, desarrollo y abandono; esta última etapa suele incluir una serie de inconvenientes a la compañía, ya que en ésta el pozo no genera ninguna utilidad y caso contrario, en muchas ocasiones demanda costos excesivos.

Normalmente, en un campo de petróleo se suele abandonar los pozos por dos causas principales: la primera es debida a los problemas que se presentan en las etapas de perforación o completamiento, en donde los pozos quedan en condiciones irreparables que obligan a que éste sea abandonado. La segunda causa y la más común es cuando el pozo ha superado la etapa de producción llegando así a su límite económico, en el cual ya no es rentable y se hace necesario realizar operaciones de abandono y cierre del pozo. En este punto la compañía debe tener en cuenta los requerimientos legales necesarios para poder proceder con la operación y prever el mínimo impacto ambiental posible principalmente en los pozos que se encuentran cerca de zonas de agua subterránea que pueda correr el riesgo de ser contaminada.

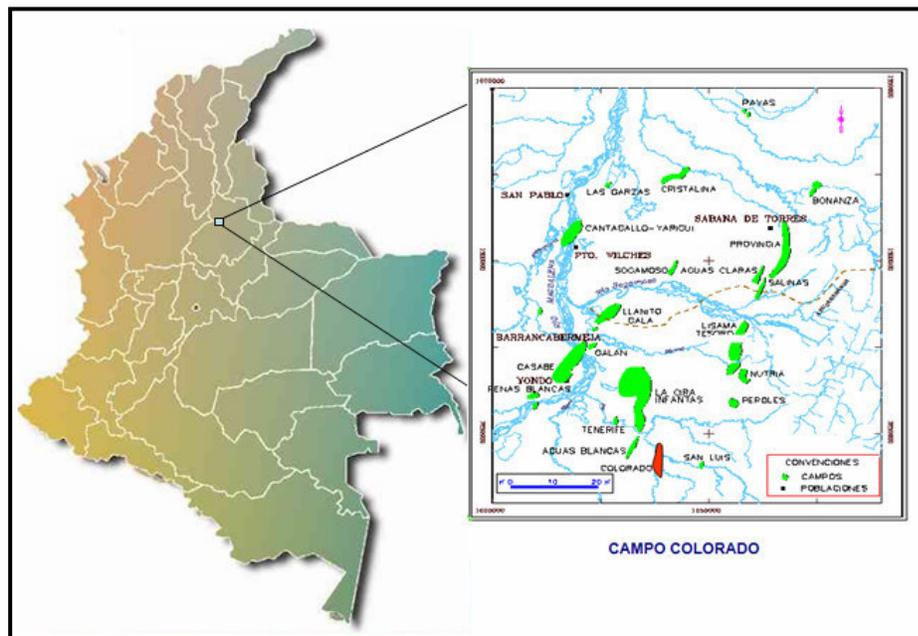
El procedimiento a seguir en un proceso de abandono de pozos depende directamente de características como la litología de la formación, el ambiente de depositación, la profundidad, el estado mecánico del pozo, entre otras; estos factores influyen a la hora de definir los costos de la operación y el tiempo previsto para la misma. Este tipo de situación se refleja claramente en los pozos ubicados en el Campo Colorado, el cual se encuentra en la actualidad en la reevaluación de potenciales de pozos inactivos y en la identificación de pozos para abandono.

1. DESCRIPCIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO

Actualmente, el Campo Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO ESCUELA COLORADO

Figura 1. Ubicación Campo Colorado.



Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de Recobro

El campo colorado está situado en la parte central de la Concesión de Mares, en el departamento de Santander (Colombia), en jurisdicción del municipio de San Vicente de Chucurí, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). En la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al 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. Se desarrolló completamente entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, alrededor de unos 60, con lo cual se aumentó a 75 el total de pozos perforados en la estructura.

1.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La evolución tectónica del VMM has sido caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya MARCO subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) 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 que hasta principios del Terciario, la cual está marcada por la depositación de la Formación Lisama³

La fase tectónica en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central, compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a

³ Estudio de ECOPETROL “diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003.

formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). 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 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 - Plio-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 (Fabre, 1983).

1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La secuencia estratigráfica del VMM 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.

1.3.1 Pre-Cretáceo Formación Girón (Jurásico)

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz es arcillosa y cemento silíceo. El espesor de esta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la "Molasa del Jurásico", con algunas intercalaciones más finas de capas rojas.

1.3.2 Cretáceo

1.3.2.1 Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)

La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está suprayacido discordantemente por la Formación Los Santos. En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de la Formación Girón está conformado por unas arcillas rojas que presentan principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante.

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.

1.3.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)

Está constituida por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquéllicos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concrecionales. Fue depositada en una cuenca subsidente que originó transgresión hacia el Este. El contacto inferior con la Formación Santos–Tambor es concordante. El ambiente de depósito es inframareal a supramareal con alguna influencia de tormentas y algunas facies evaporíticas. El espesor promedio en el área de estudio es de 690 metros.

1.3.2.3 Formación Paja (Barremiano - Aptiano Temprano)

La base de la Formación Paja presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquéllicas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas medias a gruesas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino, ocasionales niveles muy gruesos y macizos de calizas lumaquéllicas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreas, silíceas, intercalaciones de micritas compactas macizas en capas gruesas a muy gruesas. Esta litología corresponde a ambientes marinos someros, intermareales a supramareales. Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.

1.3.2.4 Formación Tablazo (Aptiano Tardío – Albino)

La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéllicas. Hacia el tope se presentan intercalaciones de niveles macizos de micritas y shales negros calcáreos. En la parte media del área de estudio la sección es mas calcárea y hacia el Sur se torna más arenosa. Esta secuencia fue depositada en un ambiente marino somero submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. Presenta un espesor que varía entre 225 y 540 metros en el área de estudio.

1.3.2.5 Formación Simití (Albiano Temprano - Albiano Medio)

La Formación Simití está caracterizada por una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, generalmente con concreciones las cuales son más abundantes hacia el tope; dentro de estas, algunas veces se presentan manifestaciones de hidrocarburo líquido. Se depositó en un ambiente marino somero. Se encuentra en contacto gradacional con la Formación Tablazo. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.

1.3.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)

La formación La Luna está conformada por micritas, niveles concrecionales y de chert negro a marrón, en capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. La alternancia de facies laminadas y bioturbadas demuestra la existencia de condiciones anóxicas intermitentes. El contacto

infrayacente con la Formación Simití es gradacional. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros, presentando mayor espesor hacia la parte media.

1.3.2.7 Formación Umir (Campaniano A Maestrichtiano – Daniano)

La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral–deltaico. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio

1.3.3 Terciario

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995).

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en las unidades operacionales A, B, C, D y E, utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como *Tectonosecuencias*, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A la *Tectonosecuencia 3*.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

1.3.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)

Las rocas del Paleoceno en el VMM están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas (Formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero (1979) los sedimentos clásticos finogranulares del Cretáceo tardío al Paleoceno, representados en el VMM por las Formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo–regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está

marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

1.3.3.2 Formación La Paz (Eoceno Medio)

La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleomacizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.

1.3.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío)

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos, el límite de la Formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

1.3.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno Inferior)

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), esta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope está marcado

por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

1.3.3.5 Formación Colorado (Mioceno Inferior a Mioceno Medio)

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988).

En esta secuencia el tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.

1.3.3.6 Formación Real (Mioceno Medio – Mioceno Superior)

La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.

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 (**figura 2**). Los alcances del estudio estratigráfico son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas

en diferentes campos a través de la cuenca. La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental.

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada

EDAD		COLUMNA	NOMENCLATURA		Unidad Litoestratigráfica		
CENOZOICO	NEOGENO	PLEISTOCENO	Qca, Qfal, Qfl, Qfc		Depósitos Recientes		
		PLIOCENO	N2m		Fm Meza		
		MIOCENO	N1r		Grupo Real		
	PALEOGENO	OLIGOCENO	E3N1c		Fm Colorado		
		EOCENO	E3m		Fm Mugrosa		
		PALEOCENO	E2e		Fm Esmeraldas		
			E2p		Fm La Paz		
			E1l		Fm Lisama		
	MESOZOICO	CRETACICO	MAASTRICHT.	K2u		Fm Umir	
			CAMPANIANO	K2c	K2l	Grupo Cogollo	Fm La Luna
SANTONIANO							
GONIACIANO							
TURONIANO			K2es		El Salto		
CENOMANIANO			K1nib	K1s	Brisas	Fm Simití	
ALBIANO							
APTIANO			K1t		Fm Tablazo		
BARREMIANO			K1p		Fm La Paja		
HALTERIVIANO			K1r		Fm Rosa Blanca		
VALANGINIANO		K1s		Fm Los Santos			
BERRIASIANO							
JURASICO		TARDIO	J1-2g		Fm Girón		
		MEDIO					
	TEMPRANO						
	TRIÁSICO						
PALEOZOICO	PERMICO						
	CARBONIFERO						
	DEVÓNICO						
	SILÚRICO						
	ORDOVÍCICO						
	CÁMBRICO						
PROTEROZOICO	NEOPROTEROZOICO			Basamento			
	MEZOPROTEROZOICO						

Columna en revisión.
Fuente: modificada de INGEOMINAS,
Mapa Geológico de Colombia. Primera edición, 2006.

Fuente: Columna Modificada de INGEOMINAS, Mapa Geológico de Colombia. Primera Edición 2006.

La estructura del Campo Colorado esta conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en 6 bloques, por lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es compartimentalizado.

1.4 HISTORIA DE PERFORACIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos como el taponamiento de las líneas por parafinas. En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 BOPD en 1989/06. Se

han realizado campañas de "Workover" mejorando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados⁴

1.5 PARÁMETROS BÁSICOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

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 satélites 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 1966.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de

⁴ Estudio de ECOPEPETROL "diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente". 2003.

los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos esté muy por debajo de los 300.000 Bls. 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 de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMbbls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMbbls con un factor de recobro actual del 15%. (**Tabla 1-1**)

Tabla 1. OOIP y Reservas Campo Colorado.

Fase Aceite	OOIP (MBb) - ECOPETROL 2003 (VOLUMÉTRICO)	120
	OOIP (MBb) - ECOPETROL 2005 (CORREGIDO)	59
	PROD. ACUMULADA (MBb)	8,59
	RESERVAS REMANENTES (MBb) - CURVAS DE DECLINACIÓN	9,31

Fuente: Presentación Campo escuela colorado, Geología y Yacimientos 2007.

El campo cuenta con 75 pozos perforados, actualmente tiene 5 pozos activos en con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD 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.

Actualmente, existen cinco pozos en producción, Col – 38 que produce entre 14-18 bopd, y recientemente tras labores del equipo de trabajo del Campo Escuela Colorado se ha logrado poner en funcionamiento el pozo Col – 37, Col -70, Col-75 y Col-25 con una producción total de 28 bopd. El sistema de

producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. De los 75 pozos perforados, 33 están abandonados, 34 están inactivos y 7 son activos. Actualmente solo dos pozos registran producción (Col 38 y Col 70). Los 5 restantes se encuentran en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de operación.

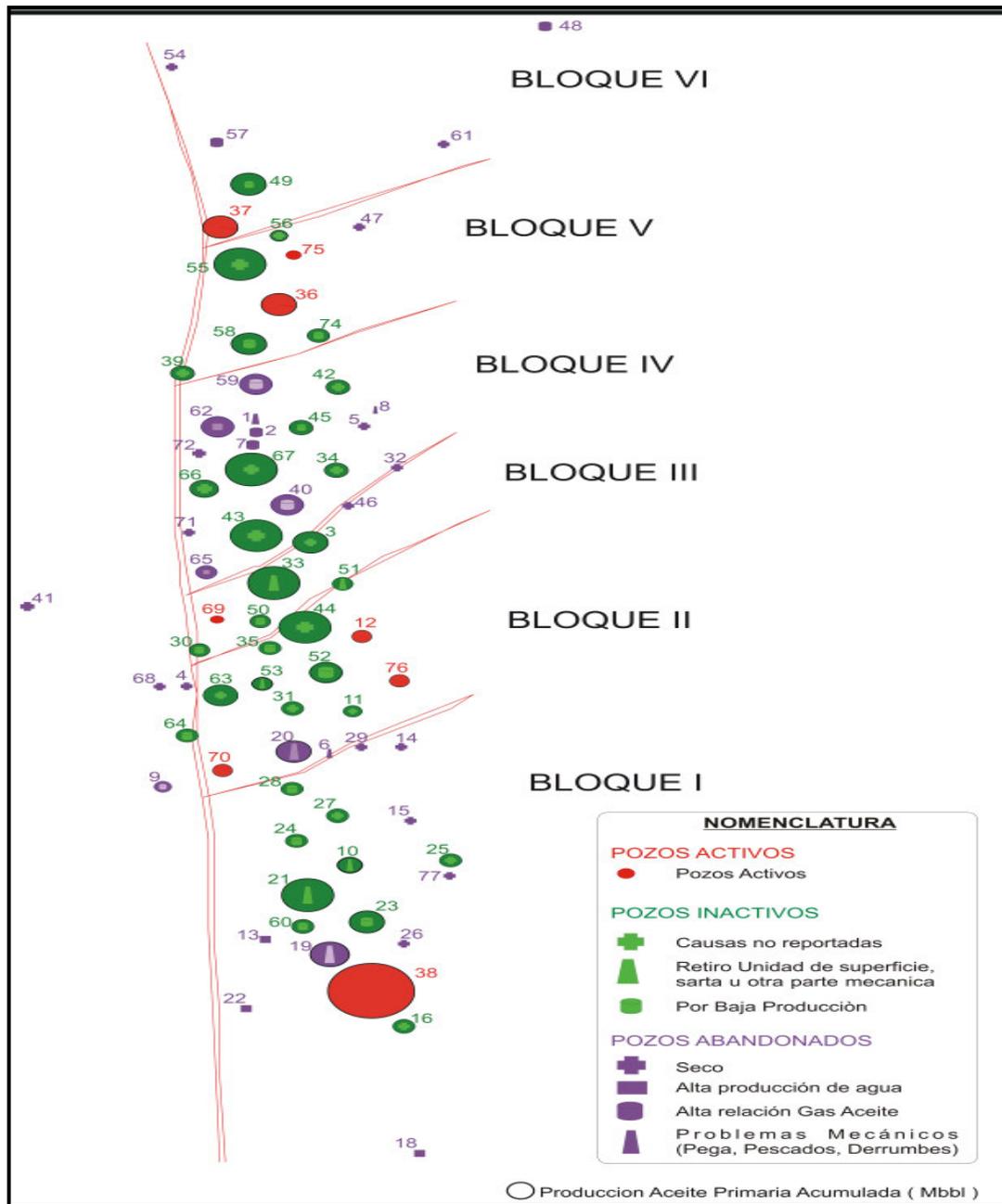
En el Campo Colorado se ha realizado una serie estudios básicos para su desarrollo (ver **Tabla 2**), éste tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace más difícil la decisión para procesos de reactivación.

Tabla 2. Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa)

CARACTERISTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión estática *	(psi)	900	3000
Temperatura de Yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	41.2	39.7
Sg Gas en Separador	Fracción (vol)	0.958	0.937
Presión de Burbuja	Psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad Promedia	ft	1700	3500
Aceite Original	MM BIs	20.0	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio arena	ft	22.5	33.6
Area	Acres	634	1083
Producción Prom. / Pozo Perforado	MBbls	112	
Espaciamento / pozo	Acres	20 - 30	
Reservas Remanentes	MBIs	100- 200	
Factor de Recobro	%	14.83	
Pozos Perforados		75	
Pozos Activos		21	
Pozos Produciendo		7	
Pozos Cerrados		54	

Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 200

Figura 3. Distribución de los pozos para el Campo Colorado



Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

1.6 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

Por las características Parafínicas del crudo del campo COLORADO, uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de su vida productiva ha sido la precipitación de Parafina en los sistemas de producción, lo cual se presenta básicamente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos en los procesos de extracción y recolección. Este problema se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de Superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo.

Las oportunidades de desarrollo adicional rentables son pocas, debido al bajo potencial de aceite incremental esperado y a los continuos trabajos de control de parafinas a realizar.

No obstante, es factible realizar los análisis económicos con métodos alternativos de levantamiento artificial que impidan la precipitación de las parafinas, y se puedan disminuir los costos de recuperar los pozos abandonados.

2. CAUSAS DE ABANDONO

Las causas más comunes que conllevan a tomar la decisión de abandonar un pozo de petróleo varían desde la operación de perforación, hasta la etapa de agotamiento de la formación.

En las formaciones profundas y poco consolidadas suelen presentarse varios problemas, en la etapa de perforación, ocasionados por pegas de tubería y pescados en ocasiones imposibles de recuperar, lo cual genera el cese de operaciones y el abandono del pozo. En otro escenario, una vez concluidas las etapas de perforación y completamiento con éxito, las causas de abandono se deben a la baja o nula producción de petróleo.

Ya en los campos maduros, los cuales llevan una cantidad considerable de años produciendo, las causas de abandono se deben a las bajas producciones de crudo debido al aumento considerable del GOR y/o WOR, dependiendo el caso, acompañado muchas veces de problemas de deterioro y ruptura del casing, debido a la corrosión o colapsos provocados por los esfuerzos de cizallamiento en la formación provocados por la depleción de la formación.

2.1 ABANDONO DEBIDO A ZONAS AGOTADAS

Cuando el pozo de petróleo llega a su etapa final de desarrollo se presenta el llamado límite económico, donde el petróleo producido no es suficiente para cubrir los costos de operación y mantenimiento, asimismo deja de dar utilidades; de esta manera, el pozo pasa a ser económicamente improductivo. En el anterior caso, es común encontrar aumento considerable

en la cantidad de agua o gas que se produce, lo cual pasa a ser factores fundamentales para tomar la decisión de realizar un abandono temporal o definitivo del pozo.

2.1.1 Alta relación agua aceite WOR

La relación agua aceite e WOR (Water Oil Relation) es un valor adimensional y se define como el flujo de agua sobre el flujo de aceite que se obtienen en el pozo productor:

$$WOR = \frac{q_{WATER} \text{ STB}}{q_{OIL} \text{ STB}}$$

Ecuación 1.0

A medida que el campo de petróleo se desarrolla, supera su punto de producción máximo y la cantidad de crudo producido empieza a declinar; al mismo tiempo la cantidad de agua tiende a aumentar dependiendo de las características del yacimiento.

De acuerdo con la relación agua aceite (WOR), al costo de operación, mantenimiento del campo y al precio del barril de crudo en ese instante, se realiza el análisis económico para así tomar la decisión de abandonar el pozo.



**PRECIO DE BARRILES
DE PETRÓLEO**



**COSTOS DE OPERACIÓN
Y
MANTENIMIENTO**

Los factores que influyen en el aumento de la producción de agua en un yacimiento de petróleo son los siguientes:

- Yacimientos profundos generalmente mayores a 3000 ft.
- Yacimientos que posean acuíferos activos limitando con la zona productora.
- Yacimientos sometidos a operaciones de recobro secundario como la inyección de agua.
- Yacimientos situados en ambientes meándricos cerca de ríos, lagunas o fuentes de agua subterráneas.

2.1.2 Alta relación gas aceite GOR

La relación gas aceite GOR (Gas Oil Relation) se define como la cantidad de pies cúbicos a condiciones estándar de gas que es producido en superficie por cada barril de petróleo a condiciones estándar.

$$GOR = \frac{q_{GAS} \text{ SCF}}{q_{OIL} \text{ STB}}$$

Ecuación 2.0

La relación gas petróleo suele cambiar dependiendo del tipo de crudo que se encuentre en el yacimiento; por lo general, en los crudos pesados esta relación es muy baja y tiende a aumentar a medida que este se torna mas liviano.

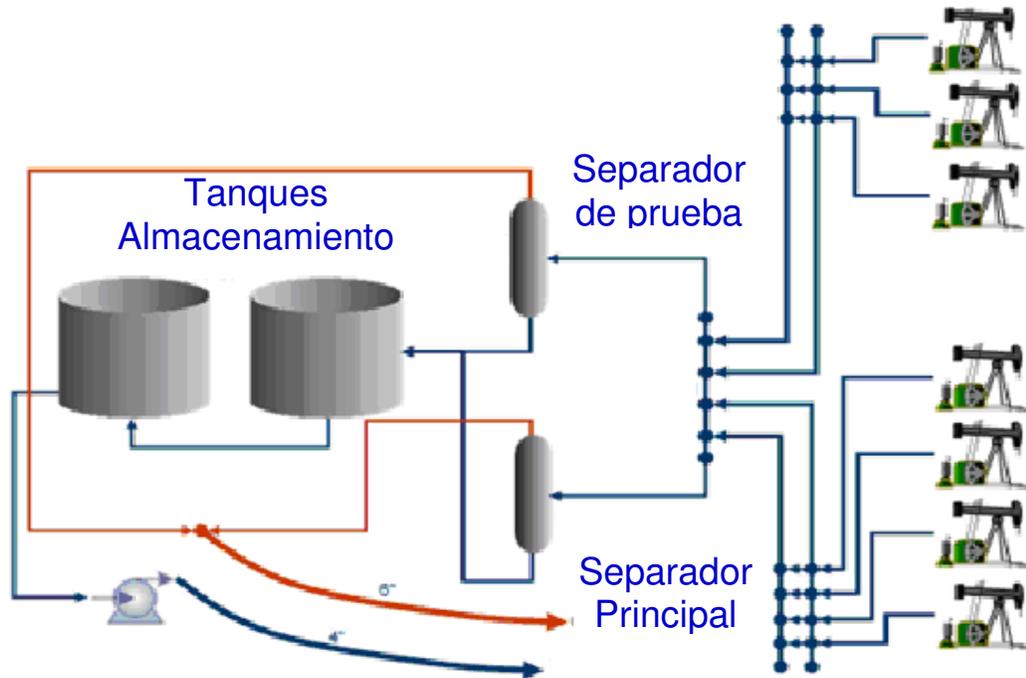
No siempre que se obtiene un valor de relación gas petróleo alto “GOR” es un indicio para evaluar la factibilidad de abandono, este dato se analiza de

acuerdo a otras relaciones, tales como el WOR y la cantidad de aceite producido. Por lo general el valor del GOR que es representativo para analizar una situación de abandono del campo se da cuando la cantidad de petróleo producido disminuye y la cantidad de gas permanece constante o aumenta. Aquí, se vuelve a realizar el análisis económico con el cual se toma la decisión de realizar el abandono de la formación productora o del pozo según sea el caso.

2.1.3 Procedimiento de medición del WOR y GOR

El procedimiento que se lleva a cabo para determinar los valores del WOR y el GOR, es relativamente sencillo. Por lo general en un yacimiento se divide por pozos productores y se determina que la producción acumulada de cada uno de ellos llegue hasta un separador trifásico general. En el momento de realizar la prueba de un determinado pozo seleccionado, se cierra la válvula del flujo de éste hacia el separador principal y se desvía el flujo hacia un separador trifásico de prueba en el cual se realizan las mediciones de los fluidos de producción en el pozo seleccionado, petróleo, agua y gas.

Figura 4. Procedimiento para la medición del GOR / WOR



Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

2.2 ABANDONO OCASIONADO POR DAÑOS EN EL CASING PRODUCTO DE LA CORROSIÓN.

La rotura de casing provocada por el proceso de corrosión externa constituye uno de los problemas de mayor magnitud que pueden presentarse en los pozos de producción de hidrocarburos y en pozos inyectores. Dichas roturas originan inconvenientes que provocan pérdidas económicas directas e indirectas y que en algunos casos provocan la inutilización del pozo, obligando a realizar operaciones de abandono del mismo.

Una de las funciones de la cementación es proteger el casing de la corrosión externa para así prolongar la vida útil del pozo. La lechada (mezcla de cemento agua y aditivos) utilizada para la cementación de pozos otorga al casing un medio protector en el cual el acero adquiere un estado pasivo de corrosión. Asimismo, la cementación actúa como barrera física separando el metal del medio corrosivo, retardando el acceso de agentes agresivos como (CO_2 , H_2S , Cl^- , etc.) presentes en las distintas formaciones que este atraviesa. La interacción del cemento hidratado con estos agentes agresivos altera con el tiempo el estado pasivo del acero y provoca la corrosión del casing.

Los procesos de corrosión del acero pueden variar en forma significativa dependiendo de su mecanismo de iniciación, de las características del medio y de la composición química del acero. En las condiciones de fondo de pozos cementados, la corrosión del acero generalmente ocurre debido a la acción de iones cloruro y/o a la disminución del pH como consecuencia de la reacción química entre el $\text{Ca}(\text{OH})_2$, y otros álcalis, o con el CO_2 y el H_2S o presentes en zonas productoras. El mecanismo de corrosión que resulta de este proceso suele ser de tipo localizado, siendo frecuentes las fallas por picado, recalque o por corrosión bajo tensión.⁵

2.2.1 Corrosión en el Casing por CO_2

El dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H_2CO_3), reduciendo el pH. Por este motivo se considera generalmente como

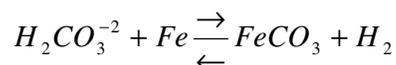
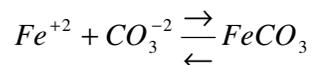
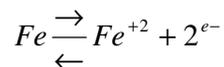
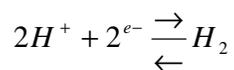
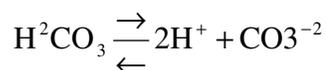
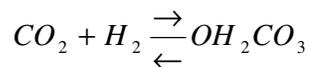
⁵ DENNY A.Jones. Principles and prevention of CORROSION, Pretince Hall, Second Edición, Nevada U.S.A.

un “gas ácido”. El dióxido de carbono causará la corrosión (como otros ácidos) por desprendimiento de hidrógeno.

El dióxido de carbono/ácido carbónico ataca el hierro directamente formando carbonato de hierro en el ánodo de la celda de corrosión. El hidrógeno polarizará el cátodo en este proceso, y si hay oxígeno presente éste despolarizará el cátodo. Cuando el ácido carbónico está reaccionando con el hierro en el ánodo y el oxígeno está despolarizando el cátodo, el ataque combinado de los dos gases será mayor que la suma de los daños causados por cada gas individualmente.

Los tipos de corrosión producidos por la presencia de CO₂ son: corrosión uniforme, picaduras de corrosión, corrosión por erosión y corrosión por fatiga.

El CO₂ ocasiona corrosión de la siguiente manera:



Para que se presente corrosión por CO₂ se necesita la presencia de agua; además depende de la presión parcial de CO₂ de la siguiente manera.

$$P_{pCO_2} = P_T \times \%CO_2 \quad \text{Ecuación 2.0}$$

Donde la presión parcial del CO₂ incide en el grado de corrosión así:

Tabla 3. Presión Parcial del CO₂

PpCO₂ (LPC)	Grado de Corrosión
0 - 10	Débil
10a- 30	Moderada
30 +	Alta

Fuente: National Association of Corrosion Engineers.

En algunos casos la corrosión por CO₂ puede convertirse en problemas serios; por ejemplo, en pozos de gas profundos en los cuales hay producción de CO₂, la corrosión se puede presentar en la cabeza del pozo donde el tubing esta sometido a un mayor esfuerzo, además la turbulencia hace que las posibles películas protectoras que se formen sean removidas. La corrosión se presenta porque el vapor de H₂O se condensa y se presentan la serie de reacciones que conllevan a la ecuación (2.0). La corrosión es severa porque

los fluidos llegan a la superficie con presión alta lo cual hace muy probable que la presión parcial (P_p) de CO_2 sea mayor de 30 LPC.⁶

Figura 5. Picadura por corrosión de CO_2



Fuente: National Association of Corrosion Engineers.

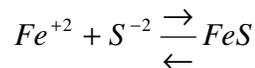
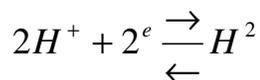
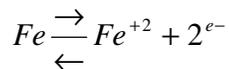
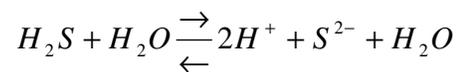
2.2.2 Corrosión por H_2S

La máxima concentración de H_2S presente en el agua es de 400 ppm, y los pozos con sólo 10 ppm o superiores presentan problemas de deterioro en el casing por corrosión. El principal problema que presenta la presencia de H_2S es la fragilización del metal, causada por la penetración del H_2S en el mismo; las formas de corrosión que suelen presentarse por efecto de este ácido son: corrosión continua, corrosión por picaduras, erosión por fatigas y grietas.

⁶ National Association of Corrosion Engineers. Corrosion Control In Petroleum Production. Houston Texas: TPC Publicacion 5,1994.

El H₂S es un gas ácido reactivo y corrosivo, este gas se disuelve en la fase acuosa para formar ácido hidrosulfúrico. Este ácido es menos corrosivo que el ácido carbónico pero es muy destructivo y puede causar la fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión de los aceros vulnerables.

La corrosión por H₂S se conoce como corrosión agria, ésta también requiere de la presencia de agua para que se pueda efectuar. Las reacciones son las siguientes:



El sulfuro de hierro formado por esta reacción se adhiere fuertemente a las superficies de acero en forma de incrustación negra. Picaduras también pueden formarse por debajo de la incrustación y reducir la vida útil de la tubería de perforación, formando la base para la fisuración inicial y la posterior rotura.

Los iones hidrógeno producidos por la reacción anterior pueden causar la rotura por fragilidad del metal resultante de la fisuración bajo tensión o de la ruptura por absorción de hidrógeno. El sulfuro de hidrógeno es un catalizador o acelerador para el ataque del oxígeno sobre el acero. Los iones hidrógeno (protones) liberados del H₂S o HS⁻ en el proceso de corrosión por sulfuro son tan pequeños que pueden ser fácilmente absorbidos por el acero. Estos iones pueden adquirir un electrón y formar hidrógeno atómico o reaccionar con carburos en el acero para formar acetileno. Cualquiera de estos gases

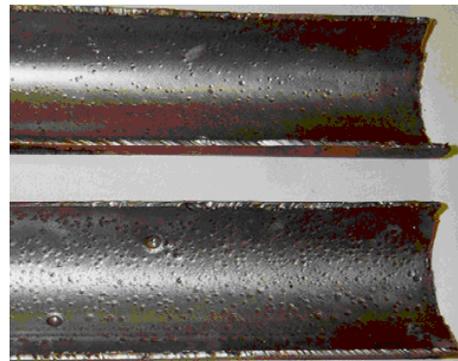
quedará atrapado en los vacíos a lo largo de los contornos del grano. La presión aumenta a medida que el gas se acumula, cuando esta presión y la carga sobre la tubería exceden la resistencia a la tensión de la tubería, ésta se rompe.

El FeS es una sustancia porosa y catódica con relación al acero, por tanto no importa donde se deposite, la corrosión continua. Como no hay presencia de oxígeno no hay posibilidades de que se formen capas de oxígeno que protejan el casing y paren la corrosión.⁷

Figura 6. Grieta por corrosión



Figura 7. Picadura por corrosión



Fuente: National Association of Corrosion Engineers.

2.3 ABANDONO DEBIDO AL COLAPSO DEL CASING

Al llevar a cabo operaciones sencillas de producción, o aun más complejas como procedimientos de recobro por medio de inyección de agua o de vapor en un campo de petróleo, se producen cambios considerables en los esfuerzos naturales de la roca del yacimiento.

⁷ National Association of Corrosion Engineers. Corrosion Control In Petroleum Production, TPC Publication 5, Houston Texas, 1994.

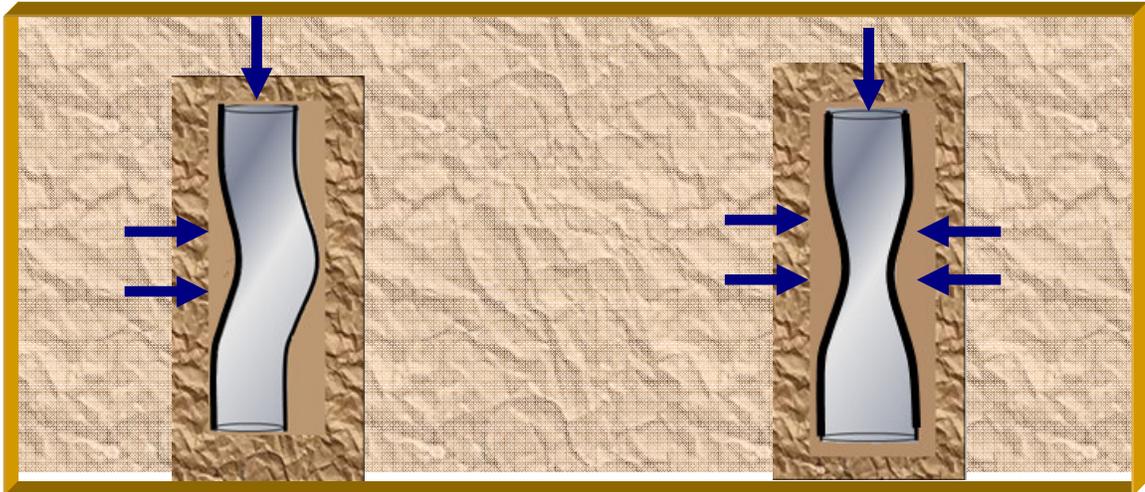
Estas alteraciones en la roca conllevan a desarrollar fenómenos como la compactación, la subsidencia, y deslizamiento por cizallamiento. Los cuales producen cambios leves en las formaciones del yacimiento, que tienden a afectar directamente la integridad del casing, causando interrupción de la producción, aumentando los costos de la misma y en algunos casos provocando el abandono del pozo.

2.3.1 Daño debido al deslizamiento de la formación

Normalmente cuando un campo se encuentra en su etapa de producción tiende a sufrir compactación de los estratos, la cual ayuda a la producción natural del mismo campo pero que en algunas ocasiones cuando ésta es muy severa provoca ciertas reacciones en los esfuerzos normales de la roca causando daños en el casing por compresión, ocasionando deslizamiento en las formaciones y provocando averías en el casing por cortes de cizallamiento de la formación.

Estos deslizamiento se presentan cuando la formación productora limita con una formación menos consolidada “shale, diatomita, carbonatos”, la cual por efecto de la carga de overburden ocasionan un aumento de los esfuerzos horizontales en la formación, provocando deformación y colapso del casing en el pozo.

Figura 8. Colapso del casing debido al cizallamiento de la formación.



Fuente: Casing Shear: Causes, Cases and Cures". Paper SPE 72060

En ocasiones los esfuerzos horizontales se localizan en las interfaces litológicas débiles dentro del overburden durante la compactación o cerca al tope de un intervalo productor causado rotura del casing.⁸

2.3.2 Mecánica de la roca y formación de ruptura “cizallamiento”.

Ya que la geometría de la formación no es homogénea e isotrópica y debido a que los esfuerzos de tensión que debilitan la roca y causan los cortes de cizallamiento en la formación tienden a ser concentrados en planos que suelen ocurrir como una distorsión de corte uniforme.

Los cortes en la roca ocurren como desplazamientos laterales, frecuentemente a través de un plano característico semejante a un plano acostado, unión o falla. Si no hay características obvias de planos

⁸ Dusseault M.B. “Casing Shear: Causes, Cases and Cures”. Paper SPE 72060, Terralog technologies, 27 March, 2001.

preexistentes grandes esfuerzos de corte pueden inducir deslizamientos a lo largo de planos específicos como fallas en respuesta a los grandes esfuerzos inducidos.

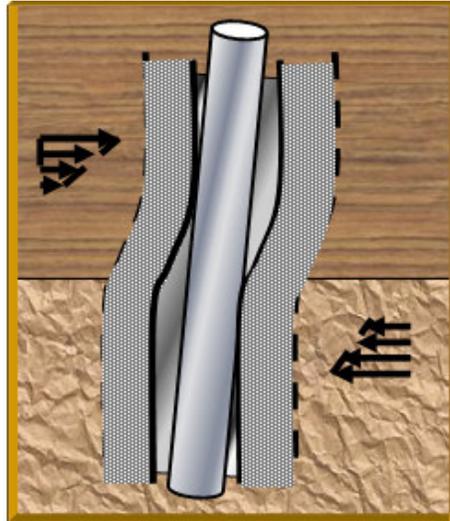
Terremotos, deslizamientos y movimientos que inducen tensiones bastante grandes para vencer los esfuerzos naturales. El deslizamiento de planos tiende a desarrollarse a lo largo de la interface entre materiales de diferente dureza o rigidez y discontinuidades existentes a planos débiles.

Un estrato particularmente débil puede ser una zona de alta porosidad “arcilla esméctica”, un plano acostado o la superficie que antes se ha deslizado y ahora es precortada. En una roca homogénea intacta sujeta a grandes esfuerzos de cizallamiento el deslizamiento puede ocurrir en planos simples, casi siempre cerca de la interface entre 2 materiales de diferente rigidez ya que las tensiones responsables del corte y deslizamiento tiende a concentrarse donde hay un contraste en las propiedades de deformación.

En una secuencia de arcillas y arenas, el deslizamiento por cizallamiento ocurrirá en la arcilla porque es más frágil que la arenisca, pero cerca a la interface con la arenisca donde los esfuerzos de corte son enfocados por deformación. Excepcionalmente una particularidad de un plano de deslizamiento débil en una zona de secuencias de arcilla, será cortada antes en la interface debido al menor esfuerzo.⁹

⁹ Bell, J.S. In situ Stresses in Sedimentary Rocks (part 1): Measurement techniques, Geoscience Canada (1997) 23, No 2, 85.

Figura 9. Ruptura del casing por esfuerzos de la formación.



Fuente: In situ Stresses in Sedimentary Rocks (part 1): Measurement techniques.

En este diagrama el desplazamiento del corte es dibujado como una dislocación que se expande fuera del límite más alto pero en geomateriales es más común tener todos los deslizamientos relativos que ocurren en un solo plano delgado.

Tres formas críticas de daño de pozos que incluyen el cizallamiento han sido observadas:

- Un esfuerzo horizontal localizado en las interfaces litológicas débiles dentro del overburden durante la compactación o el pandeo.
- Un esfuerzo horizontal localizado cerca al tope de un intervalo productor o inyector causado por cambios de volumen en el intervalo producto de cambios de presión y temperatura.
- Pandeo del casing y cizallamiento dentro del intervalo productor, principalmente junto a las perforaciones

3. POLITICAS DE ABANDONO ¹⁰

Al tomar la decisión de abandonar un pozo de petróleo se deben cumplir con unas series de requisitos legales y procedimiento necesarios para proceder con esta operación, los cuales varían dependiendo de las políticas locales de cada país. En Colombia las compañías deben tener en cuenta los requerimientos que exige el Ministerio de Minas y Petróleo.

El objetivo de este procedimiento es realizar una efectiva operación de sellado y taponamiento de los pozos, para así prevenir la posible migración de fluidos de hidrocarburos que pueden causar un considerable impacto negativo en el medio ambiente que se encuentra alrededor de dichos pozos; principalmente, en aquellos cercanos a zonas de agua subterránea o fuentes hídricas, los cuales pueden correr el riesgo de ser contaminados.

3.1 DECRETOS

DECRETO 1895 DE 1973
(Septiembre 15)

CAPÍTULO IV

Perforación de pozos de petróleo y gas en concesiones, en aportes y áreas de propiedad privada.

¹⁰ ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 32. Decreto 1895 de 1973. Cuando un pozo durante su perforación tenga que ser abandonado por fallas mecánicas, sin haber alcanzado su objetivo principal y el operador quiera iniciar inmediatamente un nuevo pozo que lo reemplace, podrá hacerlo sin necesidad de cumplir lo estipulado en cuanto al plazo de treinta (30) días a que se refiere el artículo 28, dando previo aviso al Ingeniero de Zona.

Artículo 38. Decreto 1895 de 1973. Si el programa de tubería de revestimiento (casing program), resultare inadecuado o las tuberías estuvieren corroídas, o la cementación defectuosa, e indujere a filtraciones subterráneas de los fluidos entre los estratos petrolíferos o gasíferos, el explotador deberá corregir inmediatamente estos defectos. Si agotados todos los recursos el pozo no pudiere repararse ni usarse para otro fin útil, éste deberá taponarse convenientemente y abandonarse.

Artículo 39. Decreto 1895 de 1973. Si como resultado de la perforación a bala o por otro método, o por tratamiento químico de los intervalos productores, éstos o las tuberías de revestimiento resultaren deteriorados, impidiendo la producción de petróleo o gas, el operador deberá remediar con prontitud tal situación. Si la reparación del pozo resultare imposible y éste no pudiere ser utilizado para otros fines prácticos, el pozo deberá ser convenientemente taponado y abandonado.

Artículo 42. Decreto 1895 de 1973. Todo explorador o explotador que haya perforado un pozo que resultare seco, o que por problemas mecánicos haya de abandonarse, deberá taponarlo y abandonarlo en un plazo de tres (3) meses, siguiendo el procedimiento que se indica a continuación:

1. Permiso para abandonar un pozo.

Antes de comenzar los trabajos de taponamiento y abandono de un pozo de petróleo o gas en explotación, el explotador deberá solicitar permiso por escrito a la Oficina de Zona respectiva. Si el abandono y taponamiento fueren autorizados por el Ingeniero de Zona, éste supervigilará la operación de taponamiento del pozo en la fecha indicada en el aviso. El Ingeniero de Zona tendrá treinta (30) días para decidir sobre el permiso solicitado.

2. Métodos de taponamiento y procedimiento.

a) El pozo deberá llenarse de lodo desde el fondo hasta el tope de cada formación productiva, o colocarse un tapón puente en el tope de cada formación productiva y, en todo caso, deberá colocarse un tapón de cemento no menor de quince (15) pies de longitud, inmediato a cada una de las formaciones productivas.

b) Deberá colocarse un tapón de cemento de una longitud aproximada de 50 pies por debajo de los intervalos que contengan agua dulce.

c) Deberá colocarse un tapón en la boca de todo pozo taponado y una placa metálica en la cual se indique el nombre del operador, la concesión, aporte o propiedad privada, el número del pozo, sus coordenadas, la profundidad del mismo y la fecha de abandono.

d) Los intervalos entre taponamientos deberán llenarse con un lodo cuyo peso no sea menor de 12 libras por galón, y

e) El explorador o explotador escogerá la forma de colocar el cemento en el pozo.

Conc: Artículo 33 del Código de Petróleos.

Artículo 43. Decreto 1895 de 1973. Cuando un pozo no cumpla los fines para los cuales fue perforado y se desee retirar el revestimiento de producción, el operador deberá solicitar permiso al Ministerio de Minas y Petróleos.

Artículo 45. Decreto 1895 de 1973. Cuando un pozo haya encontrado mantos de agua dulce utilizables, y haya de abandonarse el operador efectuará los trabajos de abandono en condiciones tales que permitan su completamiento futuro como pozo de agua, si el Ministerio así lo exigiere.

Artículo 46. Decreto 1895 de 1973. Cuando el operador no desee abandonar un pozo que ha dejado de producir porque pueda ser utilizado como pozo de observación, deberá obtener para ello permiso del Ministerio. Los demás pozos productores deberán ser reparados o taponados en un plazo máximo de tres (3) meses, contados a partir de la fecha del último cierre.

Artículo 47. Decreto 1895 de 1973. Para aquellos pozos suspendidos durante la perforación, el operador deberá presentar un informe técnico con las razones por las cuales dichos pozos fueron suspendidos y deberá definir la situación de los mismos en un plazo no mayor de tres (3) meses.

CAPÍTULO V

Informes sobre perforación, terminación oficial y abandono de pozos exploratorios y de desarrollo.

Artículo 51. Decreto 1895 de 1973. Para cambiar la forma de terminación de un pozo o para realizar cualquier alteración de las condiciones actuales del mismo, o para abandonarlo, el operador deberá solicitar permiso al Ministerio por medio del formulario 7-CR, "Permiso sobre Trabajos Posteriores a la

Terminación Oficial". Quince (15) días después de terminado el trabajo, el operador deberá informar sobre los resultados del mismo, por medio del formulario 10-CR, "Informe sobre Trabajos Posteriores a la Terminación Oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirá en el formulario 10A-CR, "Informe sobre Taponamiento y Abandono".

3.2 FORMATOS LEGALES

Los formatos legales exigidos por la agencia nacional de hidrocarburos ANH, para llevar acabo operaciones de abandono de pozo, son tres:

- Formato 10 A –CR

- Formato 10 – CR

- Formato 7 – CR

**DIVISION DE PETROLEOS
CONSERVACION Y RESERVAS**

Forma N 10A CR
Revisada Mayo 63

INFORME DE TAPONAMIENTO Y ABANDONO

POZO: _____

Compañía _____ Contrato _____ Clasificación (Lahee) _____
 Campo _____ Estructura _____ Formación _____
 Bloque _____ Yacimiento _____

Localización del pozo:(coordenadas gauss)
 N(Y) _____ Superficie _____ Fondo _____
 E(X) _____

Elevación de la mesa rotaria _____ Terreno _____ pies.
 De acuerdo con El "aviso sobre trabajos posteriores a la terminación",forma No. 7 cr,presentada el día : _____
 y aprobada el día _____ los siguientes trabajos fueron realizados los días: _____
 en cumplimiento de las disposiciones legales vigentes,con el objeto de taponar a abandonar el pozo:

Intervalo abierto	Pies	Número de Disparos	Sacos De cemento Inyectados a presión	Fondo del cemento	Tope de cemento	Sacos de cemento en el tapón

Se retiró tubería de revestimiento en el intervalo _____ Pies.
 Entre los tapones se dejó un lodo con las siguientes propiedades: Peso _____ pérdida de agua _____ cc a 100 #
 por pulgada cuadrada, en 30 minutos. Porcentaje de sólidos _____ Base _____
 (Fresco, Emulsion, Aceite). En la superficie se colocó un tapón de cemento desde _____ pies, hasta _____ pies,
 habiéndose usado _____ sacos.

Se erigió un monumento de concreto, sostenido por un tubo y se colocó una placa con la siguiente inscripción
 Compañía _____ Contrato _____ Pozo _____
 Comenzado el _____ de _____ Terminado el _____ de _____ Abandonado el _____ de _____
 Profundidad total _____ Elevación del terreno _____ pies.

Adjuntar un esquema en que se muestre la condición final del pozo, de las tuberías, de las perforaciones y tapones.

Presentado por _____

Representante autorizado del Operador

Fecha:

Revisado por, _____

Representante autorizado del Ministerio

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
 SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 10 CR
 Revisada: Octubre de 1973

INFORME SOBRE TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Compañía: _____ Contrato: _____ Clasificación (Lahee): _____
 Campo: _____ Estructura: _____ Formación: _____
 Bloque: _____ Yacimiento: _____
 Elevación de la Mesa Rotaria: _____ pies snm Elevación del Terreno: _____ pies.

1. Trabajo ejecutado (profundización, fracturamiento, acidificación, cementación, perforación de nuevos intervalos productivos, etc.) :

El permiso sobre trabajos posteriores a la terminación, forma No. 7 CR, fue aprobado por _____ el día ____ de ____

Se inició el trabajo el _____ de ____ y se terminó el _____ de ____

2. Descripción del trabajo:

Nota: Adjuntar un esquema completo en que se muestre el estado en que quedó el pozo y se indique el diámetro y longitudes de todas las tuberías, herramientas, empaques, tapones, perforaciones hechas, etc

3. Resultados obtenidos con el trabajo :

Prueba	Fecha de la Prueba	Producción de GAS - MPCD	Producción de Petróleo - Bls	Producción de Agua - Bls	R.G.A Pies ³ /Bl	Potencial de pozos de gas
Antes del trabajo						
Después del trabajo						

Nota : Cuando esta forma se presente después de quince (15) días a la finalización del trabajo autorizado por la "forma 7CR", se deberá adjuntar la autorización dada por el Ministerio concediendo la prórroga.

Presentado por: _____
 Representante Autorizado del Operador
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

Revisado por : _____
 Representante Autorizado del Ministerio
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

ORIGINAL: Conservación y Reservas
 c.c.: Oficina Zona y Concesionario.

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS**

Forma No. 7 CR
Revisada: Octubre de 1973

PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Compañía: _____ Concesión: _____ Clasificación (Lahee): _____
 Campo: _____ Estructura: _____
 Formación: _____ Bloque: _____ Yacimiento: _____
 Perforación Iniciada el: _____ de 199__ terminado el: _____ de 199__
 Elevación de la Mesa Rotaria: _____ pies. Elevación del Terreno: _____ pies.
 Profundidad Total Inicial: _____ pies. Bajo Nivel Mesa Rotaria: _____ pies.

1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO

Intervalos Abiertos				
Numero de Disparos por pie.				

Producción _____ BPD. Presión Estática de Fondo _____ Lbs/pulg 2
 RGA _____ Pies/barril Gravedad _____ ° API

2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO

Intervalos abiertos				
Número de disparos por pie				

Producción Acumulada hasta la fecha:
 Petróleo: _____ Bls. Gas: _____ MPC Agua: _____ Barriles
 Fecha en que se iniciarán las operaciones: _____ de 199__
 Resultados última prueba de producción:
 Fecha: _____ Petróleo: _____ BPP RGA: _____ Agua: _____

3. INFORMACION ADICIONAL

- a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores.
- b) Historia del pozo: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados
- c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán en los tapones.

JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:

PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:

Presentado por: _____
 Representante Autorizado del Operador
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Autorizado por: _____
 Representante Autorizado del Ministerio
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____
 Fecha: _____

ORIGINAL: Conservación y Reservas
 c.c.: Oficina Zona y Concesionario.

4. ABANDONO DE POZOS DE PETRÓLEO

4.1 CONCEPTOS Y PROCEDIMIENTOS

Al momento de abandonar un pozo de petróleos se tienen en cuenta muchos factores entre ellos están los métodos utilizados para sentar los tapones a lo largo del trayecto del pozo, el tipo de cemento utilizado según la profundidad del mismo, la clase y cantidad de aditivos utilizados para lograr el cometido de resistencia y tiempo de fraguado.

A continuación, se especificaran las técnicas más conocidas para el sentamiento de tapones de cemento, los tipos de cemento de estándar API utilizados en la industria y los aditivos químicos más comunes para modificar las propiedades de la lechada de cemento.

4.1.1 Técnicas comunes de taponamiento de pozos.

Cuando se desea sellar un pozo en el cual se va a llevar a cabo una operación de abandono, es útil colocar un tapón de cemento a la profundidad requerida para evitar una zona de comunicación en la cual, cualquier migración de fluidos pueda infiltrarse a fuentes subterráneas de agua cristalina o causar condiciones indeseables en la superficie. En el reglamento de abandono de pozos de petróleo utilizado en Colombia, el método por medio del cual son asentados los tapones de cemento en el pozo se deja a elección del encargado de la operación de abandono; los métodos mas comunes son el de tapón balanceado o BRADENHEAD, cuchara vertedora o DUMP BAILER y el método de los dos tapones industriales.

4.1.2 Método de tapón balanceado o BRADENHEAD:

Al desarrollar esta operación se baja tubería sin ningún aislamiento mecánico, la parte inferior de la tubería es puesta por debajo del intervalo a aislar y el cemento se va apilando de abajo hacia arriba, con el anular generalmente abierto. La clave del proceso es la de eliminar o minimizar la contaminación del cemento que ocurre a medida que el cemento de mayor densidad cae a través de los fluidos del pozo. En esta técnica el cemento es puesto de abajo hacia arriba, permitiendo al cemento más pesado siempre estar en el fondo. Esta técnica es también eficiente para volúmenes moderados de “rat hole” ya que simplemente el cemento se coloca cinco o diez pies por debajo de los intervalos cañoneados, removiendo efectivamente todos los fluidos de fondo.

Previamente se debió haber calculado los topes estimados de cemento para poder desplazarlo hasta la altura que se requiera en el pozo, permitiendo que salga todo el cemento de la tubería. Una vez hecho esto, se levanta la tubería de trabajo permitiendo que el cemento que aún esté dentro de ella salga y busque el equilibrio con el cemento que se encuentra en el anular. Finalmente, se ejerce una presión que indique que los perforados han sido empacados con cemento deshidratado. Esta presión de forzamiento necesita ser capaz de soportar la presión que se ejerce cuando se reversa el cemento remanente sin dañar el trabajo. Si la presión de forzamiento fue pequeña o no se pudo alcanzar, entonces se deja el tapón de cemento para luego ser perforado.¹¹

¹¹ Herndon, Joe and Smith, “Plugging Wells for Abandonment, a state of Art Study and Recommendend Plugging Procedures” Oak Ridge, Tennessee: Union Carbide Corporation, 1983.

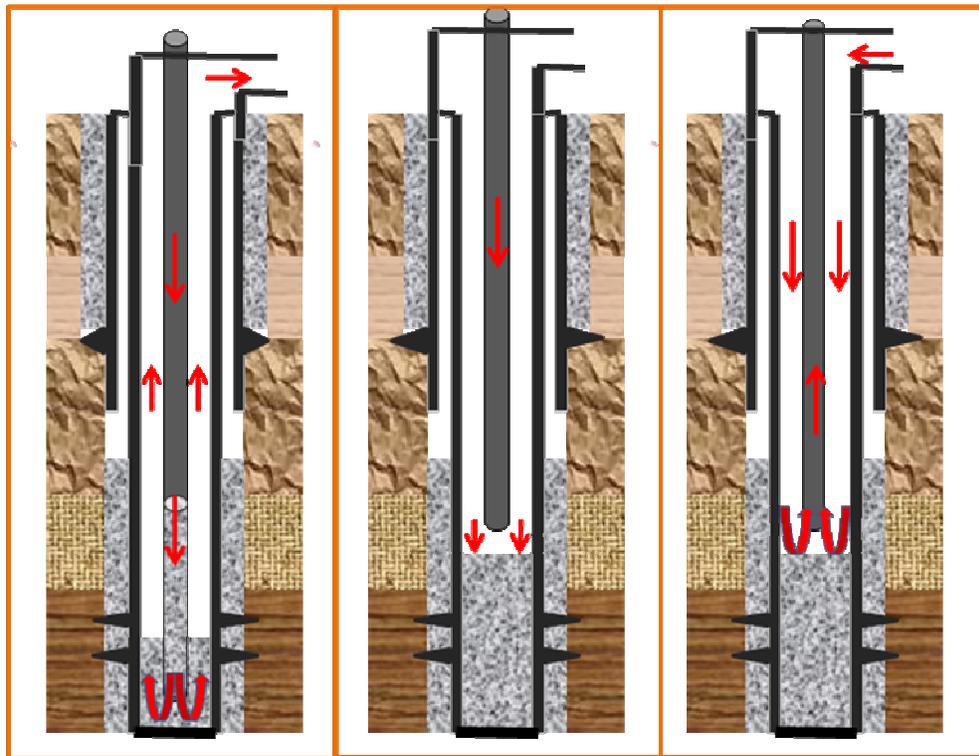
Ventajas:

Este método es simple y no requiere ningún equipo especial fuera de la unidad especial de servicio de cementación.

Consideraciones:

- Cuando es difícil establecer el extremo superior de un Tapón de cemento, podría ser necesario que el encargado de la operación del pozo tenga que correr cemento en exceso, luego retirar la sarta de penetración hasta el extremo deseado del tapón y finalmente sacar el exceso de cemento por encima de ese punto. Una pérdida de fluido a la formación por debajo de este punto podría causar movimiento en el tapón.
- Es factible la contaminación del cemento por lodo, especialmente cuando se trabaja con pequeños volúmenes de cemento.

Figura 10. Método de Tapón Balanceado



Fuente: Figura realizada por los autores

4.1.3 Método de cuchara vertedora DUMP BAILER

Esta técnica se emplea por lo general a profundidades pequeñas, sin embargo mediante el uso de retardadores de cemento esta técnica se ha utilizado a profundidades mayores a los 12000 pies. La cuchara vertedora, con una cantidad medida de cemento, se baja por una guaya "Wire Line". Por lo general se coloca por debajo del punto de taponamiento deseado un cesto de cemento, un tapón puente tipo permanente o gravel pack, paso seguido

se vierte la cuchara y se sube para colocar el cemento sobre el tapón o cesto.¹²

Ventajas:

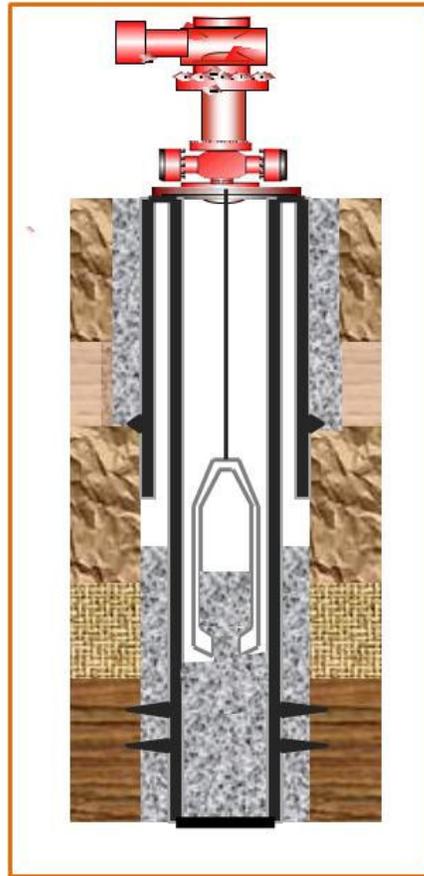
- Debido a que el instrumento corre por wire line, se puede controlar fácilmente la profundidad del tapón.
- El costo de un trabajo con cuchara vertedora es, por lo general bajo.

Consideraciones:

- Su adaptación no es muy rápida para la colocación de tapones profundos.
- Puede ocurrir una contaminación del cemento a menos que, el operador circule el pozo antes de la operación de vaciado.
- Tiene limitaciones en cuanto a la cantidad de lechada que puede colocarse por corrida y, el asentamiento inicial debe lograrse antes que se efectúe la próxima corrida y vaciado de la cuchara.

¹² Herndon, Joe and Smith, "Plugging Wells for Abandonment, a state of Art Study and Recommendend Plugging Procedures" Oak Ridge. Tennessee: Union Carbide Corporation, 1983.

Figura 11. Método de cuchara vertedora “DUMP BAILER”



Fuente: Figura realizado por los autores

4.1.4 Método de dos tapones.

Este método consiste en colocar un tapón en el extremo superior y otro en el inferior, para aislar el cemento del pozo y fluidos de desplazamiento (similar a las prácticas de cementación primaria). Por lo general, se corre un tapón puente a la profundidad de taponamiento, se corre un instrumento especial llamado plug cártcher o “agarrador de tapones” en el extremo inferior de la sarta y se coloca en la profundidad deseada para el fondo del tapón de

cemento. Este instrumento “plug cátcher” permite que el tapón de cementación del fondo lo atraviese y salga afuera de la tubería de perforación o producción. Luego se bombea el cemento fuera de la sarta, a la profundidad de taponamiento y se comienza a llenar el anular. El tapón superior y después el cemento es recogido mediante el plug cátcher, lo que origina un aumento brusco en la presión de superficie que indica la recepción del mismo.

El tapón y el cátcher ayudan a compensar los posibles errores de desplazamiento, también ofrecen un buen método para la localización del extremo superior de taponamiento de cemento. Debido a que el tapón está equilibrado de forma adecuada, no existe movimiento alguno de los fluidos del pozo al retirar la tubería del tapón, se produce una indicación de presión en la superficie una vez el tapón llegue al cátcher.

Una presión adicional, una vez sacada la tubería del tapón, corta los pasadores en el cátcher, permitiendo la circulación o circulación inversa alrededor del tapón, el cual permanece bloqueado en la parte inferior del cátcher, no obstante, el procedimiento inicial es salir del pozo sin tener que circular o invertir la circulación.

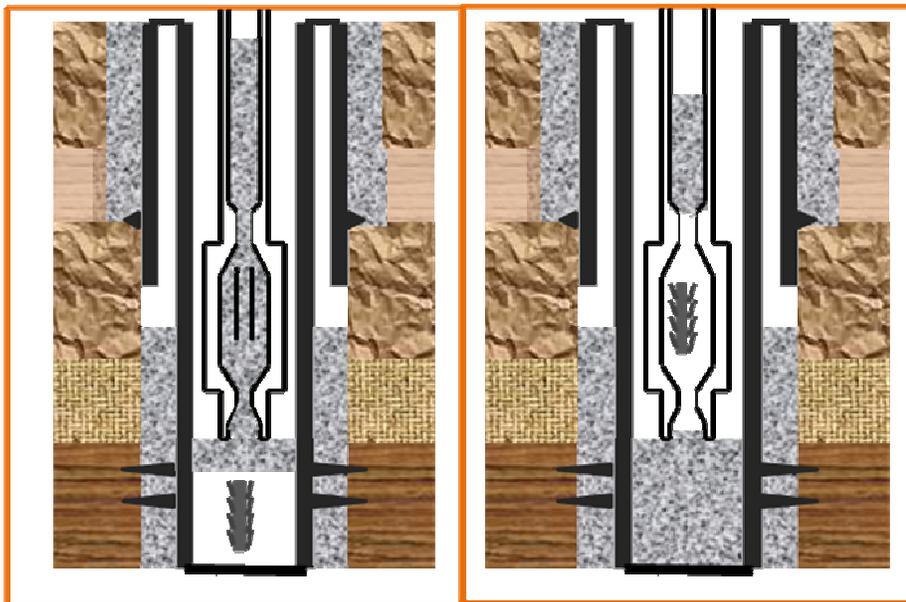
Para asegurarse que el procedimiento de asentamiento de un tapón de cemento por este método es exitoso, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:¹³

1. Colocar el tapón en una formación competente.
2. Colocar un tapón que tenga suficiente longitud.
3. Utilizar un “Slick Joint” en un intervalo de taponamiento.

¹³ Herndon, Joe and Smith, “Plugging Wells for Abandonment, a state of Art Study and Recommended Plugging Procedures” Oak Ridge. Tennessee: Union Carbide Corporation, 1983.

4. Utilizar raspadores en el "Slick Joint" donde el tamaño del pozo no haya sufrido un arrastre excesivo.
5. Utilizar los tapones de fondo, el superior y el cácher.
6. Circular suficientemente el pozo antes de comenzar la operación.

Figura 12. Método de los dos tapones



Fuente: Figura realizado por los autores de la tesis.

4.1.5 Volumen y características de los cementos utilizados para taponar.

El volumen de cemento requerido para taponar debe ser en exceso para garantizar un buen sellado. Cementos densificados clase A, G, o H son generalmente preferidos cuando se requiere un tapón con alta resistencia. Cementos conteniendo dispersantes serán fluidos y tendrán bajo porcentaje de mezcla de agua resultando también de alta resistencia con propiedades de filtrado de controlado; siempre es mezclado el cemento con agua limpia para conseguir lechadas de 16 libras/galón, o mas pesadas.

El volumen de cemento, de agua de mezcla y de fluido de desplazamiento debe ser cuidadosamente calculado, utilizando un exceso para reducir así las posibilidades de contaminación. La cantidad de cemento utilizado para una operación de taponamiento depende principalmente de:

- El tipo de cemento y los aditivos utilizados.
- El tamaño revestimiento o hueco abierto según sea el caso.
- La pérdida de cemento debido a las características de la formación.

4.2 TIPO DE CEMENTOS.

La industria petrolera normalmente utiliza cementos fabricados en conformidad con la clasificación establecida por los estándares API. Estos estándares se han venido publicando anualmente por el Instituto Americano del Petróleo desde 1953, fecha en la cual se realizó la primera emisión. Estas especificaciones son revisadas anualmente y modificadas de acuerdo a las necesidades de la industria.

La selección del tipo de cemento utilizado para llevar a cabo la operación de taponamiento del pozo depende principalmente de los siguientes factores:

- Presión en el lugar que se desea colocar el tapón de cemento.
- Temperatura en el lugar que se desea colocar el tapón de cemento.
- Tiempo de fraguado del cemento.
- Duración del cemento.
- Costo del cemento.

En las operaciones de abandono de pozos de petróleo usualmente se utilizan cementos API clasificados con las letras A, B, C, G y H. A continuación se hace una breve descripción por tipo de cemento.

Clase A: Se utiliza desde superficie hasta una profundidad de 6.000 pies, cuando propiedades especiales no son requeridas. Disponibles solo en tipo ordinario.

Clase B: Se utiliza desde superficie hasta 6,000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren resistencia moderada a los sulfatos. Disponible en dos tipos, media y alta resistencia a los sulfatos.

Clase C: Se usa desde superficie hasta 6,000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren alta fuerza compresiva en poco tiempo. Disponible en tres tipos: ordinaria, media y alta resistencia a los sulfatos.

Clase D: Se utiliza para profundidades de 6,000 a 10,000 pies, bajo condiciones de temperaturas y presiones moderadamente altas. Disponible en dos tipos media y alta resistencia a los sulfatos.

Clase G: Usado para profundidades desde superficie a 8,000 pies. Puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozo y temperaturas. Este tipo de cemento solo permite adiciones de sulfato de calcio, agua o ambas. Disponible en dos tipos, media y alta resistencia a los sulfatos.

Clase H: Se utiliza para profundidades que van desde superficie hasta los 8,000 pies y puede ser usado con aceleradores y retardantes para poder cubrir un rango amplio de profundidades y temperaturas. Este tipo de cemento solo permite adiciones de sulfato de calcio, agua o ambas. Disponible en dos tipos, media y alta resistencia a los sulfatos. La tabla 4.1, lista las clases API de cementos e indica las profundidades a la cual debe ser aplicado.

Tabla 4. Características de los cementos API

CARACTERÍSTICAS DE CEMENTOS API				
API	MEZCLA DE AGUA	DENSIDAD LECHADA	PROF. POZO	TEMP. ESTÁTICA
Clasificación	(gal/saco)	(lbm/gal)	(ft)	(°F)
A	5,5	15,6	0 - 6,000	80 - 170
B	5,2	15,6	0 - 6,000	80 - 170
C	6,3	14,8	0 - 6,000	80 - 170
D	4,3	16,4	6,000 - 12,000	170 - 260
G	5	15,8	0 - 8,000	80 - 200
H	4,3	16,4	0 - 8,000	80 - 200

Fuente: Manual de cementación Halliburton Company

Para la mayoría de las operaciones de asentamiento de tapones de cemento, se utilizan los cementos tipo A, G o H, debido a que estos son fabricados para condiciones presentes a profundidades de 6,000 pies; donde las temperaturas estáticas del pozo no exceden los 170 °F. Para pozos más profundos, los cementos clase G o H pueden ser adecuados según las características requeridas.

4.3 ADITIVOS PARA CEMENTO ¹⁴.

Al momento de utilizar cualquier clase de cemento tipo API, para asentar tapones de cemento en operaciones de abandono de pozos de petróleo se presentan algunos cambios en las propiedades de la lechada de cemento dependiendo de las condiciones de presión y temperatura. Estas variaciones se pueden controlar por medio de la implementación de aditivos químicos para cemento, los cuales bajo cantidades apropiadas alteran las propiedades de densidad, peso, volumen y tiempo de fraguado de la lechada; con el fin de obtener una mejor adherencia entre el cemento el casing y la formación.

¹⁴ SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. Well Cementing, 300 Schlumberger Drive, Sugar Land Texas, 1990.

Existen múltiples clases de aditivos, pero para el caso de operaciones de tapones de cemento para abandono de pozos de petróleo resaltan en importancia los aditivos aceleradores y retardantes, los cuales alteran significativamente el tiempo de fraguado de la lechada, dependiendo de las condiciones de temperatura y profundidad de los pozos de petróleo que se pretendan abandonar.

4.3.1 Aceleradores

Los aceleradores son químicos, los cuales reducen el tiempo de fraguado de la lechada e incrementan la tasa de aumento a la compresión; hay varios acelerantes en la industria entre ellos se destacan los cloruros, no obstante esta acción aceleradora también se logran utilizando otras sales incluidos los carbonatos, silicatos (especialmente el silicato de sodio), aluminatos, nitratos, sulfatos, bases alcalinas como el sodio, potasio e hidróxido de amonio.

El cloruro de calcio es el más eficiente y económico acelerador, el cual es normalmente agregado en concentraciones entre un 2% a 4% en porcentaje en peso de cemento. A continuación se muestra la variación del tiempo de fraguado de la lechada de acuerdo a la cantidad de cloruro de sodio agregado.

Tabla 5. Variación del tiempo de fraguado de acuerdo a la cantidad de CaCl_2

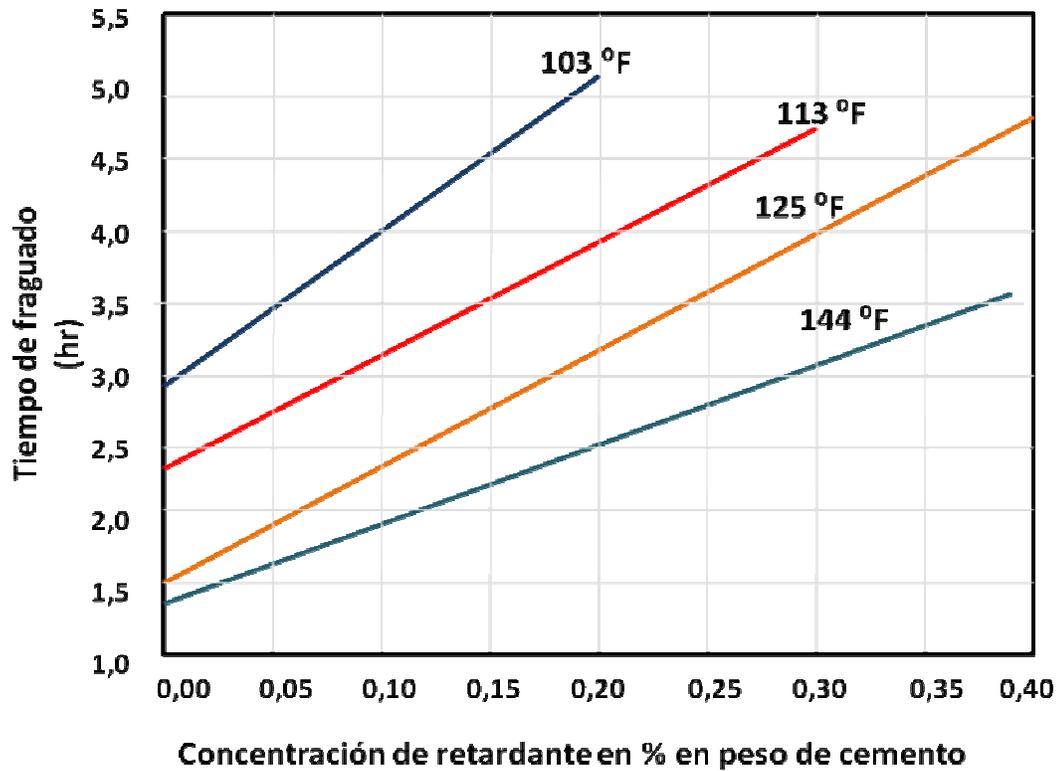
variacion del tiempo de fraguado de acuerdo a la cantidad de cloruro de calcio agregado (CaCl_2)			
el tiempo esta dado en horas: minutos			
CaCl₂ (% en peso)	91 °F	103 °F	113 °F
0	04:00	03:30	02:32
2	01:17	01:11	01:01
4	01:15	01:02	00:59

Fuente: SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. Well Cementing.

4.3.2 Retardantes

Son químicos que aumentan el tiempo de fraguado de la lechada de cemento, al igual que los aceleradores, este tipo de aditivo altera las características de la lechada dependiendo del tipo de cemento API seleccionado y las propiedades de presión y temperatura en el lugar donde se va a verter la lechada. Los aditivos retardantes mas utilizados son el sodio y sales acidas de lignosulfonatos, los cuales son polímeros obtenidos de las cortezas de algunos arboles. Estos aditivos son generalmente agregados en un rango de concentraciones de 0,1% a 1,5% en porcentaje en peso de cemento, dependiendo del contenido de carbohidratos y propiedades químicas del cemento, estos son efectivos en un rango de temperaturas que van desde la temperatura ambiente hasta los 600°F.

Grafica. Tiempo de fraguado .VS. Concentración de retardante



Fuente: SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. Well Cementing.

4.4 PROCEDIMIENTOS DE ABANDONO DE POZOS DE PETRÓLEO.

El procedimiento contiene las pautas, recomendaciones y requisitos a tener en cuenta para realizar satisfactoriamente una operación de abandono y cierre de pozos de petróleo, desde el momento que la compañía le hace entrega de los pozos al contratista, hasta el retiro total de los equipos utilizados y entrega de los pozos una vez culminada la operación. Incluyendo las normas de seguridad industrial y requisitos ambientales necesarios de acuerdo a la legislación actual.

Hasta el año 2007 en Colombia se implementaban dos procedimientos básicos para realizar operaciones de abandono de pozos de petróleo, estos se definían como método convencional y no convencional. Estos métodos se regían bajo las mismas reglas de seguridad industrial y requisitos ambientales, la diferencia radicaba en los equipos utilizados para realizar las operaciones de asentamiento de tapones de cemento. El método no convencional se caracterizaba por la utilización de un equipo “winche” con el cual se sacaban las varillas de los pozos y así dejarlo listo para la operación de asentamiento de los tapones de cemento. Este procedimiento se realizaba mezclando cemento y grava, esta mezcla era empacada en bolsas plásticas y seguidamente se dejaban caer en el pozo; el número de bolsas dependía del tamaño del tapón deseado. Este procedimiento convertía el abandono de pozos de petróleo en una operación muy económica, pero al mismo tiempo la calidad de los tapones era muy pobre y estos no proporcionaban un sellado adecuado a largo plazo, por lo cual este método quedó abolido y únicamente se dejó como método aprobado el convencional, el cual utiliza un equipo especial de cementación para realizar las operaciones de asentamiento de tapones de cemento.

4.4.1 Procedimiento convencional para abandono de pozos de petróleo.

El método convencional se caracteriza por la utilización de un equipo especial de cementación para el asentamiento de los respectivos tapones de cemento, y el método a utilizar para dicho procedimiento se deja a libre opción del encargado de la operación.

Para la descripción del siguiente procedimiento se presentarán dos palabras claves, las cuales son usadas comúnmente en la industria para el contrato y la ejecución de obras, estas son:

Interventoría: la universidad industrial de Santander es actualmente administra el campo colorado, lo cual hace que esta nombre un representante (interventor), para que fiscalice las operaciones de abandono a realizar, así que el término interventoría se refiere a la universidad en calidad de responsable por el campo.

Contratista: se refiere a contratista a la compañía que sea contratada para efectuar las obras y operaciones necesarias para abandonar los campos de petróleo a satisfacción de las normas y leyes vigentes.

4.4.1.1 Preliminares

Rocería: Esta especificación se refiere a la limpieza de las áreas que ocuparán las obras del proyecto, las zonas o fajas laterales reservadas para la vía y otras relacionadas con el proyecto que determine LA INTERVENTORÍA.

El trabajo consiste en la limpieza del terreno y al desmonte necesario, de las áreas cubiertas de rastrojo, bosque-pasto y cultivos; la remoción de tocones y raíces y la demolición o retiro de estructuras, existentes encima del nivel del terreno y que obstaculicen la ejecución de las obras. El trabajo incluye también la disposición o eliminación de los materiales provenientes de las operaciones de desmonte y limpieza.

Los trabajos de desmonte y limpieza deberán efectuarse en todas las zonas o indicadas por el Interventor y de acuerdo con procedimientos aprobados por éste. Los árboles que señale **LA INTERVENTORÍA** se dejarán en pie y se evitará que sean dañados.

Los trabajos se deberán ejecutar de tal modo que no causen daños a estructuras, servicios públicos, cultivos o propiedades cuya destrucción o menoscabo no están previstos en los planos ni sean necesarios para la construcción de las obras. El contratista será responsable por todo perjuicio resultante de contravención a estos preceptos y **LA INTERVENTORÍA** por esta causa podrá ordenar la modificación de procedimientos o la suspensión de los trabajos respectivos.

EL CONTRATISTA deberá incluir todos los costos ocasionados por concepto de materiales, equipo, transporte, salarios de personal, imprevistos y todos los demás costos directos e indirectos que sean necesarios para ejecutar correctamente los trabajos.

4.4.1.2 Ejecución de los trabajos

Con el fin de hacer didáctico y simple la aplicación del procedimiento de abandono de pozos de petróleo, se ha decidido clasificarlo en 5 etapas principales:

1. Cementación sobre perforaciones
2. Prueba hidrostática
3. Tapón de superficie
4. Construcción e instalación del monumento
5. Restauración ambiental de la zona de trabajo

4.4.1.3 Primera etapa: Tapón de fondo

Estando el pozo libre de varillas y tubería, en superficie el contratista debe medir hasta la profundidad donde debe quedar el Tapón, definir el tipo de cemento a utilizar y calcular la cantidad de lechada para el tapón que se requiera, dependiendo de la cantidad de intervalos perforados que se

encuentren en cada pozo; una vez terminada esta operación se dejara fraguar el cemento, y se mide el tope del cemento, este es el establecido por el programa de cementación planeado inicialmente, , el Contratista estará autorizado a continuar con la siguiente etapa (Prueba Hidrostática); en caso de que el tope de cemento este por debajo de la profundidad deseada; el contratista deberá agregar mas cantidad de lechada, se dejara fraguar y se volverá a medir el tope del cemento; esta operación se realizará hasta que la se tenga plena seguridad de estar por encima de las perforaciones y con un tapón no menor a los 30 pies de longitud.

4.4.1.4 Segunda etapa: Prueba hidrostática

El pozo se debe llenar con agua hasta superficie adicionando dos (2) galones de inhibidor de corrosión por pozo; Para el llenado se utilizará un equipo de cementación móvil provisto de bomba(s) triplex y el agua se tomará del sitio donde indique la interventoría de la compañía, con la ayuda de una bomba triplex se debe aplicar una presión de 500 libras, la presión debe mantenerse de 5 a 10 minutos; Si la presión se mantiene el tapón de cemento esta ejerciendo el adecuado sello, si la presión **no** se mantiene, el contratista deberá repetir el procedimiento anterior agregando mas cemento y volviendo a realizar la prueba., terminada esta actividad se procede a esperar el fragüe para realizar una nueva prueba hidrostática, si el pozo mantiene la presión se podrá continuar con la siguiente etapa, de lo contrario se seguirá agregando mezcla de cemento hasta que el pozo mantenga la presión de la prueba hidrostática.

EL CONTRATISTA deberá incluir todos los costos ocasionados por concepto de materiales, equipo, transporte, salarios de personal, imprevistos y todos

los demás costos directos e indirectos que sean necesarios para ejecutar correctamente los trabajos.

4.4.1.5 Bombeo de inhibidor de corrosión

Después de realizado el primer tapón o en su defecto el más profundo, el Contratista preparará una mezcla de inhibidor de corrosión y agua dulce, utilizando dos (2) galones de inhibidor por pozo, esto se hará con el fin de proteger el revestimiento de la corrosión. El tipo de inhibidor a utilizar lo determinará LA INTERVENTORÍA.

4.4.1.6 Tercera etapa: Tapón intermedio:

Una vez aceptado el tapón anterior el Contratista realizara el tapón requerido para aislar zonas acuíferas, repitiendo los pasos para elaborar le tapón de fondo.

4.4.1.7 Cuarta etapa: tapón de superficie

Con el tope del tapón de cemento y la prueba hidrostática aceptada por la interventoría y con el pozo lleno de agua hasta unos 50 pies de la superficie; el contratista debe asentar tapón de cemento de 50 pies de longitud, que de forma tal que se garantice un sellado en superficie.

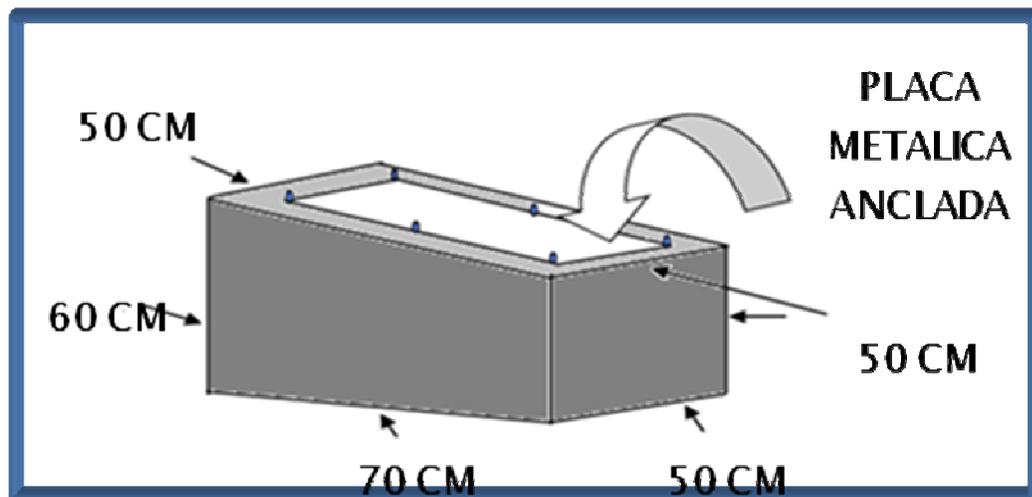
La interventoría será la encargada de aceptar la ejecución del trabajo para proceder a la ejecución de la siguiente etapa.

EL CONTRATISTA deberá incluir todos los costos ocasionados por concepto de materiales, equipo, transporte, salarios de personal, imprevistos y todos

los demás costos directos e indirectos que sean necesarios para ejecutar correctamente los trabajos.

4.4.1.8 Quinta etapa: construcción e instalación del monumento

El contratista deberá construir e instalar el monumento de abandono con su respectiva placa; el monumento debe tener las siguientes especificaciones:



El monumento debe ser construido en concreto simple con resistencia de 2500 psi y fundirse sobre el revestimiento, de tal forma que el concreto quede agarrado a él.

La Placa debe estar hecha de hierro fundido, las letras allí impresas deben ser legibles y resaltadas pintándolas de Negro y Oro, la calidad de la pintura será la indicada por **LA INTERVENTORÍA**. La Placa será anclada al concreto en 6 puntos y tener las siguientes dimensiones:

60 centímetros de ancho X 40 centímetros de alto. Y debe contener la siguiente información:

NOMBRE DE LA COMPAÑIA	
POZO:	XXXX
COORDENADAS N:	XXXX
E:	XXXX
PROFUNDIDAD TOTAL:	XXXXXX pies
FECHA DE PERFORACIÓN:	XXXXXX
FECHA DE ABANDONO:	XXXXXX
PRODUCCIÓN ACUMULADA:	XXXXX
MOTIVO DE ABANDONO:	XXXXXXXXXX

La interventoría será la encargada de aceptar la ejecución del trabajo para proceder a la ejecución de la siguiente etapa.

EL CONTRATISTA deberá incluir todos los costos ocasionados por concepto de materiales, equipo, transporte, salarios de personal, imprevistos y todos los demás costos directos e indirectos que sean necesarios para ejecutar correctamente los trabajos.

4.4.1.9 Sexta etapa: restauración ambiental se la zona de trabajo

Las áreas en las que se han realizado los trabajos de abandono de pozos deben quedar completamente libre de todo tipo de desechos; por lo tanto el contratista deberá retirar las tuberías de superficie, válvulas uniones etc. que pertenecían al pozo abandonado, así mismo el contrapozo deberá ser destruido y sus residuos deberán ser transportados al lugar que indique la interventoría o enterrados dentro de la trampa la cual debe estar libre de lodos y aguas aceitosas, la trampa deberá ser destruida y llenada con tierra. El relleno se realizará por capas de 20 centímetros y se compactará con

pisón hasta lograr una compactación del 90%, se instalaran tantas capas como sean necesarias para rellenar completamente el contrapozo.

El contratista deberá sembrar en el área del plano que contiene el pozo abandonado 5 árboles de mínimo un (1) metro de altura y debe venir en una bolsa (raíz) de mínimo 40 centímetros de diámetro y 30 centímetros de alto, en cualquiera de la(s) siguientes especies maderables: Guarumo, Guayacán, Roble, frijolito, caoba y/o Cedro, con espaciamiento de 4 metros, siguiendo las especificaciones dadas por la interventora de ECOPETROL S.A.

El área en donde el contratista ha trabajado debe quedar libre de cualquier tipo de residuos, y La interventoría será la encargada de aceptar la ejecución de las obras para proceder al recibo a satisfacción del trabajo realizado.

EL CONTRATISTA deberá incluir todos los costos ocasionados por concepto de materiales, equipo, transporte, salarios de personal, imprevistos y todos los demás costos directos e indirectos que sean necesarios para ejecutar correctamente los trabajos.

4.5 REQUISITOS Y NORMAS DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Al momento de realizar cualquier operación de campo en la industria del petróleo es necesario seguir un debido procedimiento de seguridad industrial y medio ambiente, lo cual asegura la integridad física de los profesionales a cargo de la operación así como la conservación y posterior mejoramiento de las zonas verdes cercanas al lugar de la operación.

4.5.1 Materiales

EL CONTRATISTA suministrará todos los materiales necesarios para la realización de los trabajos

EL CONTRATISTA deberá disponer de una bodega en un sitio próximo para el almacenamiento de materiales propios y/o de propiedad de otros. y pondrá en conocimiento de la Interventoría y de las autoridades competentes la localización de este sitio.

EL CONTRATISTA guardará y cuidará en la bodega, el material retirado de los pozos intervenidos durante el programa de abandono.

EL CONTRATISTA entregara un listado proyectado de los materiales necesarios para la ejecución en cada área de la obra.

Los materiales utilizados por **EL CONTRATISTA** deben ser aprobados por **LA INTERVENTORÍA**, previa solicitud, de acuerdo con las normas y especificaciones exigidas. Las normas y especificaciones técnicas se considerarán parte integrante de la presente solicitud de oferta.

4.5.2 Equipos

EL CONTRATISTA deberá poner al servicio de los trabajos los equipos requeridos para la correcta ejecución de sus actividades durante todo el tiempo establecido para su uso.

EL CONTRATISTA debe mantener en buen estado de funcionamiento toda su maquinaria con el fin de evitar escapes de lubricantes o combustibles que

puedan afectar los suelos, cursos de agua, aire, animales y plantas. Todo equipo deberá operarse de tal manera que cause el mínimo daño a los suelos, vegetación y cursos de agua en el sitio de la obra.

EL CONTRATISTA deberá tener obligatoriamente como mínimo, el siguiente equipo disponible en los frentes de trabajo:

- Una camioneta en buen estado mecánico modelo 2000 en adelante.
- Herramientas manuales.
- Equipo de Workover “Frank #”
- Bomba triplex
- Extintor
- Llaves 24, 36 y 48

Los equipos deben contar con el Visto Bueno de **LA INTERVENTORÍA** para iniciar los trabajos.

4.5.3 Personal técnico

EL CONTRATISTA deberá tener disponible, para el desarrollo del contrato en forma permanente, como mínimo:

El personal de trabajo con sus respectivos equipos, herramientas.

Antes de iniciar labores **EL CONTRATISTA**, deberá notificar por escrito a **la dirección del campo** y a las autoridades competentes (Ejército y Policía), el listado de personal a laborar en los frentes de trabajo respectivo.

Es recomendable en pro del buen desarrollo del contrato, que el personal no calificado sea escogido dentro del personal disponible de la región.

4.5.4 Orden y aseo

Durante el desarrollo del contrato, EL CONTRATISTA deberá mantener aseado y ordenado el frente de trabajo. Una vez terminados los trabajos, EL CONTRATISTA deberá recoger todos los materiales sobrantes y desechos, transportándolos y depositándolos en los sitios que indique LA INTERVENTORÍA para tal fin.

EL CONTRATISTA deberá reparar los daños que hayan podido dejar los vehículos y equipos que utilice durante la realización de los trabajos.

4.5.5 Disponibilidad de mano de obra

EL CONTRATISTA deberá tener disponible, para el desarrollo del contrato en forma permanente, como mínimo 2 cuadrillas compuestas por:

El personal contratado por el contratista debe tener como mínimo un Supervisor con experiencia en workover de pozos y 4 personas que se encargarán de realizar los trabajos no calificados.

Antes de iniciar labores **EL CONTRATISTA**, deberá notificar por escrito a la dirección del Campo Colorado y a las autoridades competentes (Ejército y Policía), el listado de personal a laborar en los frentes de trabajo respectivo.

El personal no calificado para las labores que requiera este contrato, preferiblemente debe ser de la región.

4.5.6 Medidas de seguridad industrial

EL CONTRATISTA debe tener en cuenta en el desarrollo de las actividades incluidas en el alcance de esta contratación, como también incluirla dentro de las especificaciones que realice, los siguientes aspectos de seguridad industrial.

EL CONTRATISTA debe cumplir en todo momento con las normas consignadas en el Manual de Seguridad Industrial. Asimismo, tomará las precauciones necesarias para la seguridad de las instalaciones, de terceros y del personal empleado en la ejecución de la obra, observando todas las normas que a este respecto tengan las entidades oficiales y los códigos correspondientes.

EL CONTRATISTA está obligado a suministrar a todo su personal los mismos implementos de seguridad a sus trabajadores. LA INTERVENTORÍA podrá retirar del sitio de la obra al operario que no porte sus implementos de seguridad durante el trabajo. Como mínimo EL CONTRATISTA suministrará a sus trabajadores cascos, monógafas, guantes gruesos para el manejo de materiales con filos cortantes y botas de caucho tipo pantanera con puntera de seguridad necesaria para el desarrollo de las labores en zonas pantanosas.

EL CONTRATISTA tomará las medidas necesarias para evitar los accidentes que pueda sufrir su personal, los Interventores, visitantes autorizados, o que afecten equipos, instalaciones de ECOPEPETROL S.A. o de terceros. Cualquier indemnización por este concepto estará a cargo de EL CONTRATISTA.

EL CONTRATISTA se comprometerá a realizar una charla sobre seguridad en el trabajo, la cual se hará en el sitio de los trabajos antes de iniciar cada jornada laboral y labor especializada, será dirigida por EL CONTRATISTA y

asistirá todo el personal que labore dejando constancia firmada de su asistencia. EL CONTRATISTA elaborará y presentará un panorama de riesgos, indicando el análisis de los posibles riesgos físicos, eléctricos, mecánicos, biológicos y psicosociales; las medidas preventivas que se deben tomar y elementos de seguridad que se deben usar. LA INTERVENTORÍA participará en forma activa en la charla y solicitará al CONTRATISTA constancia escrita de estas actividades, cada vez que se realicen. Semanalmente el CONTRATISTA deber entregar un informe a la INTERVENTORIA de los días laborados, acumulado de días laborados, numero de horas hombre por día y acumulados, días sin accidentes, accidentes, numero de días perdidos por accidentes, índice de frecuencia, índice de severidad, además de los temas tratados a diario en las charlas de seguridad.

4.5.7 Riesgos previsibles

- Presencia de productos combustibles que pueden generar incendio, explosión, asfixia y/o intoxicación.
- Deshidratación provocada por el calor y el sol.
- Accidentes cuando se movilice en vehículos.
- Lesiones ocasionadas por caídas o resbalones.
- Golpes en la cabeza y otras partes del cuerpo.
- Lesiones en los ojos por efectos de material particulado (arena, cemento).
- Caídas de altura.

4.5.8 Medidas de prevención

- Diligenciar los permisos respectivos antes de iniciar labores.
- No fumar ni utilizar fósforos o encendedores en el sitio de trabajo y sus alrededores.
- Revisar cuidadosamente las herramientas de trabajo.
- Dotar al personal de elementos de seguridad.
- Usar herramienta adecuada y en buen estado.
- Coordinar procedimientos de cada labor a realizar, dando alto grado de importancia a la seguridad personal, instalaciones y equipos.
- Emplear personal con experiencia adecuada.
- Leer y acatar las normas sobre Seguridad Industrial, la movilización del personal y uso de equipos.
- Mantener aseado los sitios de trabajo.
- Colocar señales preventivas.
- Solicitar pruebas de trabajos en caliente, cuando así lo requiera.
- Mantener distancias adecuadas entre trabajadores, cuando laboren en excavaciones.
- Charla de seguridad semanal con presencia de INTERVENTORÍA.
- Inspecciones semanales.
- Los elementos de protección personal deben ser aprobados por la INTERVENTORÍA.

4.5.9 Elementos de seguridad

- Overol, casco, botas con punteras de acero, guantes, monógafas, protectores auditivos.
- Botiquín de primeros auxilios.
- Un extintor de 20 libras por cada frente de trabajo.

- Avisos de información sobre peligros a peatones.
- Cinturones de seguridad.

LA INTERVENTORÍA autorizará la iniciación de las labores después de emitir el permiso escrito para trabajos en caliente, cuando esta se requiera. La dirección del campo reserva el derecho de suspender el trabajo cuando las condiciones lo hagan necesario. Además cuando sea necesario se realizará prueba de gas antes de iniciar trabajo con herramientas que generen chispa o utilicen llama.

EL CONTRATISTA se compromete a tener un vehículo, en buenas condiciones mecánicas, en el sitio de trabajo en forma permanente, como medida preventiva, en el evento de ocurrir algún accidente, con el objeto de que se pueda facilitar en forma inmediata la ayuda de transporte necesaria. Así mismo, deberá disponer de un botiquín de primeros auxilios y dos extintores de incendios de polvo químico seco de 20 libras de capacidad, en buenas condiciones de funcionamiento, en cada frente de trabajo.

No se podrá transportar pasajeros y carga simultáneamente en el mismo vehículo.

4.5.10 Protección del medio ambiente

EL CONTRATISTA debe informar en el menor tiempo posible a la Dirección del Campo las fugas, espesores críticos, derrumbes, derrames de crudo y cualquier otra condición insegura que pueda poner en peligro la integridad de los trabajadores, población y el medio ambiente.

EL CONTRATISTA debe tener comunicación diaria con LA INTERVENTORÍA. Para la ejecución de los trabajos con el fin de conocer las actividades que se están realizando en la jornada laboral.

EL CONTRATISTA será el único responsable por los daños y perjuicios que se generen. El INTERVENTOR podrá suspender los trabajos objeto del contrato, hasta tanto no corrija los daños causados por la contaminación, sin que esto implique mayores costos para la Dirección del Campo. Ni prórrogas en los plazos inicialmente pactados. EL CONTRATISTA se hará responsable de los daños o perjuicios que sus empleados causen en los sitios o propiedades ajenas.

EL CONTRATISTA deberá proteger el aire, el suelo, la vida animal y vegetal de cualquier efecto adverso que pueda surgir de las labores objeto del contrato. Evitará igualmente, cualquier molestia que dichas labores puedan ocasionar a la comunidad.

EL CONTRATISTA declara que conoce la legislación laboral colombiana sobre protección a la salud humana, a los recursos naturales y al medio ambiente y se obliga a cumplirla, en especial el decreto 22811 de 1974, la Ley 9ª de 1979, el decreto 03 de 1984, el decreto 2104 de 1983, el decreto 614 de 1984, el decreto 1594 de 1984, la resolución 02309 de 1986 del Ministerio de Salud y demás normas concordantes y complementarias.

Cuando se presenten contravenciones o acciones de personas, que trabajen en el desarrollo de los trabajos y que originen daño ambiental, será responsabilidad del CONTRATISTA efectuar la acción correctiva apropiada a su costa. EL CONTRATISTA se responsabilizará ante La dirección del campo del pago de sanciones decretadas por el Gobierno por violación de

las leyes y disposiciones ambientales durante el periodo de ejecución del contrato.

Los daños a terceros causados por el incumplimiento de las normas son responsabilidad del CONTRATISTA, quién deberá remediarlos a su costa. Las cercas que sean dañadas durante la ejecución de la obra deben ser reparadas por EL CONTRATISTA, a satisfacción de LA INTERVENTORÍA.

El equipo móvil, incluyendo maquinaria pesada, deberá operarse de tal manera que no cause deterioro a los suelos, vegetación y cursos de agua en los sitios influenciados por los trabajos a desarrollar.

Los desechos sólidos deberán ser dispuestos en un sitio adecuado, indicado y aprobado por LA INTERVENTORÍA y cumpliendo con las normas establecidas por el Ministerio de Salud en el Decreto 2104 de Julio de 1983.

Los aceites, los residuos de limpieza y mantenimiento deberán ser retenidos y tratados conforme a las instrucciones escritas que se impartan y a instrucciones de LA INTERVENTORÍA. En ningún caso podrá tener como receptor final los cursos de agua.

EL CONTRATISTA no podrá recurrir a incinerar contaminaciones de hidrocarburos ni a efectuar quemas forestales, producto de descontaminaciones, de trabajos de rocería, corte de maleza, etc. Si lo hace, responderá por todos los daños ecológicos que estos causen. En caso que se produzcan incendios por falta de prevención de EL CONTRATISTA, este debe indemnizar al propietario de la finca.

EL CONTRATISTA no podrá depositar los desechos aceitosos producto del trabajo en cualquier parte, porque responderá por los daños ecológicos que

estos causen, incluyendo las sanciones impuestas por las autoridades competentes.

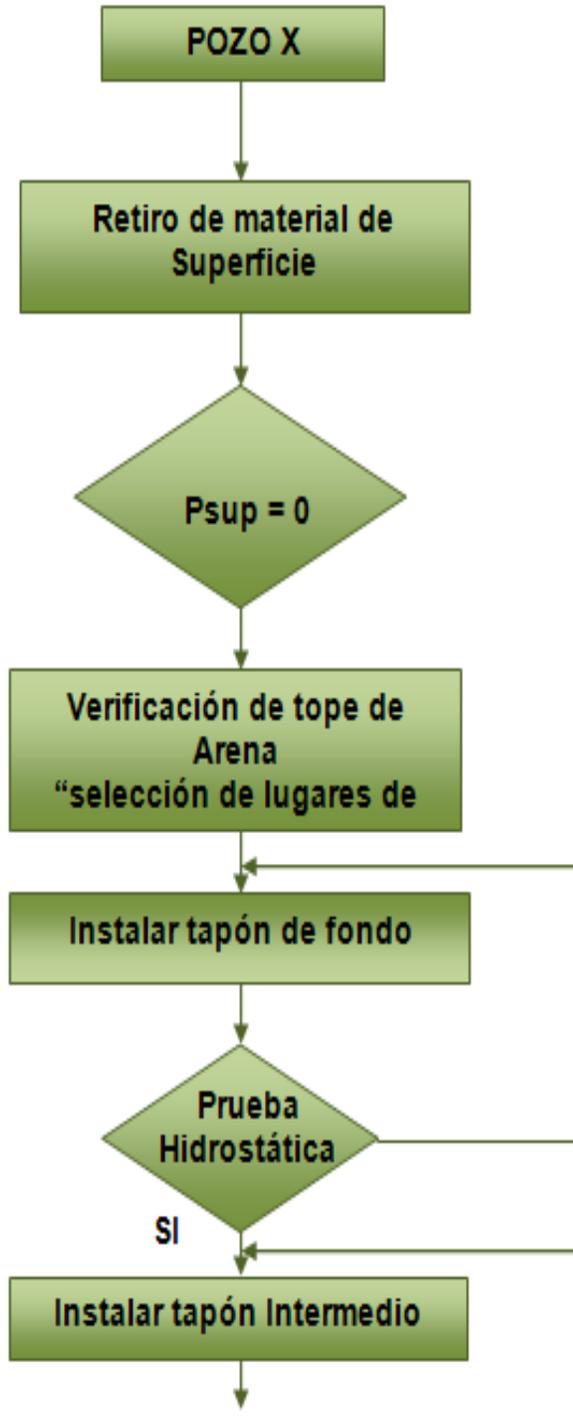
Antes de la entrega de la obra, se hará un recorrido final por los sitios de trabajo, a la cual debe asistir EL CONTRATISTA, o su representante legal autorizado en compañía de LA INTERVENTORÍA. Todas las imperfecciones encontradas en este recorrido serán corregidas por EL CONTRATISTA a satisfacción de LA INTERVENTORÍA.

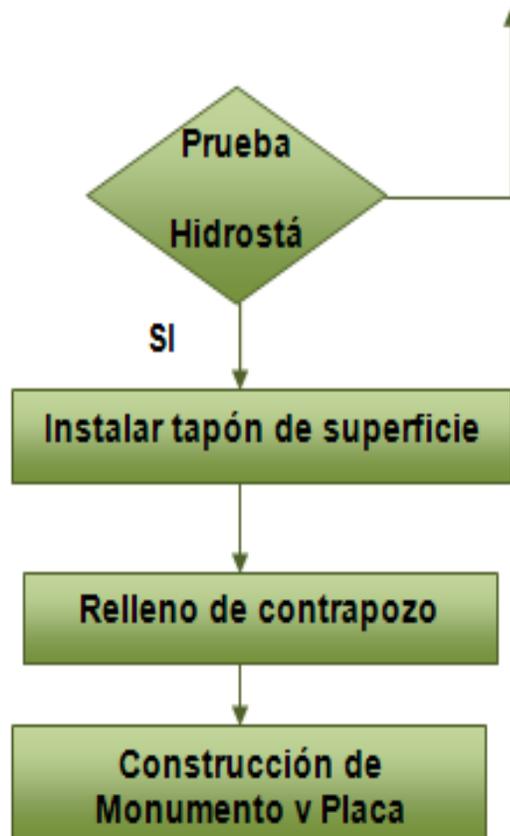
Una vez terminada la obra, EL CONTRATISTA deberá limpiar el área adyacente que utilizó durante la ejecución del trabajo, recoger los materiales y escombros que llegasen a sobrar, transportarlos y depositarlos en el sitio que indique LA INTERVENTORÍA.

EL CONTRATISTA informará a LA COMPAÑIA sobre los siguientes aspectos:

- Medidas tomadas para evitar la contaminación o el daño al medio ambiente.
- Tipos y volúmenes de sustancias químicas utilizadas en desarrollo de sus labores.
- Accidentes con daños o contaminación de medio ambiente que llegare a registrarse durante la ejecución de las labores.
- Se deben dejar limpias las zonas aledañas a la zona de trabajo, los prados y/o zonas verdes que se vean afectadas durante la ejecución de estos trabajos

4.6 FLUJOGRAMA ABANDONO DE POZOS MÉTODO CONVENCIONAL





Fuente: Diseño por los autores de la tesis.

4.7 NUEVAS TECNOLOGÍAS

4.7.1 Jet Grouting para abandono de pozos de petróleo

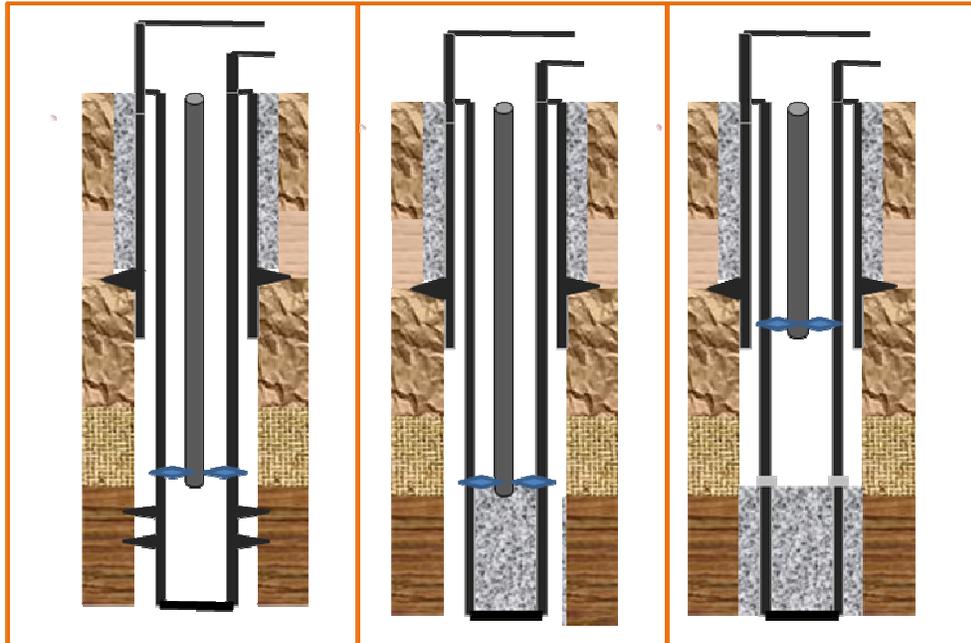
Cuando los pozos de petróleo presentan una buena cementación primaria entre el casing y el anular en el lugar donde se desea asentar el tapón de cemento de abandono, es suficiente con situarlo en el interior del casing, logrando así un buen sellado. Esta situación ideal para las operaciones de abandono, no se presenta en todos los pozos, algunos no poseen el anular cementado, lo cual hace que situar un tapón de cemento solo en el interior del casing sea inútil; en este caso se procede a realizar un tapón de cemento tanto en el casing como en el anular, por medio de la herramienta llamada Jet Grouting.

Este método es usado frecuentemente en casing que han sufrido daños por colapso, o en casing que han sido removidos o recuperado parte de ellos. El procedimiento se lleva a cabo por medio de una herramienta que es bajada hasta la zona de interés con la función de cortar el casing, para así dar paso a la lechada de cemento que tiene que quedar situada en el anular, una vez realizado el conducto para el ingreso de la lechada, se baja la herramienta encargada de la distribución de la lechada entre el interior del casing, la cual requiere de poca presión de inyección para formar un tapón de cemento de calidad.

La mayor ventaja de esta técnica es la excelente unión entre el cemento, la formación y el casing, provocando así un mejor sellado y aislamiento, controlando efectivamente la migración de fluidos.¹⁵

¹⁵ HANDBOOK ON WELL PLUGGING AND ABANDONMENT, university of Texas at Austin, 1991.

Figura 13. Tecnología Jet Grouting



Fuente: HANDBOOK ON WELL PLUGGING AND ABANDONMENT.

4.7.2 Material alternativo para tapones utilizados en abandono de pozos de petróleo

Según investigaciones y nuevos estudios publicados el material ideal para reemplazar los tapones de cemento realizados para las operaciones de abandono de pozos de petróleo es la *bentonita de sodio comprimida*, la cual posee gran facilidad de moldeamiento y una densidad específica mayor a 2. Este material debido a sus propiedades puede llegar hasta la profundidad de asentamiento deseada, pasando a través del aceite y del agua, sin sufrir alteraciones en su composición, debido a su densidad e impermeabilidad, adicionalmente las características de hidratación y su comportamiento plástico se puede amoldar a la forma del casing y sus propiedades no van a variar con los cambios de presión y temperatura.

Las pruebas de laboratorio realizadas a este material bajo condiciones variables de presión temperatura y ambientes en presencia de gases dulces y ácidos proporcionando excelentes respuestas y alteraciones pequeñas en su composición. La bentonita comercial es una mezcla de sodio y bentonita de calcio (montmorillonita); este nombre de bentonita de sodio se le da a las arcillas que contienen al redero del 90% de sodio, uno de los diversos materiales encontrados dentro del grupo de la esméctica, los cuales exhiben cierta tendencia a hincharse.

La siguiente tabla muestra una comparación de las propiedades del cemento común y la bentonita de sodio.¹⁶

Tabla 6. Propiedades del cemento común y la bentonita de sodio

	CEMENTO	BENTONITA DE SODIO
Composición Química	65% CaO 22% SiO ₂ 13% otros	63% SiO ₂ 21% Al ₂ O ₃ 16% otros
Propiedades físicas		
Gravedad específica	3,14 – 3,16	2,5 – 2,8
Área superficial (cm ² /g)	2500 – 4000	80000
Densidad (g/cm ³)	1,506	2,05 – 2,2 (1,75 cuando esta hidratado)
Permeabilidad (md)	10 ⁻⁵ – 10 ⁻³	10 ⁻² – 10 ⁻⁷
Expansión (%)	0,05 – 0,30	10 a 25 veces
Propiedades mecánicas		
Presión de expansión (psi)	0	1450 - 2900
Esfuerzo compresivo (psi)	500 – 4000	174 – 369

Fuente: SPE, Paper 66496.

¹⁶ John Englehardt, Chevron Environmental Management Company, New Abandonment Technology New Materials and Placement Techniques. Paper SPE 66496, 2001.

4.7.3 Nuevos aditivos

El artículo presentado por el instituto para el desarrollo del petróleo de Oman`s, se ha centrado en la investigación de nuevas tecnología aplicadas a el mejoramiento de las prácticas de abandono de pozos de petróleo, con el fin de encontrar un balance entre la reducción del impacto ambiental y la inversión económica que conlleva dicha operación. Esto ha sido posible mediante la realización de pruebas en pozos pilotos, utilizando nuevas combinaciones de cemento y haciendo algunos cambios a las técnicas de asentamiento de tapones convencionales, llegando así a obtener una mejor calidad y durabilidad del aislamiento.

Este instituto ha desarrollado un aditivo con propiedades flexibles y expandibles, el cual se utiliza con mayor eficiencia cuando es aplicado por medio de una unidad de Coiled Tubing, la cual reduce los costos y el tiempo de operación. Este nuevo sellante posee propiedades elásticas y de expansión y al mismo tiempo disminuye la permeabilidad y compresibilidad de la lechada, las cuales son necesarias para una larga durabilidad del sellado en las zonas que se decidan aislar.

Esta investigación fue iniciada con el fin de mejorar la calidad de los cementos usados comúnmente, ya que estos con el paso del tiempo y en condiciones diversas de presión, temperatura y algunos gases tienden a agrietarse o formar micro poros por donde los fluidos de la formación tienden a migrar, haciendo poco efectivo el tapón de cemento. El objetivo de estos nuevos aditivos es incrementar la elasticidad y el volumen de la lechada del cemento, haciendo que cuando frague posea una mayor resistencia y durabilidad. Estos aditivos son hechos a bases de mezcla de sulfato de sodio, calcio y/o yeso, los cuales se utilizan dependiendo de la cantidad y clase de cemento API seleccionado; este proceso de mejoramiento de las

propiedades suele ocurrir en el punto en el cual la cantidad de esfuerzos son mínimos en los poros o espacios vacíos, en los cuales los aditivos actúan, evitando el agrietamiento.

El nivel de expansión fue probado en pruebas de laboratorio y las especificaciones se encuentran descritas a continuación:¹⁷

Tabla 7. Características de expansión del nuevo material flexible

Densidad de la lechada (ppg)	Porosidad	Aditivo flexible (% volumen de la lechada)	Aditivo expandible (% volumen de la lechada)	Expansión lineal	
				2 semanas	1 mes
15,8	45	37,2	10	0,09	0,1
15,8	45	37,2	15	0,16	0,18
15,8	45	37,2	20	0,25	0,35

Fuente: Paper SPE 89622, 2004

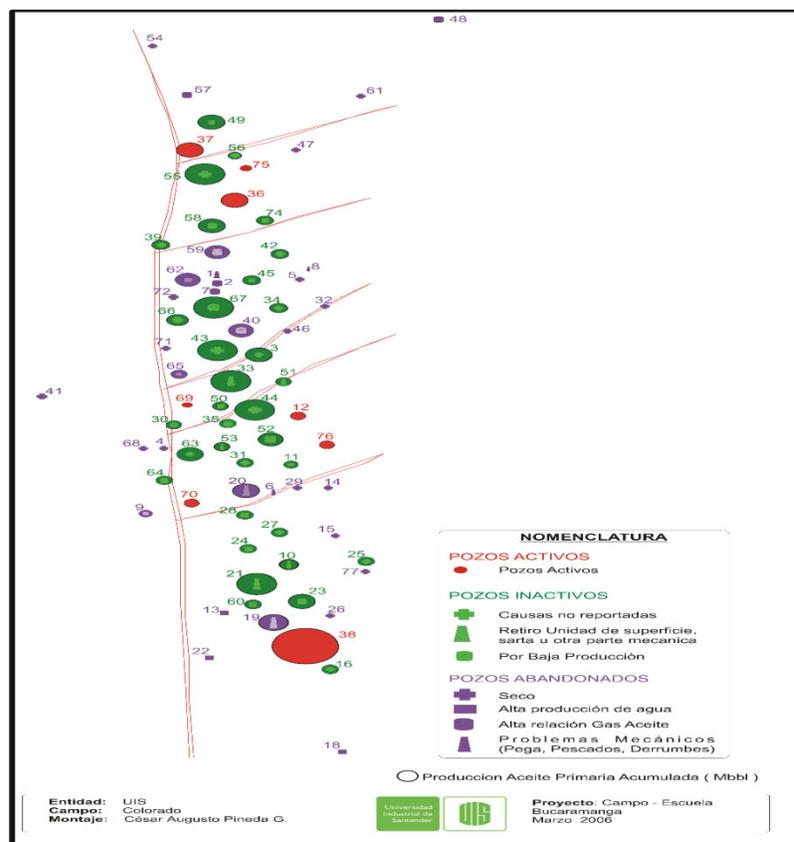
¹⁷ Ian S.Barclay. Petroleum Development Oman. Utilizing Innovate Flexible Sealant Technology in Rigless Plug and Abandonment. Paper SPE 89622, 2004.

5. ANÁLISIS DE POZOS EN EL CAMPO COLORADO

5.1 SELECCIÓN DE POZOS A ABANDONAR

De acuerdo a los reportes históricos de cada uno de los campos, se ha encontrado que gran parte de los pozos del campo colorado fueron abandonados desde los años de 1930, debido a que después de ser cañoneados y analizados el resultado era nulo para la presencia de hidrocarburos, o presentaban una cantidad de agua y gas muy alta en relación al petróleo. A continuación se muestra una relación de los pozos del campo colorado a los cuales se les tiene que aplicar operaciones de abandono.

Figura 14. Ubicación de pozos en el Campo Colorado



Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

Tabla 8. Pozos seleccionados para abandono.

POZO	SIGLA	SUBCATEGORÍA	SÍMBOLO	PROF (ft)
COL – 1	A-PM	PROBLEMAS MECÁNICOS	A-PM	1292
COL – 2	A-RGA	ALTA RELACCIÓN GAS - ACEITE	A-RGA	3640
COL – 4	SECO	SECO	CRUZ	3440
COL – 5	SECO + HWP	SECO	CRUZ	5377
COL – 6	A-PM	PROBLEMAS MACÁNICOS	TRIANGULO	6162
COL – 7	A-RGA	ALTA RELACCIÓN GAS - ACEITE	CILINDRO	4550
COL – 8	A-PM	PROBLEMAS MECÁNICOS	TRIANGULO	5925
COL – 9	A-RGA	ALTA RELACION GAS - ACEITE	CILINDRO	4680
COL – 13	A-HWP	ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	CUADRADO	2701
COL – 14	SECO	SECO	CRUZ	4660
COL – 15	SECO	SECO	CRUZ	4317
COL – 18	A-HWP	ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	CUACRADO	4681
COL – 19	A-PM	PROBLEMAS MECÁNICOS	TRIANGULO	4130
COL – 20	A-PM	PROBLEMAS MECÁNICOS	TRIANGULO	4319
COL – 22	A-HWP	ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	CUADRADO	5000
COL – 26	SECO + HWP	SECO	CRUZ	4550
COL – 29	SECO	SECO	CRUZ	4500
COL – 32	SECO	SECO	CRUZ	6300
COL – 40	A-RGA	ALTA RELACCION GAS - ACEITE	CILINDRO	6223
COL – 41	SECO +HWP	SECO	CRUZ	11482
COL – 46	SECO+HWP	SECO	CRUZ	6106
COL – 47	SECO	SECO	CRUZ	6655
COL – 48	A-RGA	ALTA RELACION GAS - ACEITE	CILINDRO	7039
COL – 54	SECO	SECO	CRUZ	6598
COL – 57	A-RGA+ FPM	ALTA RELACCION GAS - ACEITE	CILINDRO	6118
COL – 59	A- RGA	ALTA RELACCION GAS - ACEITE	CILINDRO	6325
COL – 61	SECO + HWP	SECO	CRUZ	6695
COL – 62	A-HWP+ BP	ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	CUADRADO	5293
COL – 65	A-HWP+ BP	ALTA PRODUCCÓN DE AGUA	CUADRADO	3290
COL – 68	SECO +HWP	SECO	CRUZ	3699
COL – 71	SECO +HWP	SECO	CRUZ	3460
COL – 72	SECO +HWP	SECO	CRUZ	4460
COL – 77	SECO	SECO	CRUZ	5696

Fuente: Estudio realizado por los ingenieros del campo escuela Colorado de acuerdo a archivos históricos del campo.

5.2 CARACTERÍSTICAS Y ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Para realizar un procedimiento óptimo de abandono es necesario conocer los estados mecánicos de los pozos, para así poder tomar decisiones respecto al método y tecnologías utilizadas, estimando las profundidades óptimas de asentamiento de los tapones de cemento reglamentarios para evitar así migración de hidrocarburos a ambientes naturales que pueden ser contaminados o degradados.

A continuación se brinda un esquema detallado del estado actual de cada pozo de petróleo que se desea abandonar, estos esquemas fueron realizados mediante el software OFM "OIL FIELD MANAGER" con la información suministrada de los archivos históricos de perforación, completamiento y producción de los mismos.

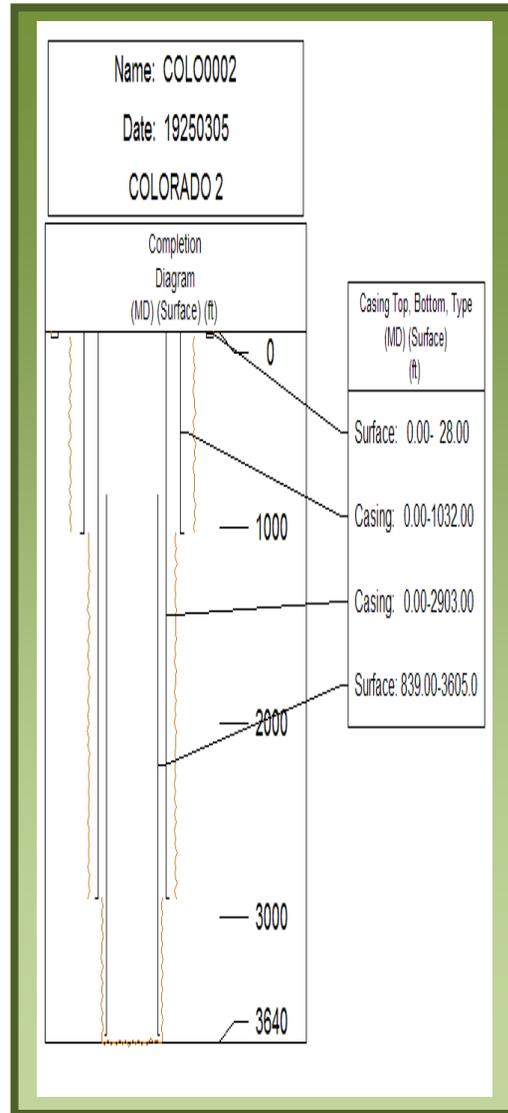
Como anexo se ha agregado información sobre las condiciones del terreno del cabezal del pozo, para estimar las condiciones de acceso y de transporte del equipo necesario para llevar a cabo la operación de abandono.

COLORADO 2

Fotografía del cabezal del pozo



- El pozo no tiene plataforma, se encuentra al costado de la vía, sobre un talud con procesos erosivos.
- El pozo presenta fuga de gas y rastros de hidrocarburo



POZO COLORADO - 2						
Localización		N 1'243.936,38 E 1'038.440,88		Perforado	26/Ene/1.924	
Profundidad total		3.640 pies		Abandonado	05/Mar/1.925	
Taponado		Sin Tapón				
Vía de Acceso		Destapada, en regurar estado				
Casing 1	Top	0	Bottom	28'	OD	24"
Casing 2	Top	0	Bottom	1032'	OD	15 1/2"
Casing 3	Top	0	Bottom	2903'	OD	12 1/2"
Cemento	Top	2150'	Bottom	2903'		
Casing 4	Top	836'	Bottom	3605'	OD	8 1/4"

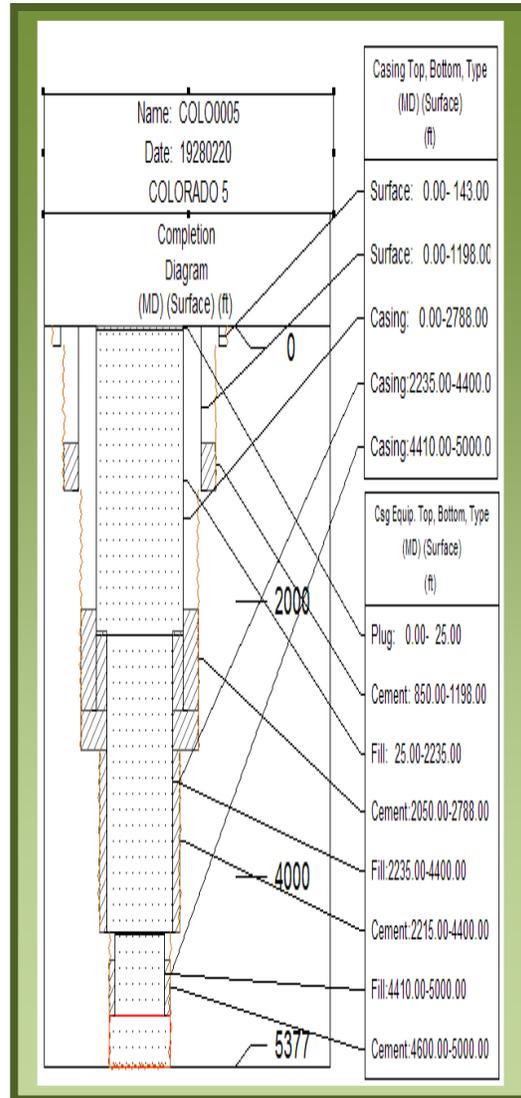
Estado del Pozo : Abandonado por Alta RGA,

COLORADO 5

Fotografía del cabezal del pozo



- Por su localización, en invierno el pozo queda bajo las aguas del río La Llana; según los habitantes de la zona el pozo presenta fugas de hidrocarburo en ciertas épocas del año, aunque en el momento de la visita se encontraba limpia su área esto se confirma al revisar el estado del cabezal.



COLORADO 5

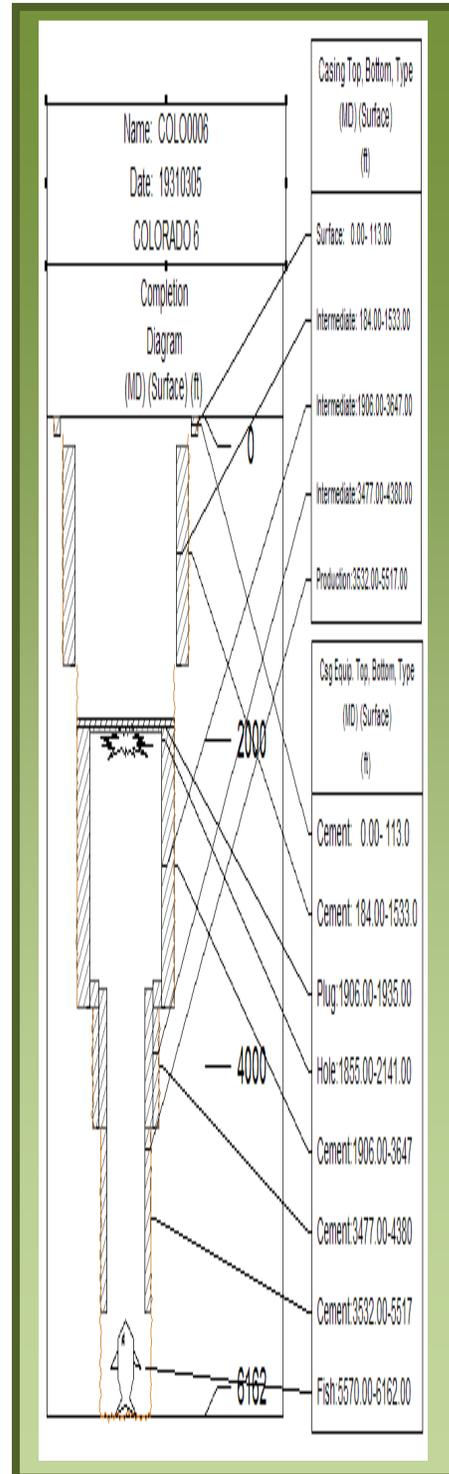
POZO COLORADO - 5						
Localización	N 1'244.009,13 E 1'038.999,75				Perforado	13/Ago/1.925
Profundidad total	5.377 pies				Abandonado	20/Feb/1.928
Taponado a	Superficie					
Via de Acceso	Se debe atravesar el río para llegar al pozo					
Casing 1	Top	0	Bottom	143'	OD	20"
Casing 2	Top	0	Bottom	1198'	OD	15 1/2"
Cemento	Top	850'	Bottom	1198'		
Casing 3	Top	0	Bottom	2788'	OD	11"
Cemento	Top	2050'	Bottom	2788'		
Casing 4	Top	2235'	Bottom	4400'	OD	8 1/4"
Cemento	Top	2215'	Bottom	4400'		
Casing 5	Top	4410'	Bottom	5000'	OD	6 1/4"
Cemento	Top	4600'	Bottom	5000'		
<p>Estado del Pozo : Abandonado Alta Producción de Agua (A-HWP), Se perforo hasta 5377', donde existio fuerte flujo de gas y aceite. Se estimulo por succión recuperando inicialmente aceite y al final agua salada 100 %. Se Sacaron 2235' de revestimiento de 8 1/4" y se decidio abandonar el pozo. Llenando el pozo con lodo y se colocó tapón de 5 Barriles en el tope de revestimiento de 11" y se abandono el pozo.</p>						

COLORADO 6

Fotografía del cabezal del pozo



- El pozo presenta el cabezal incompleto, no se observan rastros de hidrocarburo en su alrededor.



COLORADO 6

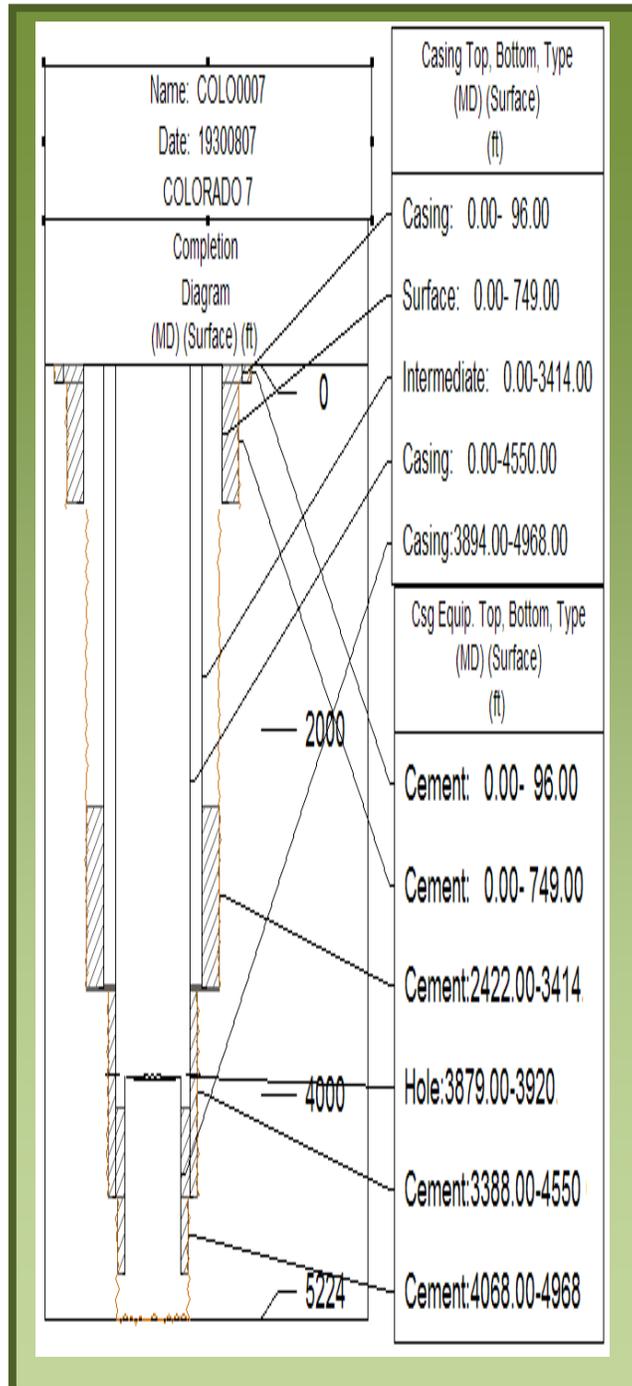
POZO COLORADO - 6						
Localización		N 1'241.593,13 E 1'038.835,13			Perforado	14/Feb/1.928
Profundidad total		6.162 pies			Abandonado	31/Mar/1.931
Taponado a		1868' Tope de cemento				
Via de Acceso		Destapada, en regular estado				
Casing 1	Top	0	Bottom	113'	OD	20"
Cemento	Top	0	Bottom	113'		
Casing 2	Top	184'	Bottom	1531'	OD	15 1/2"
Cemento	Top	1250"	Bottom	1533'		
Casing 3	Top	1906'	Bottom	3647'	OD	11"
Cemento	Top	3000'	Bottom	3647'		
Casing 4	Top	3532'	Bottom	5517'	OD	5 3/4"
<p>Estado del Pozo : Abandonado por problemas mecánicos; A 6162' se pegó la tubería, quedando como pescado barril corazonador y collares de perforación. Se bajó cuchara de desviación, pegándose también. Se bajó tubería de perforación, pegándose y quedando en el pozo como pescado 8 paradas, MILLING y sustituto.</p> <p>Sé encontró tope de cemento a 1868' . Se desvió el pozo desde 1855' hasta 2141' .</p> <p>El pozo fue cerrado temporalmente.</p>						

COLORADO 7

Fotografía del cabezal del pozo



- El pozo no tiene plataforma, la ladera localizada al costado oeste del pozo



COLORADO 7

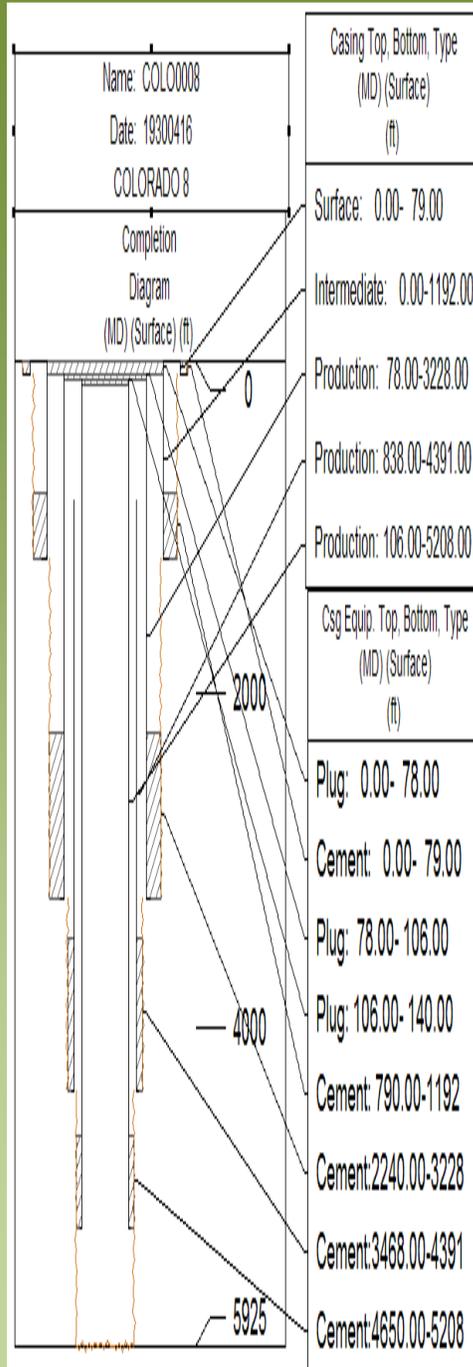
POZO COLORADO - 7						
Localización	N 1'243.842 E 1'038.456,81				Perforado	10/Ago/1.927
Profundidad total	5.224 pies				Abandonado	7/Ago/1.930
Taponado a	Sin tapón					
Via de Acceso	Destapada, en regular estado					
Casing 1	Top	0	Bottom	96'	OD	20"
Cemento	Top	0	Bottom	96'		
Casing 2	Top	0	Bottom	749'	OD	15 1/2"
Cemento	Top	0	Bottom	749'		
Casing 3	Top	0	Bottom	3414'	OD	11"
Cemento	Top	2422'	Bottom	3414'		
Casing 4	Top	0	Bottom	4550'	OD	8 1/4"
Cemento	Top	3388'	Bottom	4550'		
Casing 5	Top	3894'	Bottom	4968'	OD	6 1/4"
<p>Estado del Pozo : Abandonado por Alta Relación Gas Aceite (A-RGA); Posteriormente el pozo fue cerrado y en este estado permaneció hasta septiembre /59, Fecha en la cual se abrió después de acondicionarlo como inyector de gas.</p>						

COLORADO 8

Fotografía del cabezal del Pozo



El pozo no tiene plataforma, se encontraba localizado a la margen derecha del río La Llana, la cual ha sido y esta siendo socavada por el río.



COLORADO 8

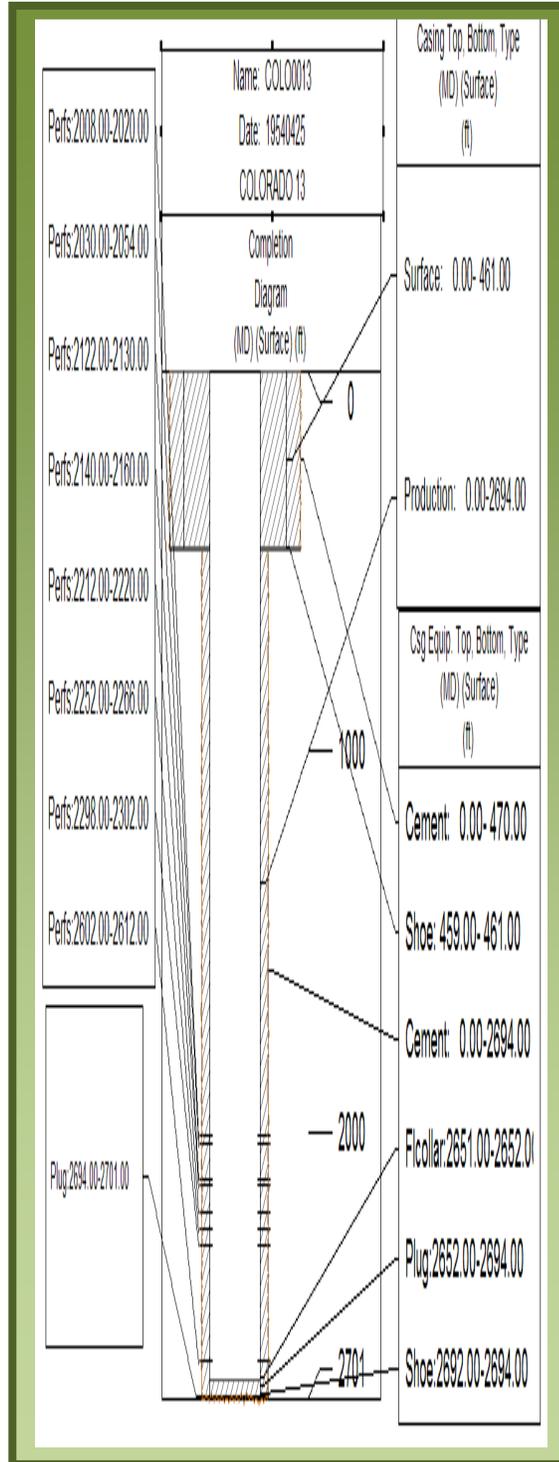
POZO COLORADO - 8						
Localización	N 1'244.148,88 E 1'038.997,81				Perforado	9/Mar/1.928
Profundidad total	5.925 pies				Abandonado	16/Abr/1.930
Taponado a	Superficie					
Via de Acceso	Destapada, en regular estado					
Casing 1	Top	0	Bottom	1192'	OD	15 1/2"
Cemento	Top	790'	Bottom	1922'		
Casing 2	Top	78'	Bottom	3228'	OD	11"
Cemento	Top	2240'	Bottom	3228'		
Casing 3	Top	838'	Bottom	4391'	OD	8 1/4"
Cemento	Top	3468'	Bottom	4391'		
Casing 4	Top	106'	Bottom	4550'	OD	6 1/4"
Cemento	Top	4650'	Bottom	5208'		
Estado del Pozo : Abandonado por problemas mecánicos que obligaron a realizar desviaciones que no fueron exitosas; Se coloco tapón puente en el revestimiento de 15 1/2" a 140' y se bombeó 35 barriles de cemento y se abandono el pozo.						

COLORADO 13

Fotografía del cabezal del pozo



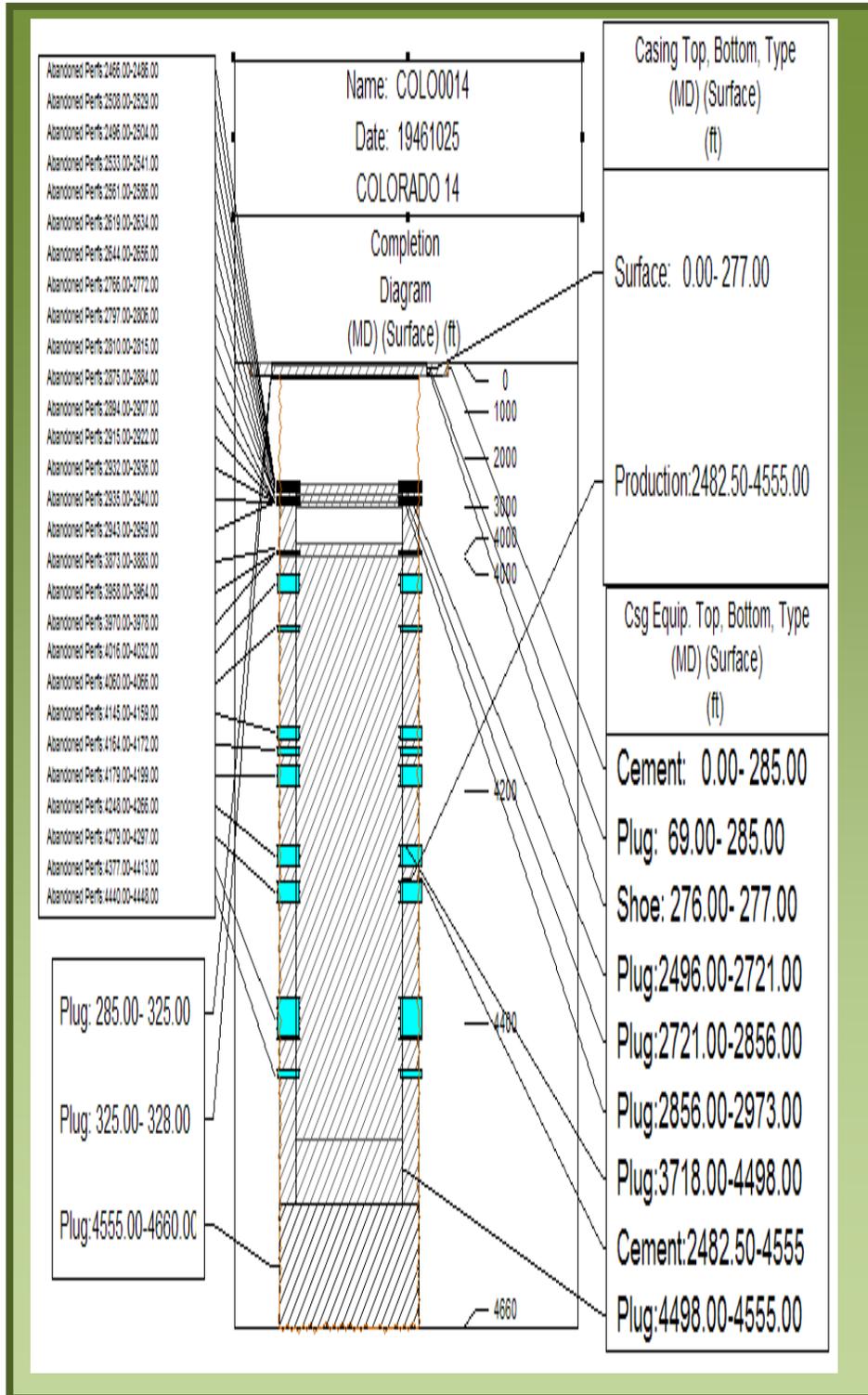
- La plataforma del pozo es un potrero con pasto brachiaria y árboles de moncoro.



COLORADO 13

POZO COLORADO - 13						
Localización		N 1'240.183,13 E 1'038.536,88			Perforado	18/Mar/1.954
Profundidad total		2.701 pies			Abandonado	22/Sep/1.954
Taponado a		Sin tapón				
Vía de Acceso		No tiene, el acceso es a través de potreros y debe realizarse a pie.				
Casing 1	Top	0	Bottom	461'	OD	13 1/2"
Cemento	Top	0	Bottom	470'		
Casing 2	Top	0	Bottom	2694'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	2694'		
Estado del Pozo : Abandonado por Alta Producción de Agua (A-HWP).						
La producción inicial era 50 BPD con 69.2 % agua y RGA de 2382 PC/D, posteriormente se bajó la producción a 10 BPD y 93.6 % agua.Cerrado por HWP.						

COLORADO 14



COLORADO 14

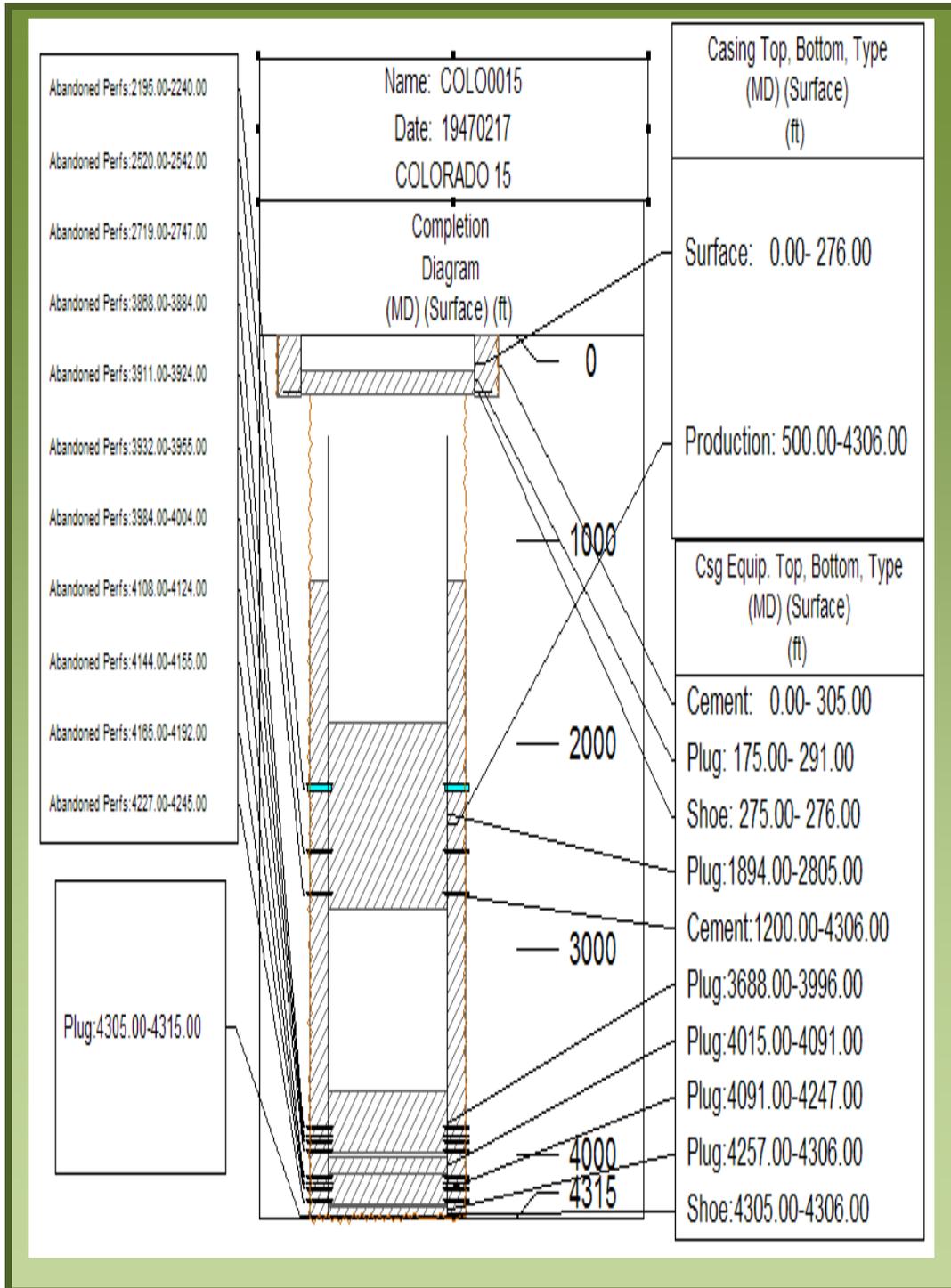
Fotografía del cabezal del pozo



- La plataforma del pozo se utiliza como potrero.

POZO COLORADO - 14						
Localización	N 1'241.632 E 1'039.167				Perforado	17/Jul/1.946
Profundidad total	4.660 pies				Abandonado	25/Oct/1.946
Taponado a	69'					
Via de Acceso	La erosión ha acabado con la vía , se debe caminar para llegar al pozo.					
Casing 1	Top	0	Bottom	277'	OD	9 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	277'		
Casing 2	Top	2482'	Bottom	4555'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	1907'	Bottom	4555'		
Estado del Pozo : Abandonado por Seco;						
Los intervalos cañoneados se aislaron con tapón de cemento entre 4498' y 3718' con 115 sacos, 2973' y 2721' con 60 sacos, 2721' y 2496' 50 sacos, 285' y 69' con 120 sacos y se abandonó el pozo.						

COLORADO 15



COLORADO 15

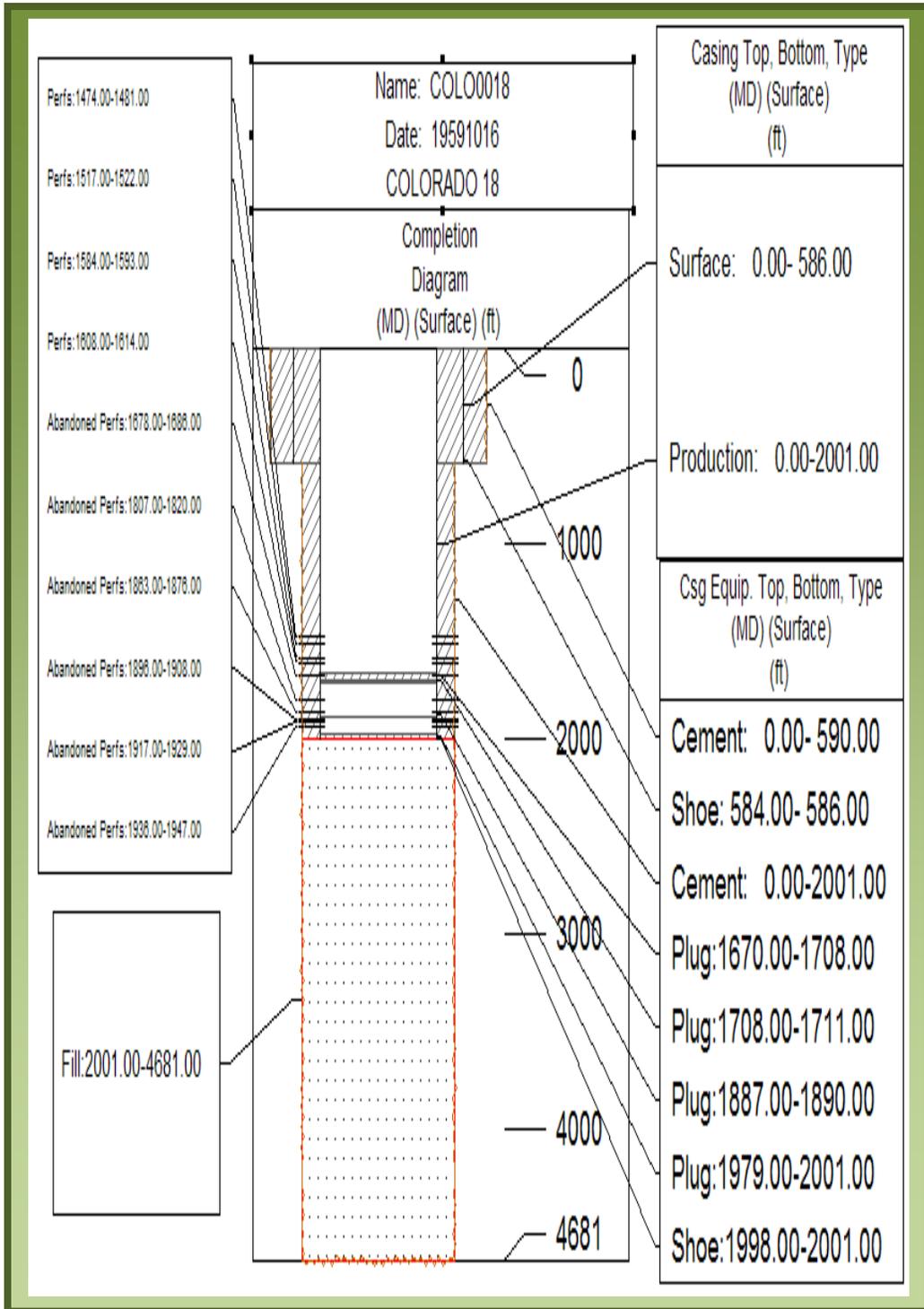
Fotografía del cabezal del pozo



- En la plataforma del pozo se encuentran cultivos de maíz y árboles de moncoro.

POZO COLORADO - 15						
Localización	N 1'241.075 E 1'039.219				Perforado	24/Ago/1.946
Profundidad total	4.315 pies				Abandonado	17/Feb/1.947
Taponado a	175'					
Via de Acceso	El acceso al área del pozo se realiza por un camino de herradura.					
Casing 1	Top	0	Bottom	590'	OD	9 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	276'		
Casing 2	Top	500'	Bottom	4306'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	1410'	Bottom	4306'		
Estado del Pozo : Abandonado por Seco;						
Los intervalos cañoneados se aislaron colocando tapón de cemento entre 4247' y 4015' con 49 sacos, 3996' y 3688' con 50 sacos, 2805' y 1894' con 145 sacos, 291' y 175' con 75 sacos y se abandonó el pozo.						

COLORADO 18



COLORADO 18

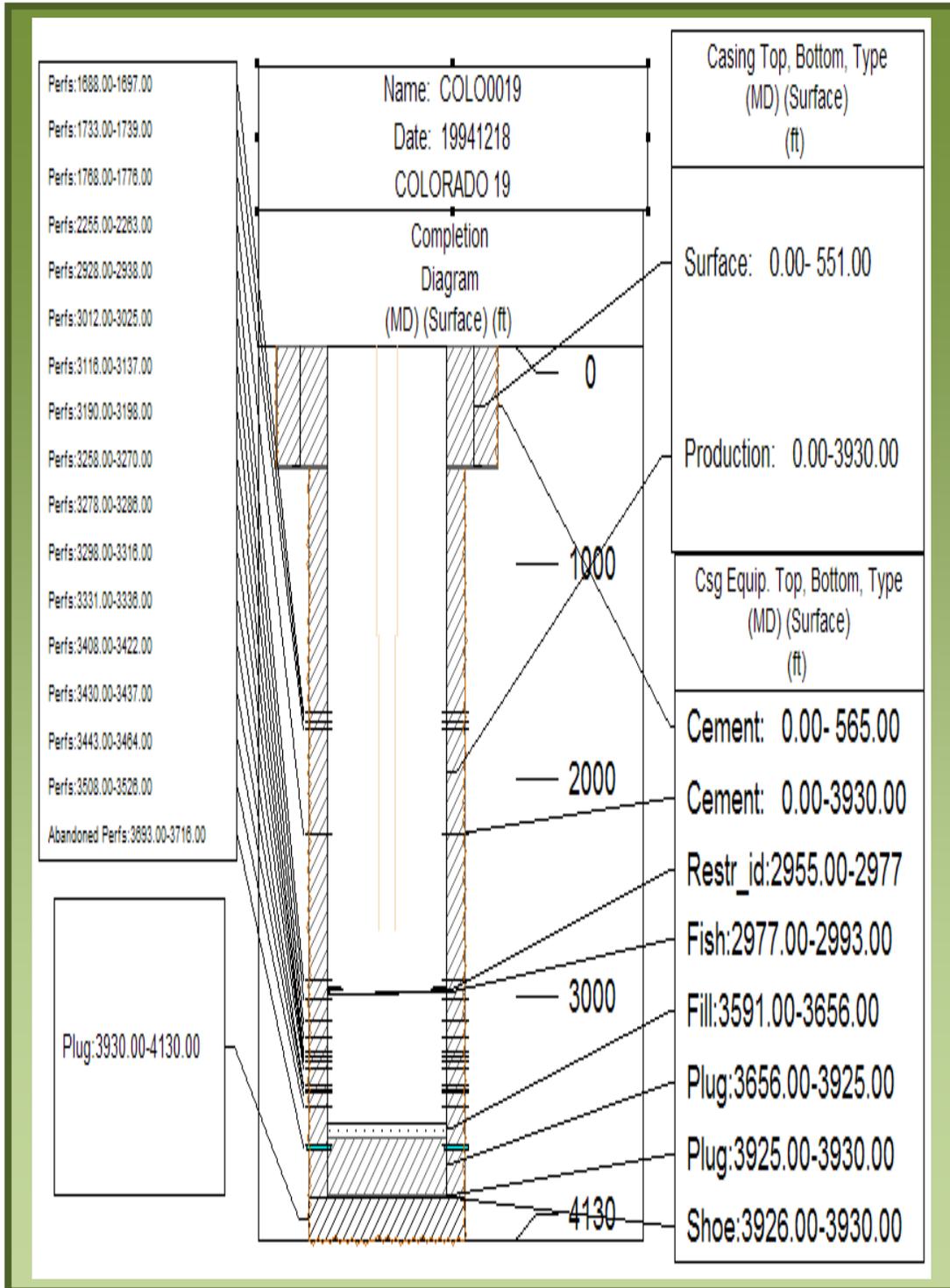
Fotografía del cabezal del pozo



- Potrero con brachiaria y árboles de moncoro, mural, malagano y palmas de iraca.

POZO COLORADO - 18						
Localización		N 1'238.503,88 E 1'039.269,63			Perforado	14/Jun/1.954
Profundidad total		4.681 pies			Abandonado	16/Oct/1.959
Taponado a		1670'				
Via de Acceso		Destapada, en regular estado.				
Casing 1	Top	0	Bottom	590'	OD	13 1/2"
Cemento	Top	0	Bottom	470'		
Casing 2	Top	0	Bottom	2694'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	2694'		
Estado del Pozo : Abandonado por Alta Producción de Agua (A-HWP);						
Los intervalos cañoneados se aislaron con tapón Cavins asentado a 1708' (5 sacos de cemento Nare, tope a 1670')						

COLORADO 19



COLORADO 19

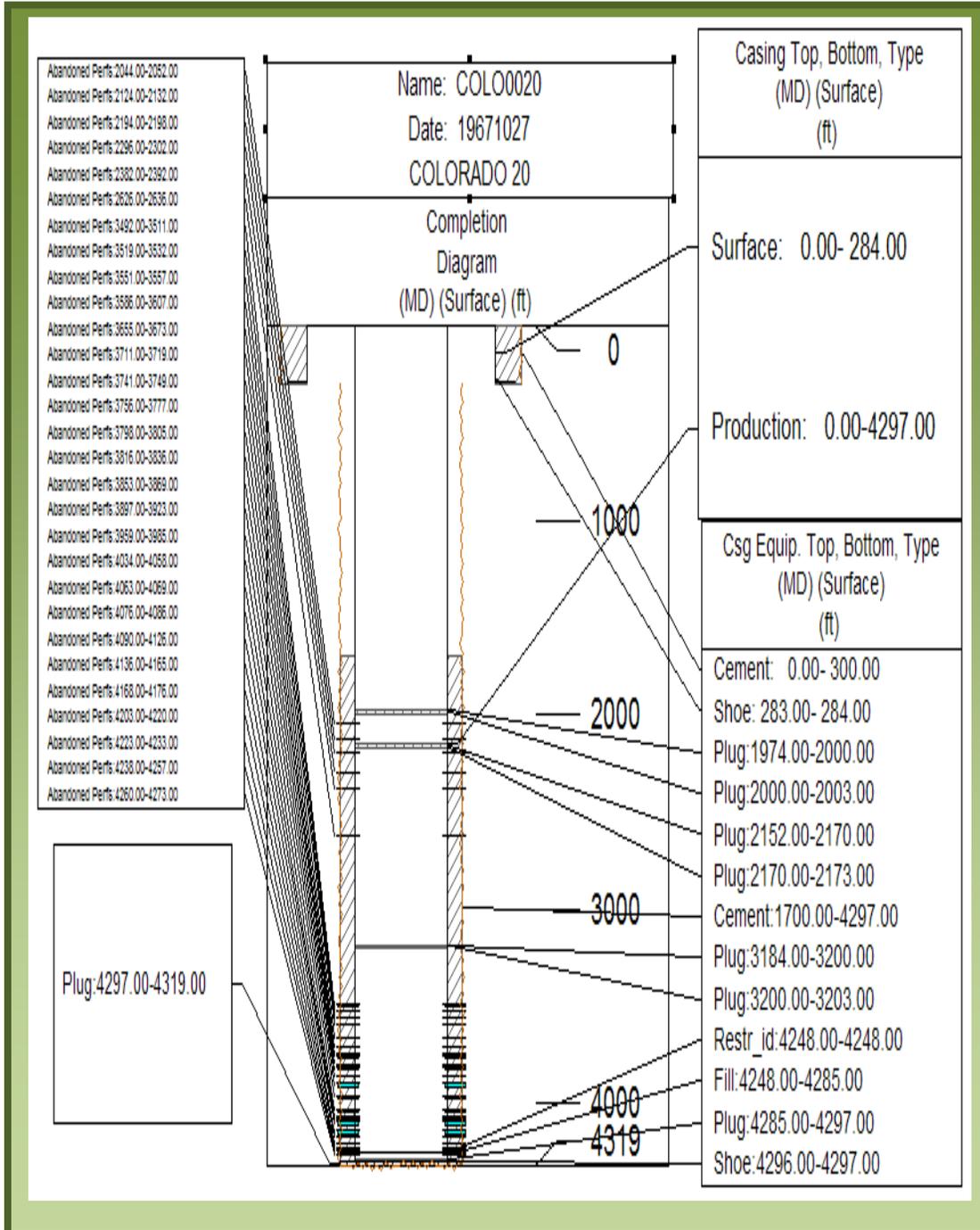
Fotografía del cabezal del pozo



- Potrero con mata-ratón y maleza, la cuenca del caño aferente con platanillo e iraca.

POZO COLORADO - 19						
Localización		N 1'240.097,25 E 1'038.859,69			Perforado	01/Ago/1.954
Profundidad total		4.130 pies			Abandonado	Junio de 1.994
Taponado		3656'				
Vía de Acceso		Destapada, en regular estado.				
Casing 1	Top	0	Bottom	551'	OD	9 5/8 "
Cemento	Top	0	Bottom	565'		
Casing 2	Top	0	Bottom	3930'	OD	6 5/8 "
Cemento	Top	0	Bottom	3930'		
Tubing 1	Top	0	Bottom	1333'	OD	3 1/2"
Tubing 2	Top	1333'	Bottom	2697'	OD	2 7/8"
<p>Estado del Pozo : Abandonado por problemas mecánicos; Existe tapón de cemento entre los intervalos 3656'- 3930'. Se encontró la sarta de producción pegada, tratando de despegar sin éxito tocando tope de pescado 2916', Se repitió pesca recuperando la bomba. se bajo tubería de producción abierta (44 tubos de 2 7/8" y 43 de 3 1/2") y se empaco en pozo.</p>						

COLORADO 20



COLORADO 20

Fotografía del cabezal del pozo



- El área del pozo es un potrero con árboles y palmas.

POZO COLORADO - 20						
Localización		N 1'241.613 E 1'038.642			Perforado	17/May/1.946
Profundidad total		4.319 pies			Abandonado	Octubre de 1967
Taponado		1974'				
Vía de Acceso		Destapada, en regular estado.				
Casing 1	Top	0	Bottom	284'	OD	13 3/8 "
Casing 2	Top	0	Bottom	284'		
Casing 3	Top	0	Bottom	4297'	OD	6 5/8 "
Cemento	Top	1700'	Bottom	4297'		
Estado del Pozo : Abandonado por problemas mecánicos;						
Se aislaron los intervalos cañoneados , sentando tapón Caving a 3200' y se vaciaron 4 sacos de cementos Nare (tope de cemento a 3184'), se bajó otro tapón a 2170' y se vaciaron 2 sacos de cemento Hercules (tope de cemento a 2152', 18 de tapón), tapón Cavins a 2000' y se vaciaron 6.5 sacos de cemento Nare(tope a 1974').						

COLORADO 22

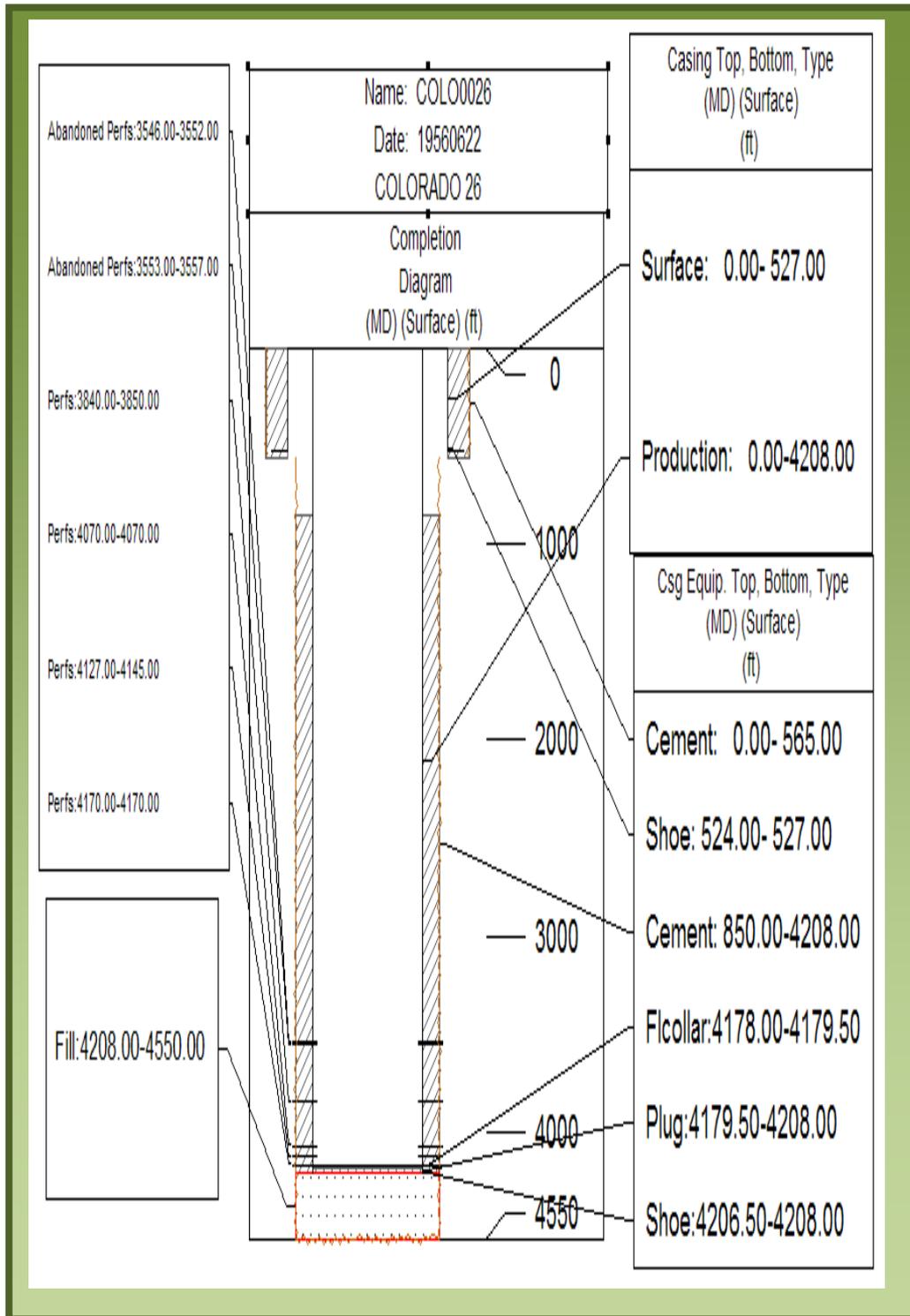
Fotografía del cabezal del pozo



- Planicie con rastrojo alto y árboles de yuco, resbalamono, moncoro y moral entre otros.

POZO COLORADO - 22						
Localización	N 1'239.622 E 1'038.425,81				Perforado	02/Jul/1.954
Profundidad total	5.000 pies				Abandonado	Febrero de 1.955
Taponado	2250'					
Vía de Acceso	Destapada, en regular estado.					
Casing 1	Top	0	Bottom	518'	OD	9 5/8 "
Casing 2	Top	0	Bottom	518'		
Casing 3	Top	0	Bottom	3155'	OD	6 5/8 "
Cemento	Top	0	Bottom	3155'		
Estado del Pozo : Abandonado por Alta Producción de Agua (A-HWP).						
Los intervalos cañoneados se evaluaron recuperando agua y aceite se aislaron los acuíferos, sentando retenedor de hierro fundido a 2550'. El pozo se inactivo en Febrero de 1955 HWP.						

COLORADO 26



COLORADOP 26

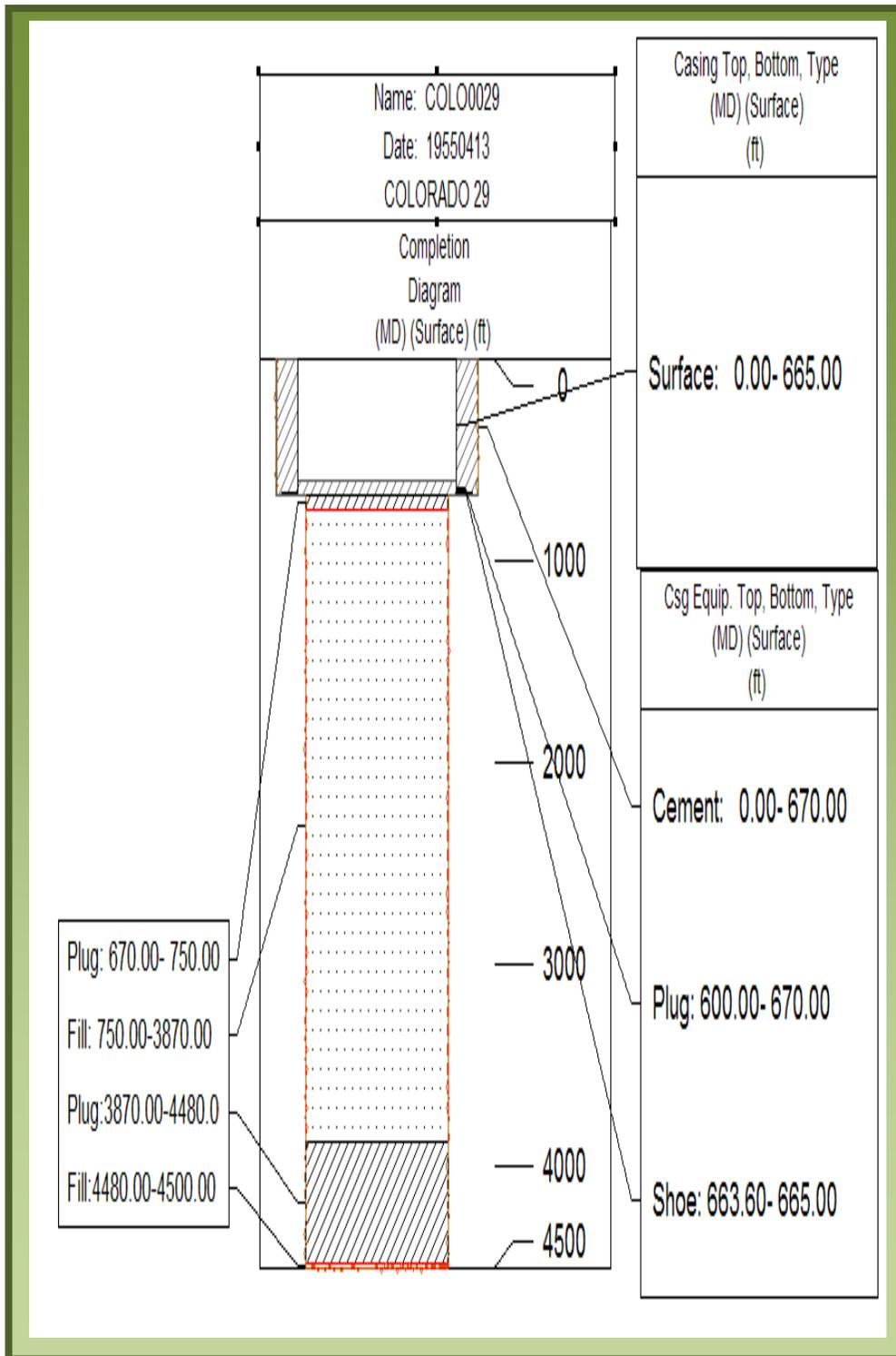
Fotografía del cabezal del pozo



➤ El área del pozo es un potrero.

POZO COLORADO - 26						
Localización	N 1'239.139,38 E 1'039.171,19				Perforado	18/Ene/1.954
Profundidad total	4.550 pies				Abandonado	22/Jun/1.956
Taponado	Sin tapón					
Vía de Acceso	El acceso se debe realizar a pie (aprox. 200m)					
Casing 1	Top	0	Bottom	527'	OD	9 5/8 "
Casing 2	Top	0	Bottom	565'		
Casing 3	Top	0	Bottom	4208'	OD	6 5/8 "
Cemento	Top	0	Bottom	4208'		
Estado del Pozo : Inactivo por Seco mas Alta Producción de Agua (A-HWP);						
Los intervalos cañoneados dieron como resultados que son arenas acuíferas de baja permeabilidad y se debe considerar definitivamente como productor de agua.						

COLORADO 29



COLORADO 29

Fotografía del cabezal del pozo



- Potrero con algunos árboles.

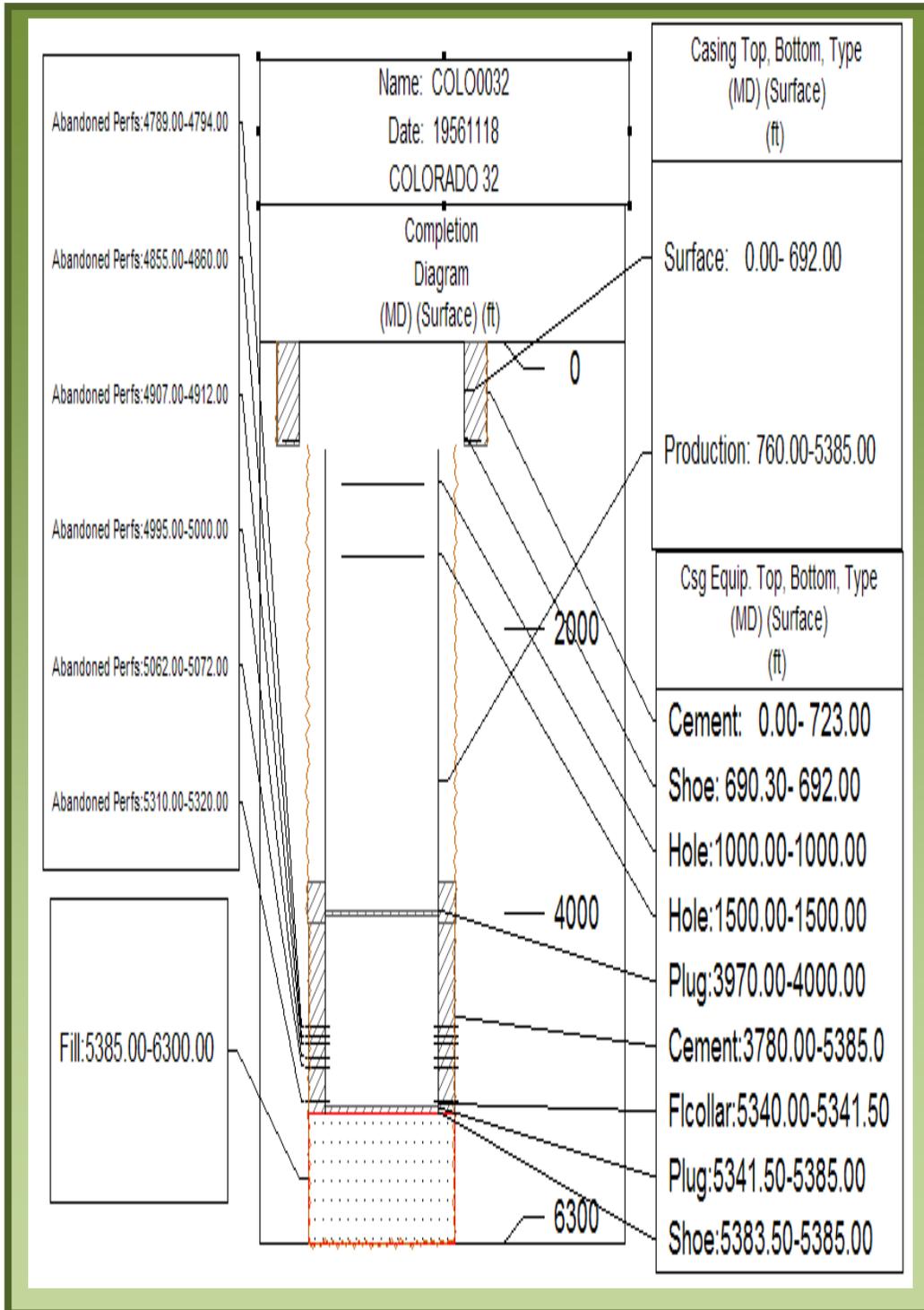
POZO COLORADO - 29

Localización	N 1'241.645,5 E 1'038.985			Perforado	06/Mar/1.955	
Profundidad total	4.500 pies			Abandonado	13/Abr/1.955	
Taponado	600'					
Vía de Acceso	No hay, acceso a pie a través de potreros.					
Casing 1	Top	0	Bottom	665'	OD	9 5/8 "
Cemento	Top	0	Bottom	670		

Estado del Pozo : Abandonado como Seco;

Los análisis de los registros eléctricos no mostraron arenas petrolíferas comerciales, no se bajó revestimiento de producción y se colocaron 2 tapones de cemento entre 750'- 600' con 50 sacos y 4480'- 3870' con 200 sacos de cemento Nare.

COLORADO 32



COLORADO 32

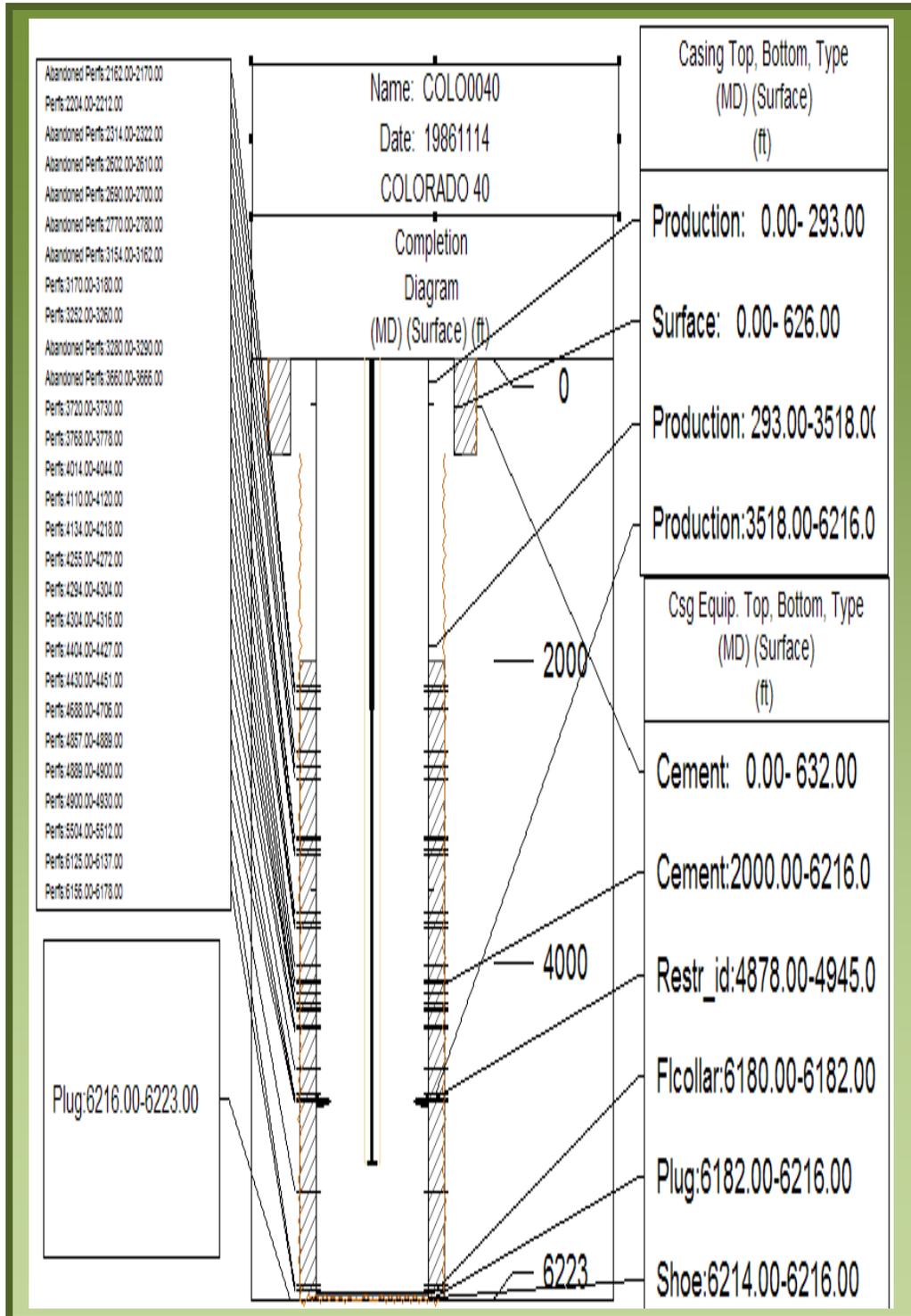
Fotografía del cabezal del pozo



- El área donde se localiza el pozo esta cubierto por rastrojo bajo y alto.

POZO COLORADO - 32						
Localización	N 1'243.755,55 E 1'039.151,69				Perforado	22/Sep/1.956
Profundidad total	6.300 pies				Abandonado	18/Nov/1.956
Taponado	3970'- 4000'					
Vía de Acceso	No hay, el acceso al área del pozo se hace por un camino de herradura.					
Casing 1	Top	0	Bottom	692'	OD	9 5/8 "
Cemento	Top	0	Bottom	723'		
Casing 2	Top	760'	Bottom	5385'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	3780'	Bottom	5385'		
Estado del Pozo : Abandonado como Seco;						
Se cañonearon a 6" de separación y se realizaron pruebas, debido a los resultados obtenidos se decidió abandonar el pozo. Se colocó tapón de cemento vaciando 5 sacos Nare a 4000'.						

COLORADO 40



COLORADO 40

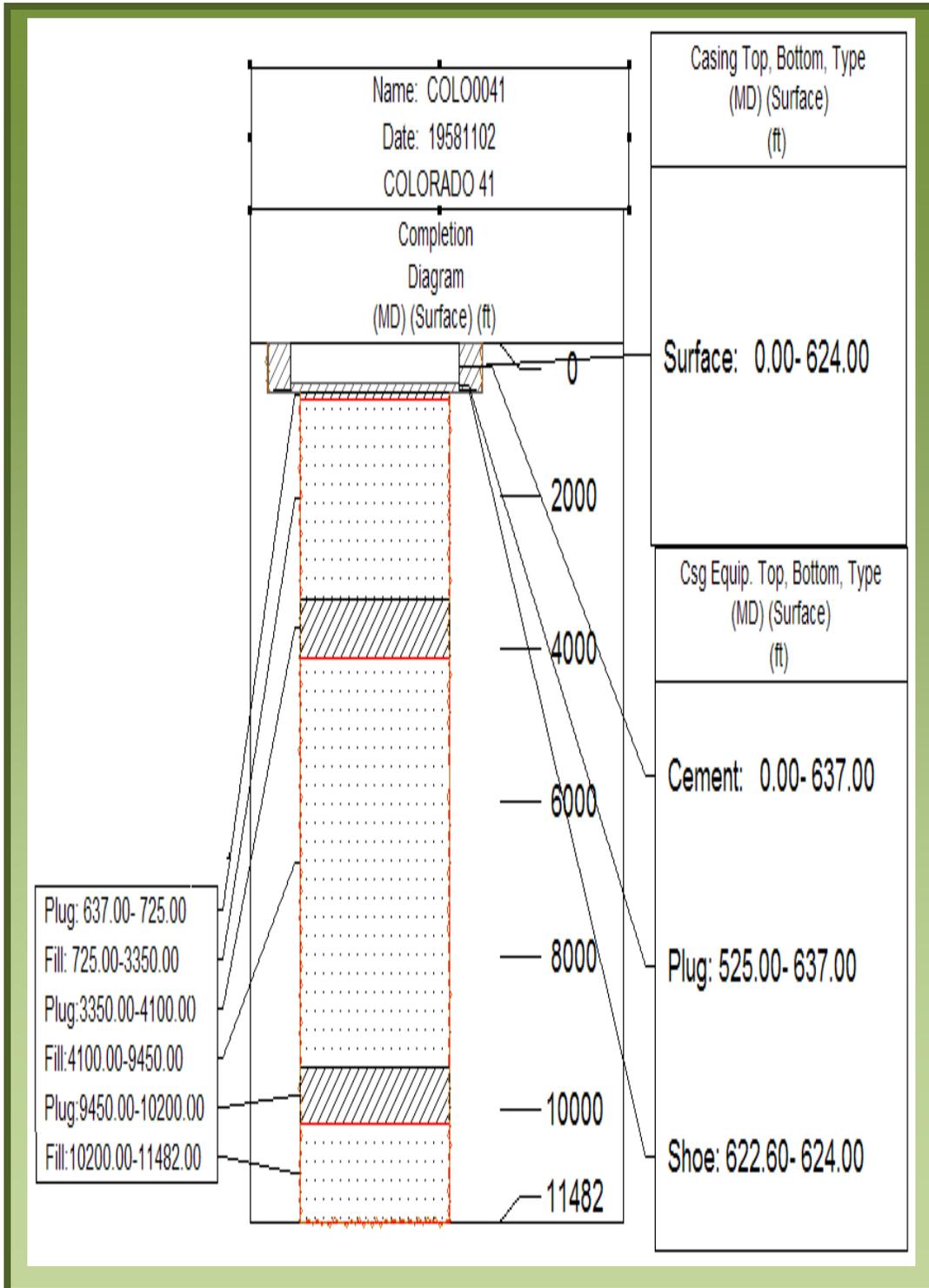
Fotografía del cabezal del pozo



- Potrero con rastrojo bajo.
- El pozo presenta conexión y fuga de gas. La trampa de grasas no tiene tapa.

POZO COLORADO - 40						
Localización		N 1'243.500,88 E 1'038.602,31			Perforado	17/Dic/1.957
Profundidad total		6.223 pies			Abandonado	Abril de 1.987
Taponado a		Sin tapón				
Via de Acceso		Destapada, en regular estado				
Casing 1	Top	0	Bottom	626'	OD	9 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	626'		
Casing 2	Top	0	Bottom	293'	OD	6 5/8"
Casing 3	Top	293'	Bottom	3518'	OD	6 5/8"
Casing 4	Top	3518'	Bottom	6216'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	2000'	Bottom	6215'		
Tubing	Top	0	Bottom	5323'	OD	2 7/8"
Estado del Pozo : Inactivo por Alta Relación Gas Aceite (RGA);						

COLORADO 41



COLORADO 41

Fotografía del cabezal del pozo



➤ Potrero con presencia de maleza.

POZO COLORADO - 41						
Localización	N 1'242.711 E 1'036.977				Perforado	10/Mar/1.958
Profundidad total	11.482 pies				Abandonado	02/Nov/1.958
Taponado	525'					
Vía de Acceso	Destapada, en mal estado.					
Casing 1	Top	0	Bottom	624'	OD	9 5/8 "
Cemento	Top	0	Bottom	637'		
Estado del Pozo : Abandonado como Seco;						
Las posibles arenas de petróleo están poco desarrolladas, se encontraron varias arenas productoras de gas y en el tercio inferior arenas acuíferas. En vista de lo anterior se decidió abandonar el pozo, se colocó 3 taponados para aislar las arenas gasíferas y acuíferas, (10200' - 9450') 300 sacos de cementos Starcor, (4100' - 3350') 260 sacos de cemento Nare, (725' - 525') 80 sacos de cemento Nare.						

COLORADO 46

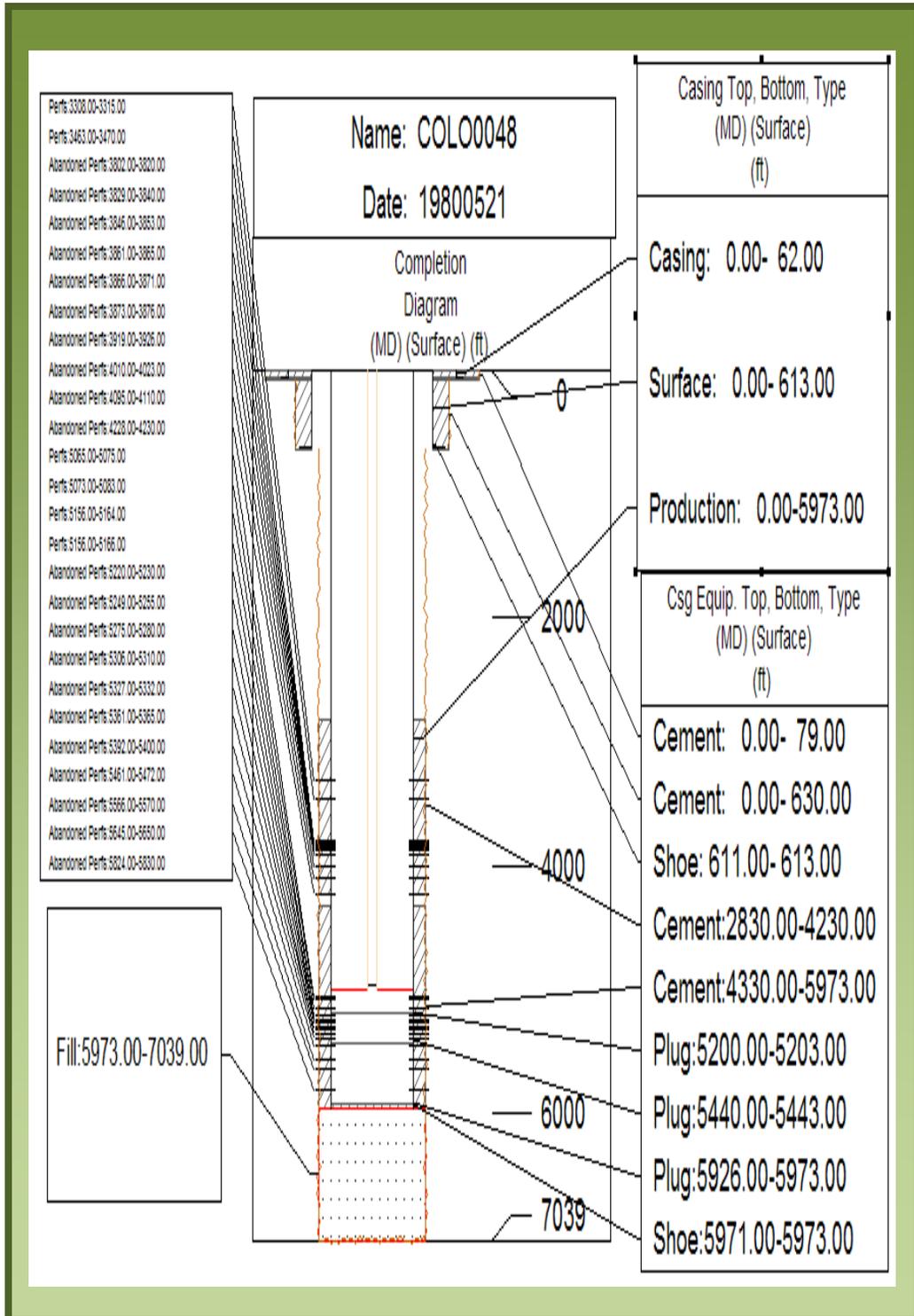
Fotografía del cabezal del pozo



- El lugar donde se encuentra el pozo presenta rastrojo alto y árboles de resbalamono y rayo.

POZO COLORADO - 46						
Localización	N 1'243.478,25 E 1'038.903,38				Perforado	02/Dic/1.958
Profundidad total	6.106 pies				Abandonado	12/May/1.959
Taponado a	4050'					
Via de Acceso	No hay, el acceso se hace a través de un camino de herradura.					
Casing 1	Top	0	Bottom	599'	OD	9 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	599'		
Casing 2	Top	0	Bottom	86	OD	6 5/8"
Casing 3	Top	86	Bottom	3984'	OD	6 5/8"
Casing 4	Top	3984'	Bottom	5065'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	2400'	Bottom	5065'		
<p>Estado del Pozo : Abandonado por Seco;</p> <p>Se cañoneó y se evaluaron los intervalos, en vista de los resultados obtenidos se a procedió a abandonar el pozo por ser productor de agua, se bajaron y sentaron retenedores de hierro a 4682' y 4098' se vaciaron 6 y 5 sacos de cemento sobre ellos, respectivamente. Quedando taponos así: (5065'- 5018'),(4682'- 4625'),(4098'- 4050').</p>						

COLORADO 48



COLORADO 48

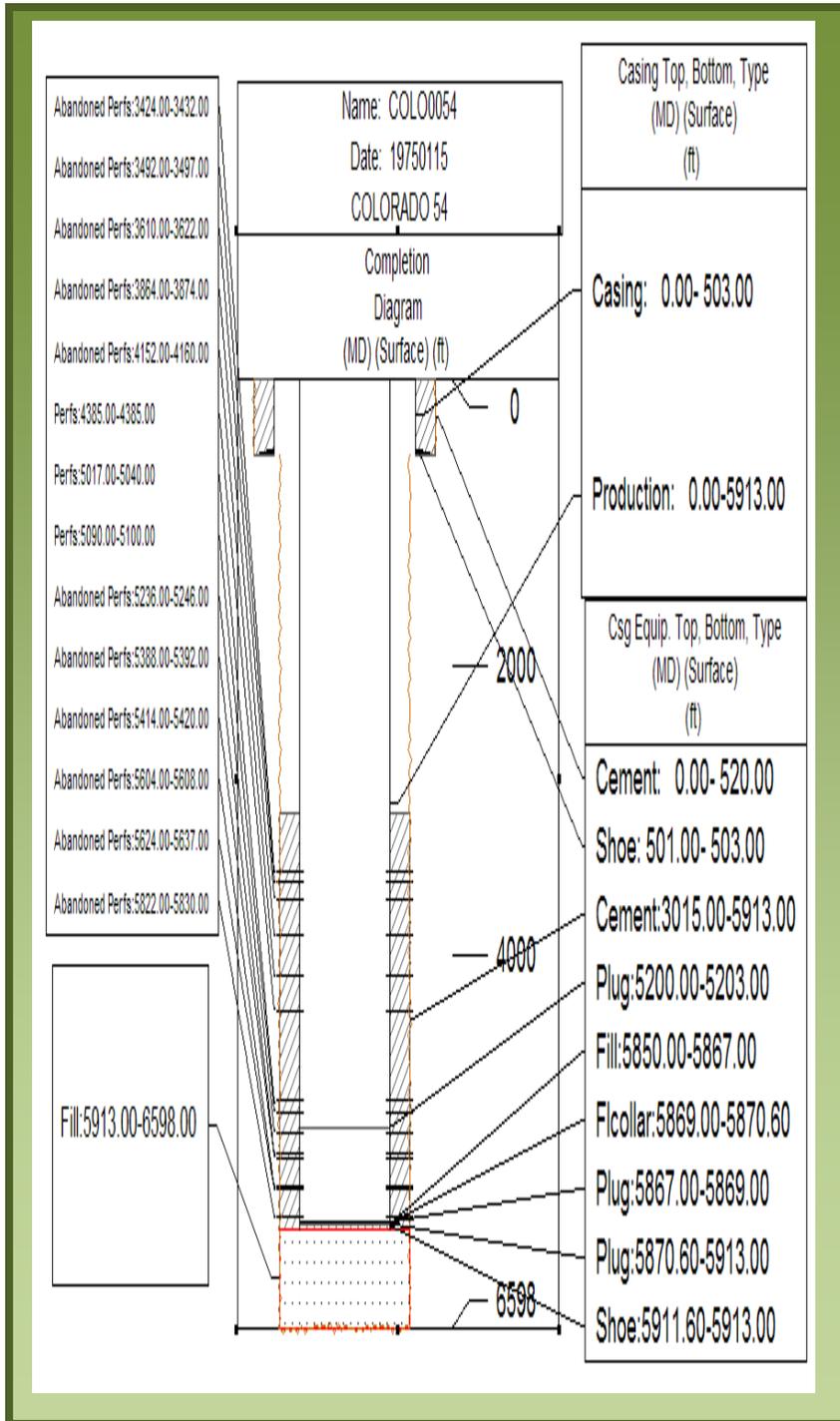
Fotografía del cabezal del pozo



- El pozo se localiza en área urbana de Yarima (barrio Gaitán), el lote donde esta el pozo presenta maleza y una zona con árboles al costado este del pozo.

POZO COLORADO - 48						
Localización	N 1'247.358,13 E 1'040.224,5			Perforado	21/May/1.959	
Profundidad total	7.039 pies			Abandonado	Octubre de 1.959	
Taponado a	Sin tapón					
Via de Acceso	Destapada, en buen estado.					
Casing 1	Top	0	Bottom	62'	OD	13 3/8"
Cemento	Top	0	Bottom	79'		
Casing 2	Top	0	Bottom	613'	OD	9 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	613'		
Casing 3	Top	0	Bottom	5973'	OD	6 5/8"
Cemento	Top	2000'	Bottom	6215'		
Tubing	Top	0	Bottom	5323'	OD	2 7/8"
Estado del Pozo : Inactivo por Alta Relación Gas Aceite (RGA); debido los intervalos analizados, producían agua, algunos pequeñas cantidades gas, y los demás secos. Los intervalos de la zona C se aislaron sentando retenedor de hierro a 5440', de magnesio a 5200' (4 sacos de cemento Nare encima, topón de cemento a 5170).						

COLORADO 54



COLORADO 54

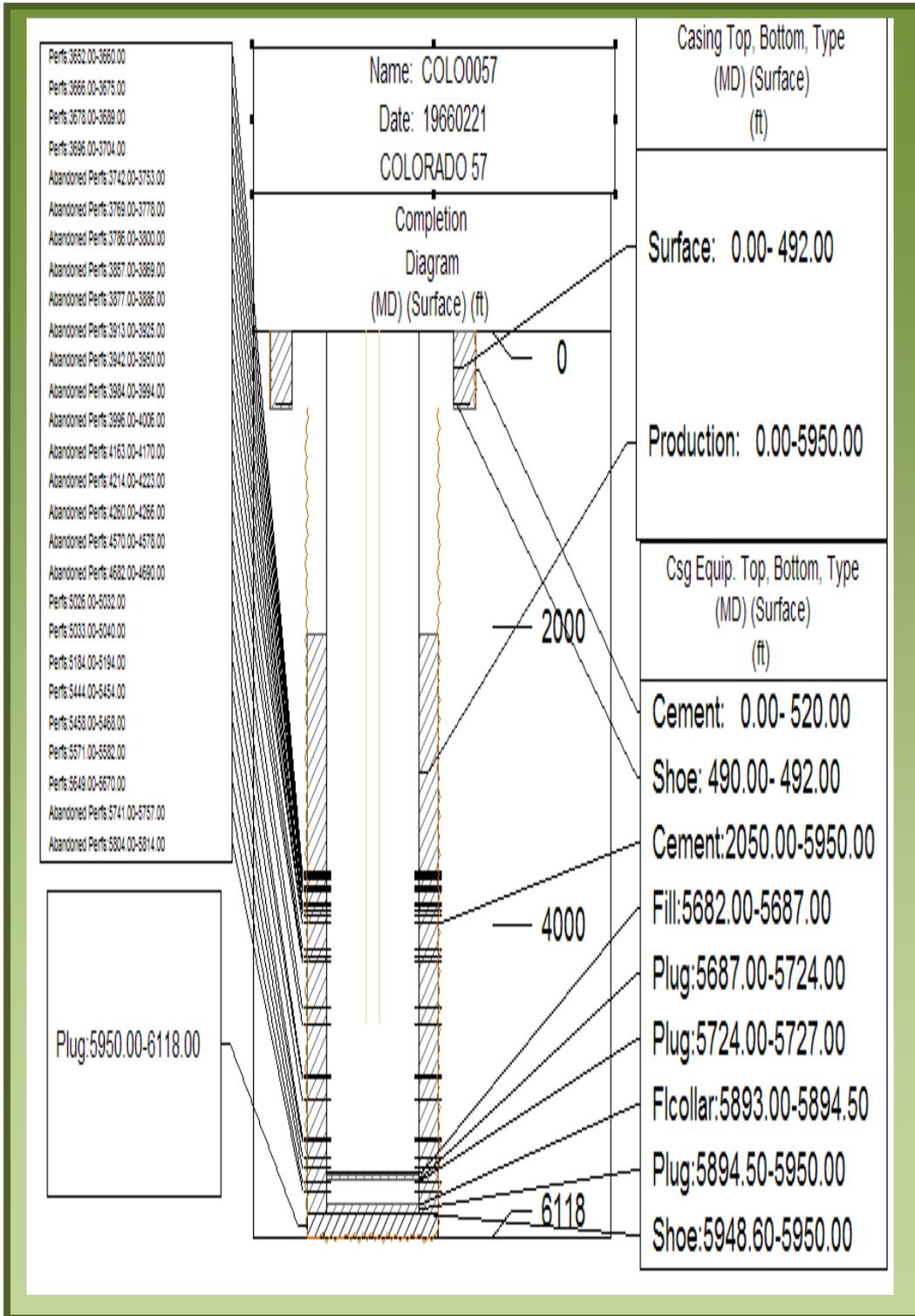
Fotografía del cabezal del pozo



- El área del pozo presenta suelos fangosos y rastrojo alto.
- Se observa mancha de crudo alrededor del pozo, área afectada aprox. 2 m².

POZO COLORADO - 54						
Localización	N 1'246.246,63 E 1'038.016,56				Perforado	22/Ago/1.960
Profundidad total	6598 pies				Abandonado	Enero de 1.975
Taponado a	Sin tapon de superficie					
Vía de Acceso	Destapada, en mal estado.					
Casing 1	Top	0	Bottom	503'	OD	8 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	520'		
Casing 2	Top	0	Bottom	5913'	OD	5 1/2"
Cemento	Top	3015'	Bottom	5913'		
Tubing	Top	0	Bottom	4950'	OD	2 7/8"
Open hole	Top	5913'	Bottom	6598'		
Estado del pozo: Abandonado debido a que resulto un pozo seco, tiene taponnes de cemento en los intervalos: 5200'-5203'; 5867-5913.						

COLORADO 57



COLORADO 57

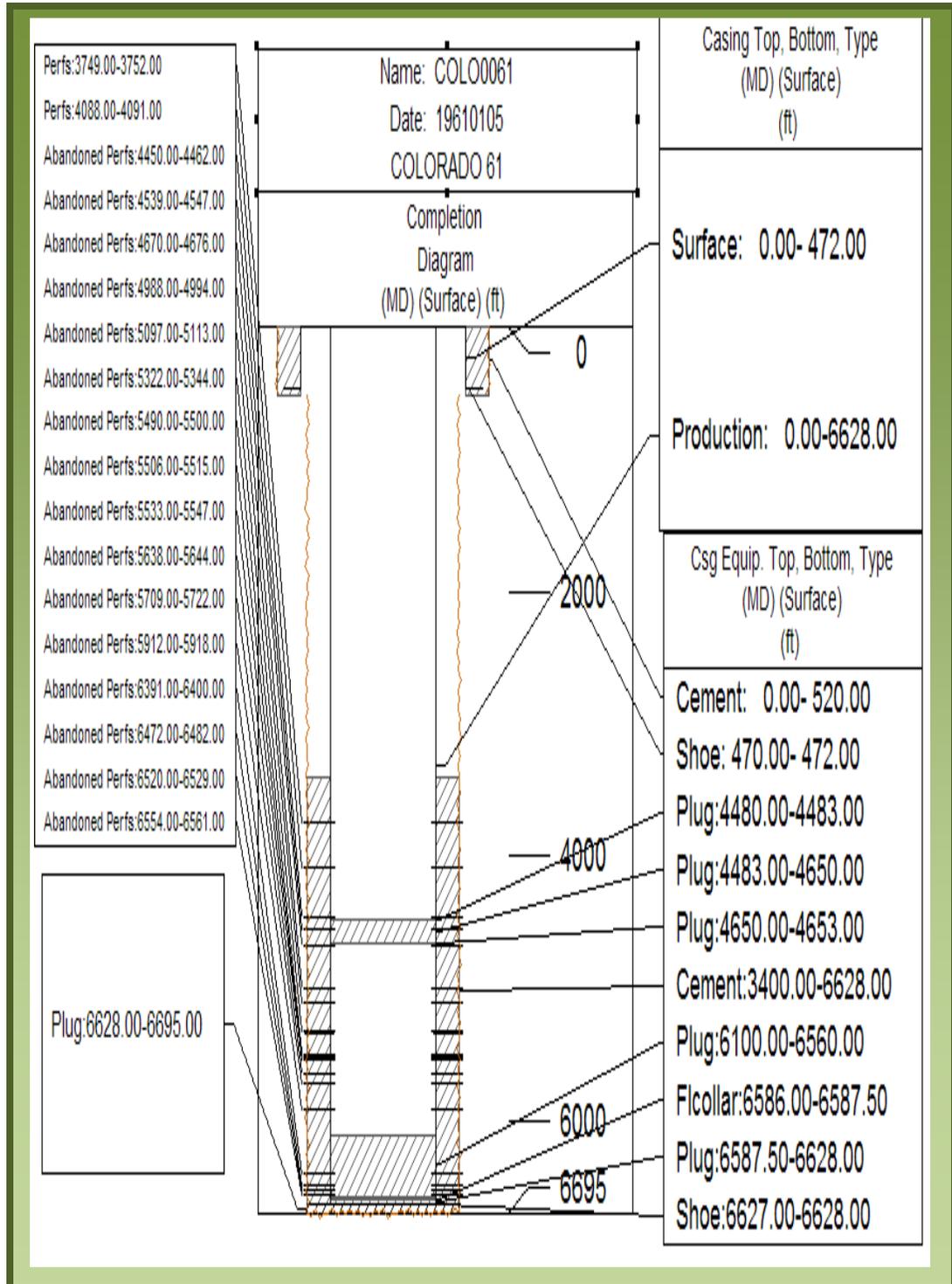
Fotografía del cabezal del pozo



- Potrero enmalezado.
- El pozo presenta conexión y fuga de gas.

POZO COLORADO - 57						
Localización	N 1'246.234,88 E 1'038.298,19				Perforado	12/Jun/1.960
Profundidad total	6118 pies				Abandonado	20/Mar/1.963
Taponado a	Solo tapón de fondo					
Vía de Acceso	Destapada, en regular estado.					
Casing 1	Top	0	Bottom	492'	OD	9 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	520'		
Casing 2	Top	0	Bottom	5950'	OD	5 1/2
Cemento	Top	2050'	Bottom	5950'		
Tubing	Top	0	Bottom	4660'	OD	2 1/2"
Open hole	Top	5950'	Bottom	6118'		
Estado del Pozo : Inactivo por Alta Relación Gas Aceite (RGA);						
Se dejó el pozo conectado a la estación con tubería, zapato y calado hasta 4950'						
El pozo presenta conexión y fuga de gas.						

COLORADO 61



COLORADO 61

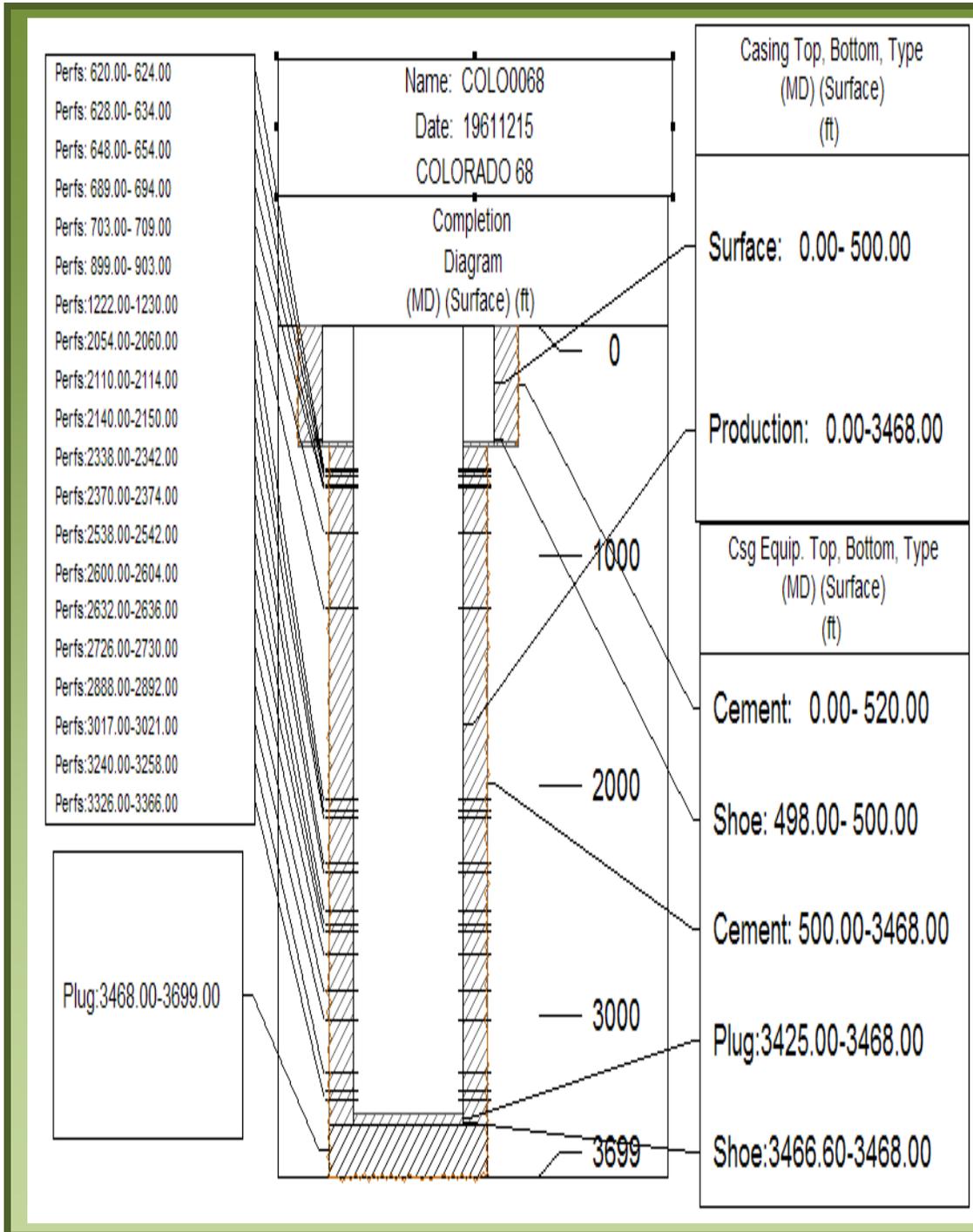
Fotografía del cabezal del pozo



- El cabezal no se ve claramente, debido a que esta en medio de cultivos de palma, y cubierto por rastrojos altos.

POZO COLORADO - 61						
Localización		N 1'246.254,88 E 1'039.308,31			Perforado	15/Oct/1.960
Profundidad total		6695 pies			Abandonado	5/Ene/1.961
Taponado a		4480'				
Vía de Acceso		Destapada, en regular acceso para vehiculos.				
Casing 1	Top	0	Bottom	472'	OD	8 5/8"
Casing 2	Top	0	Bottom	6628'	OD	5 1/2
Open hole	Top	6628'	Bottom	6695'		
Estado del pozo: Abandonado. El pozo solo producía agua, tiene taponés de cemento en los intervalos: 6587-6628;6100-6560;4483-4650.						

COLORADO 68



COLORADO 68

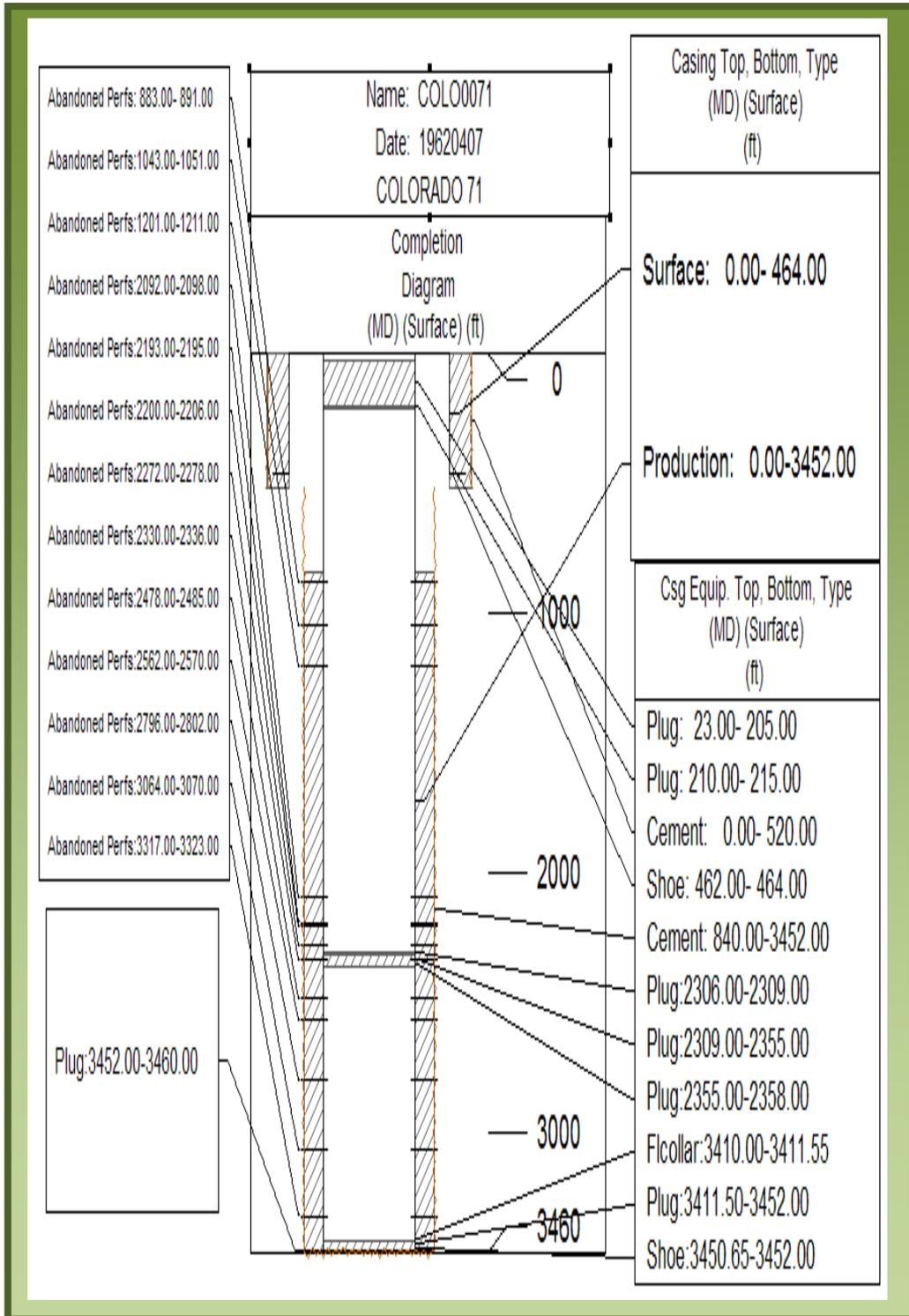
Fotografía del cabezal del pozo



- El cabezal del pozo se encuentra en medio de potreros en rastrojados y enmalezados.

POZO COLORADO - 61						
Localización		N 1'244.109,38 E 1'038.297,88			Perforado	22/Mar/1.961
Profundidad total		5.293 pies			Abandonado	Dic de 1.986
Taponado a		Sin tapón				
Vía de Acceso		En mal estado, no hay paso vehicular por la falta de una alcantarilla.				
Casing 1	Top	0	Bottom	514'	OD	8 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	520'		
Casing 2	Top	0	Bottom	5279'	OD	5 1/2
Cemento	Top	850'	Bottom	5279'		
Open hole	Top	6628'	Bottom	6695'		
Estado del Pozo : Inactivo por Alta Producción de Agua (HWP);						
El pozo quedo fluyendo a través de reducción de 1/4 de las zonas "CD", el pozo presenta Escape de gas.						

COLORADO 71



COLORADO 71

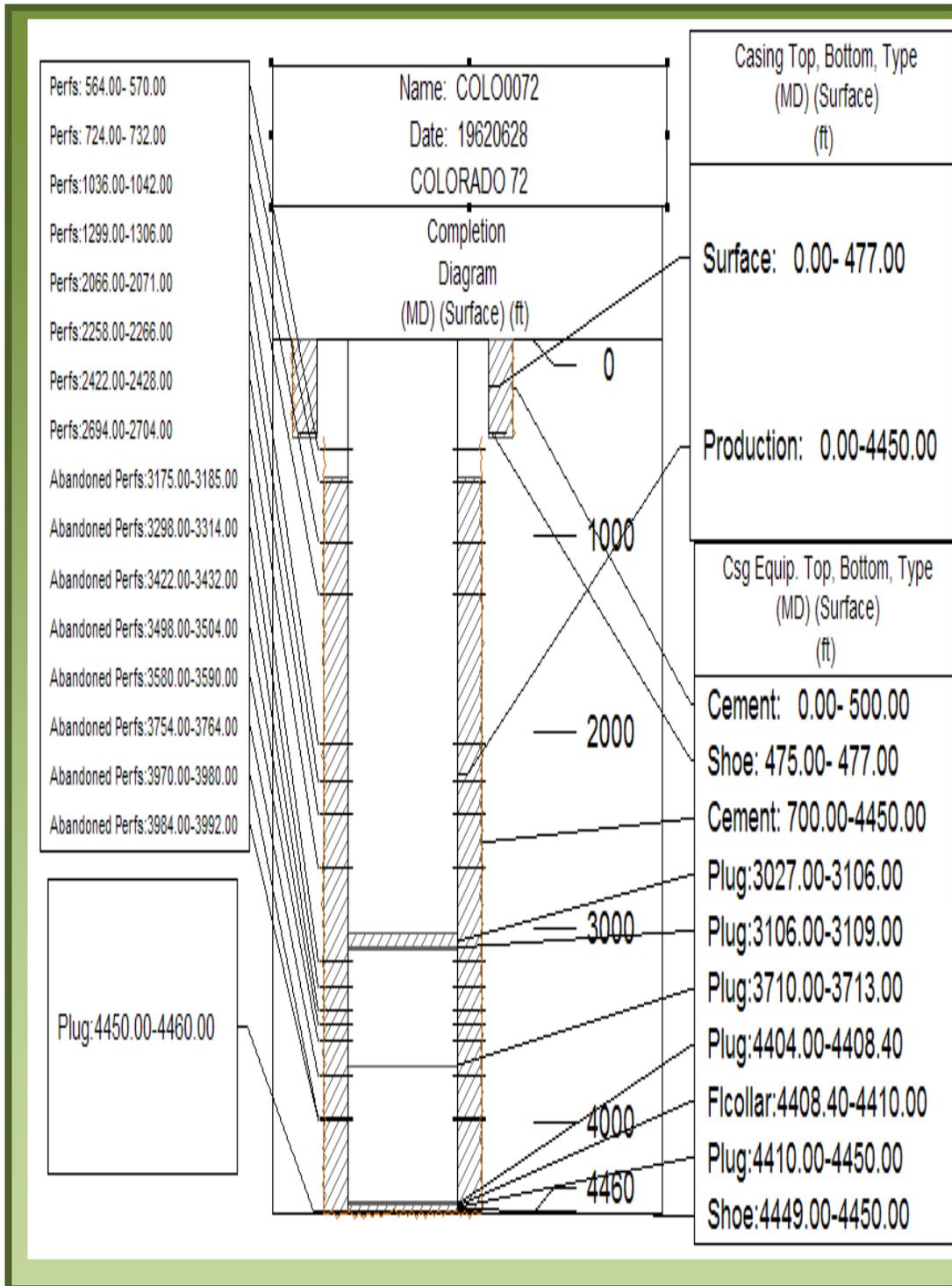
Fotografía del cabezal del pozo



- El cabezal del pozo se encuentra en medio de potreros y cultivos de maíz.

POZO COLORADO - 71						
Localización	N 1'243.273,13 E 1'038.153,31			Perforado	29/Nov/1.961	
Profundidad total	3460 pies			Abandonado	07/Abr/1.962	
Taponado a	23'					
Vía de Acceso	En mal estado, se debe realizar a pie.					
Casing 1	Top	0	Bottom	464'	OD	9 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	520'		
Casing 2	Top	0	Bottom	3452'	OD	5 1/2"
Cemento	Top	840'	Bottom	3452'		
Open hole	Top	3452'	Bottom	3460'		
Estado del pozo: Abandonado debido a que todos los intervalos fueron encontrados como acuíferos, al final se abandono el pozo y se coloco tapón de cemento de 23' a 205'.						

COLORADO 72



COLORADO 72

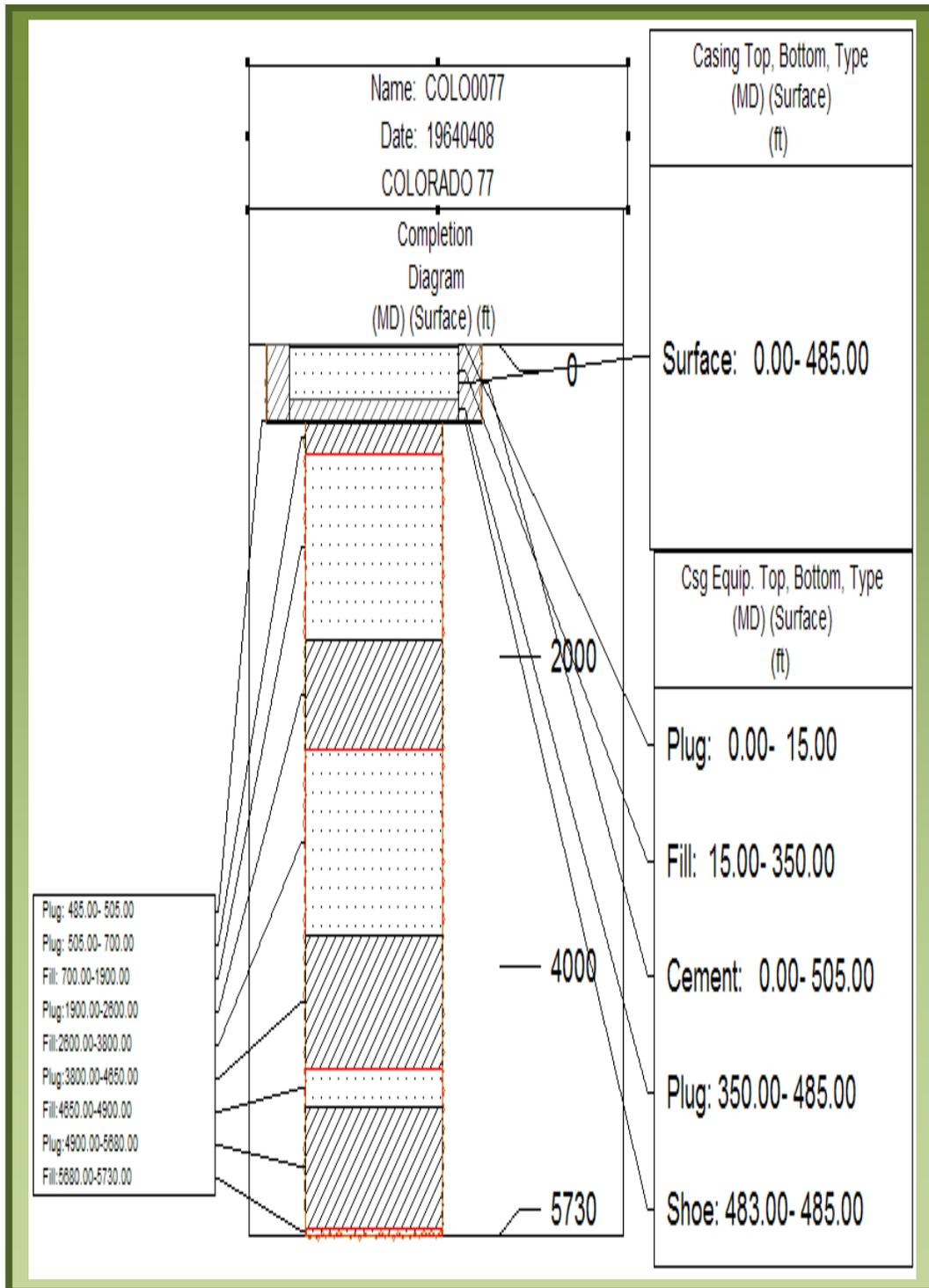
Fotografía del cabezal del pozo



- El cabezal del pozo se encuentra en medio de un potrero enmalezado y con sectores de rastrojo.

POZO COLORADO - 72						
Localización		N 1'243.856 E 1'038.186,56			Perforado	15/Feb/1.962
Profundidad total		4460 pies			Abandonado	28/Nov/1.962
Taponado a		3027'				
Vía de Acceso		En mal estado, se debe realizar a pie.				
Casing 1	Top	0	Bottom	477'	OD	8 5/8"
Cemento	Top	0	Bottom	500'		
Casing 2	Top	0	Bottom	4450'	OD	5 1/2
Cemento	Top	700'	Bottom	4450'		
Open hole	Top	485'	Bottom	5730'		
Estado del pozo: Abandonado debido a que los intervalos analizados solo producían agua y la presencia de hidrocarburos era nula, presenta un tapón de cemento de 79 pies a una profundidad de 3027' pies.						

COLORADO 77



COLORADO 77

Fotografía del cabezal del pozo



- El cabezal del pozo se encuentra en medio de un Potrero con pasto monte y árboles de moncoro en las inmediaciones.

POZO COLORADO - 77						
Localización	N 1'240.658,20 E 1'240.658,20				Perforado	07/Mar/1.964
Profundidad total	5696 pies				Abandonado	08/Abr/1.964
Taponado a	Superficie					
Vía de Acceso	Se hace a pie, a través de potreros.					
Casing 1	Top	0	Bottom	485'	OD	9 5/8"
Open hole	Top	485'	Bottom	5730'	OD	
Estado del pozo: En base ala información suministrada por los registro y por los análisis litológicos, se decidió no bajar revestimiento de producción y abandonar el pozo , colocando los siguientes tapones de cemento, (5680'-4900'),(4650'-3800'),(2600'-1900'),(700'-350).						

5.3 PROCEDIMEINTOS RECOMENDADOS PARA ABANDONAR LOS POZOS SELECCIONADOS

En el presente trabajo, se ha revisado la información histórica de cada uno de los pozos del campo colorado, los cuales requieren operaciones de abandono. A continuación se clasificaran los pozos en tres grupos, cada uno con características similares, para los cuales se especificara un programa de abandono que va de acuerdo con las condiciones mecánicas actuales de cada uno de ellos.

El propósito es proporcionar una recomendación del procedimiento mas eficiente de abandono para los pozos seleccionados del campo colorado y así cumplir con las especificaciones técnicas y ambientales vigentes por el ministerio de minas y energía para este tipo de pozos.

5.3.1 Pozos no encontrados

Debido a que estos pozos fueron abandonados en la década de los 20 a los 30, su localización no ha sido fácil, debido a los cambios del terreno en los últimos 70 años. Estos pozos se han buscado mediante sistema de localización GPS. Según las coordenadas escritas en los archivos históricos de perforación obteniendo como resultado un área despejada y sin señales de la existencia de un pozo de petróleo.

Por lo anterior se clasifican estos pozos en el primer grupo, ya que es innecesario proponer un programa de abandono para pozos de los cuales se desconoce su paradero y se tienes dudas de su existencia. Los pozos incluidos en esta categoría son los siguientes

COLORADO 1

Localización			
1.244.070	N	1.038.454	E

No se encuentra la plataforma del pozo, el área donde por coordenadas se localiza el pozo son laderas (potreros) empastadas. A continuación se muestra una foto del área donde se debería ubicar el pozo.



COLORADO 4

Localización			
1.242.096	N	1.038.139	E

No se encuentra la plataforma del pozo, el área donde por coordenadas se localiza el pozo es una ladera cubierta por rastrojo bajo y plantas de platanillo, a continuación se muestra una foto del área donde se debería ubicar el pozo.



COLORADO 9

Localización			
1.241.332	N	1.038.016	E

El área del pozo no se encontró en la zona y las coordenadas suministradas ubican al pozo sobre la margen izquierda del río La Colorada. En los estudios ambientales y archivos del campo Colorado no se tienen información grafica de estas coordenadas.

COLORADO 47

Localización			
1.245.570	N	1.038.996	E

El área donde se encontraba el pozo es en la actualidad un cultivo de palma, no hay evidencias de la existencia del pozo, a continuación se muestra una foto del área donde se debería ubicar el pozo.



5.3.2 Pozos secos

Algunos de los pozos perforados en el campo colorado, no dieron señas de producir ninguna clase de hidrocarburos “gas o petróleo”, pero si demasiada agua, estos pozos los consideramos como pozos secos. Aquí el procedimiento de abandono se hace un poco mas sencillo, ya que no hay peligro de migración de hidrocarburos hacia formaciones de agua o hacia la superficie, así que los tres tapones de cemento recomendados se sentan en el pozo de acuerdo a la profundidad del mismo.

5.3.2.1 Programa de abandono recomendado para pozos secos

1. Verificar que el pozo tenga la forma 7 CR para abandono de pozos debidamente actualizada y firmada por los representantes tanto del Ministerio como de la Empresa operadora.
2. Verificar estado de la vía y la locación, anclajes para una posible parada del equipo de cementación.
3. Disponer del estado mecánico actual del pozo, números de casing, profundidad de asentamiento e intervalos cementados.
4. Arme unidad de cementación, instalándola más o menos a 50 metros de la cabeza del pozo. Mantenga en la locación los equipos necesarios para mantener una cortina de agua sobre los motores de la unidad de cementación.
5. Verificar que el pozo tenga una presión de cero en cabeza.
6. Si la presión no cae a cero, se debe controlar el pozo circulándolo, con agua salada (si tiene tubería), o inyectarle un fluido más pesado para matar esa presión. Evitar en cuanto sea posible fracturar la formación.
7. Colocar tapón de cemento clase “G” a la profundidad de “definida por el interventor”, completarlo hasta lograr 100 pies de espesor.
8. Llenarlo con agua fresca y echarle inhibidor de corrosión (según especificaciones técnicas del inhibidor a utilizar, se recomienda 1 galón de inhibidor Ped-57 con una relación de 1gal / 200bbls_agua).

9. Realizar prueba hidrostática para verificar buen sello del tapón de cemento. (generalmente se inyecta agua a presión y se debe verificar que sean sostenidas 500 libras en cabeza).

10. Si la presión se sostiene por encima de 10 minutos el tapón y el revestimiento está OK se prosigue con el siguiente paso. Si no se sostiene puede que el tapón dé paso o el revestimiento tiene alguna fisura que no deje sostener la presión. Si es así se debe dejar por un lapso determinado para que se estabilice el nivel, y se le coloca un nuevo tapón aproximadamente 5 pies por debajo del nivel de fluido. Y se vuelve a realizar la prueba hidrostática.

11. Colocar tapón intermedio de cemento clase "G" a "profundidad elegida por el interventor" y completarlo hasta lograr 100 pies de espesor.

12. Llenarlo con agua fresca y echarle inhibidor de corrosión (según especificaciones técnicas del inhibidor a utilizar, se recomienda 1 galón de inhibidor Ped-57 con una relación de 1gal / 200bbls_agua).

13. Realizar prueba hidrostática para verificar buen sello del tapón de cemento. (generalmente se inyecta agua a presión y se debe verificar que sean sostenidas 500 libras en cabeza).

14. Si la presión se sostiene por encima de 10 minutos el tapón y el revestimiento está OK se prosigue con el siguiente paso. Si no se sostiene puede que el tapón dé paso o el revestimiento tiene alguna fisura que no deje sostener la presión. Si es así se debe dejar por un lapso determinado para que se estabilice el nivel, y se le coloca un nuevo tapón aproximadamente 5 pies por debajo del nivel de fluido. Y se vuelve a realizar la prueba hidrostática.

15. Colocar tapón de superficie de 50 pies de espesor de cemento clase "A".

16. Llenar hasta superficie

17. Colocar placa de cemento según las especificaciones dadas.

18. Restaurar la zona.

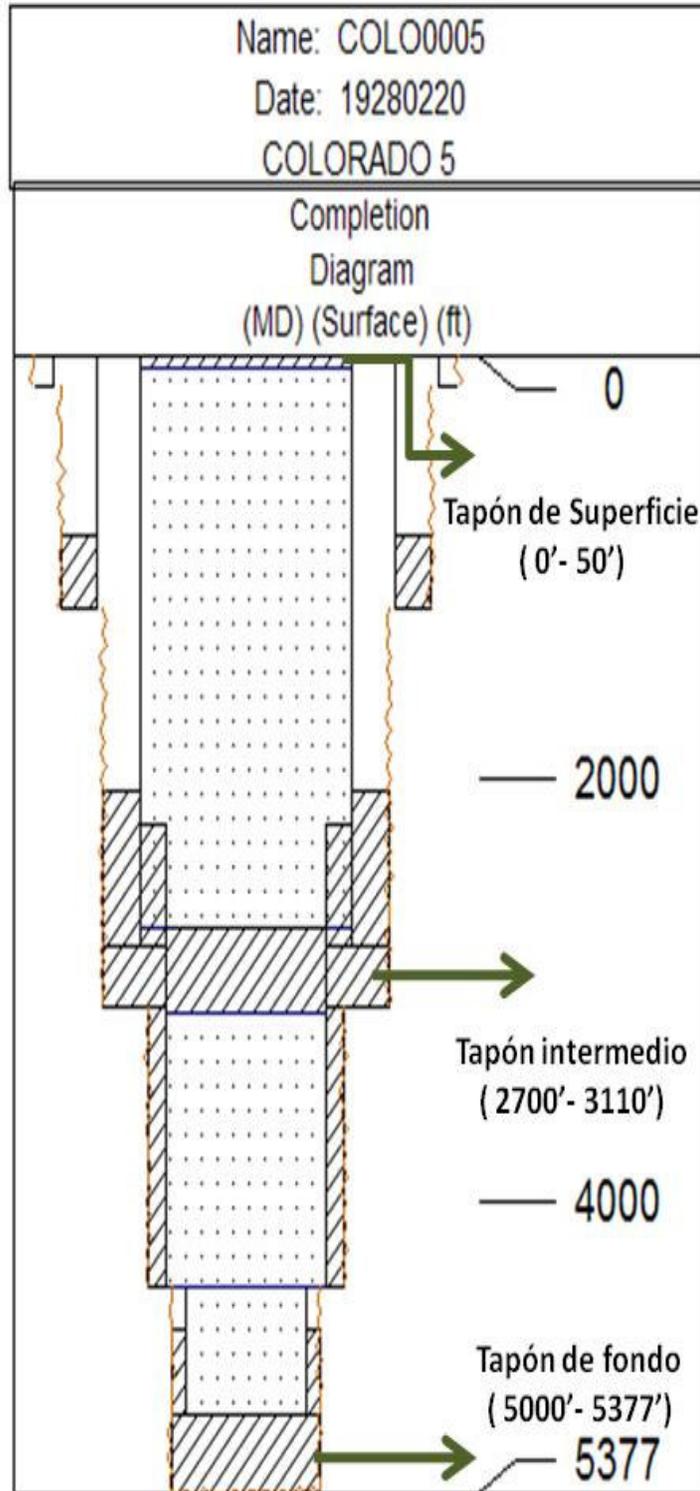
COLORADO 5

Este pozo mostro trazas de aceite durante su perforación, pero al final de ella no se presento producción de aceite o gas, solo fluyo agua salada, por esto se abandono.

Al abandonar el pozo se sentó un tapón de cemento de superficie de 0' a 25', por lo tanto para realizar el procedimiento de abandono se hace necesario perforar este tapón y asentar los tapones reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	2700' - 3110'
Tapón de fondo	5000' - 5377'

Figura de abandono del pozo Colorado 5



COLORADO 14

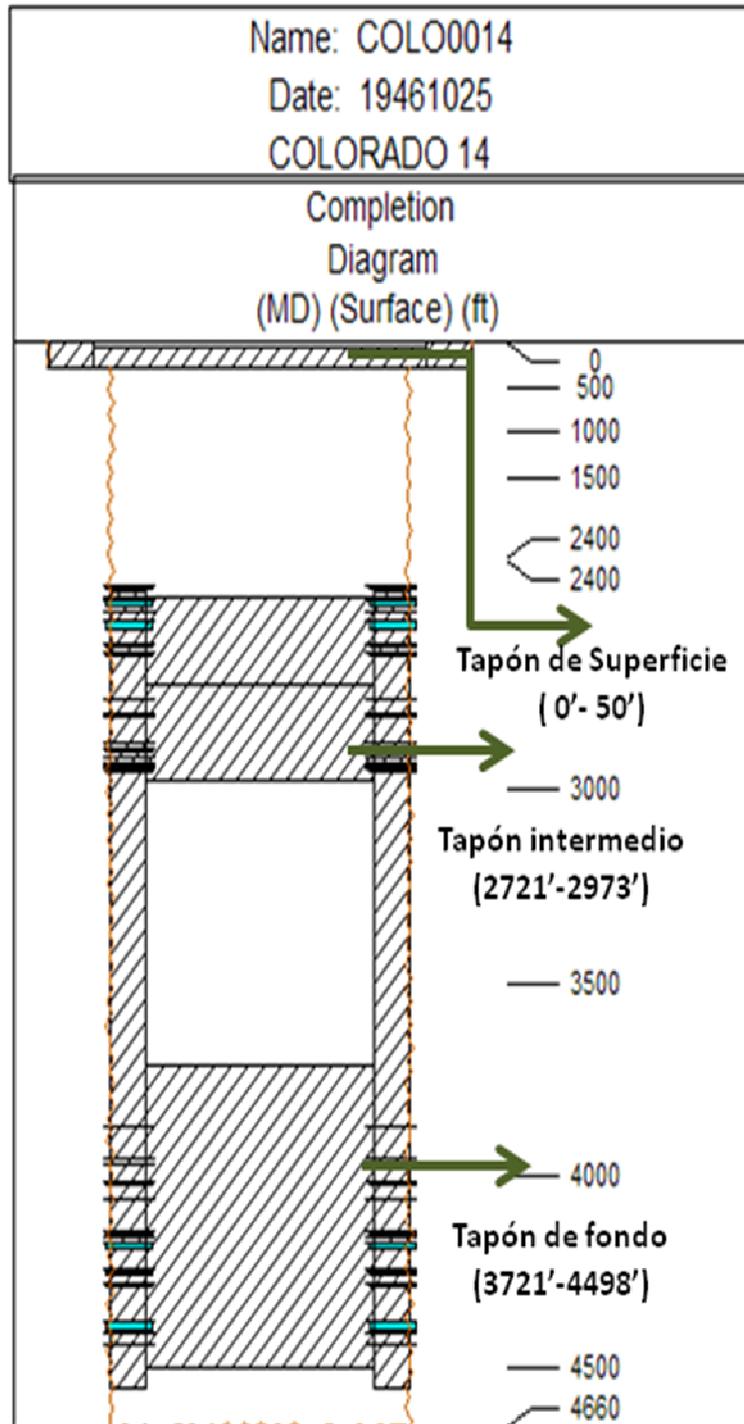
Este pozo no mostro rastro de hidrocarburos, todos los intervalos analizados dieron como resultado acuíferos, al revisar los archivos históricos se denota que al momento del abandono asentaron tres tapones de cementos, lo cual puede facilitar la operación de abandono.

Recomendación: se recomienda perforar presión en tapón de superficie; si la prueba es exitosa, solo instalar monumento, ya que este pozo no posee riesgo de contaminación por migración de hidrocarburos.

Si la prueba de presión no es exitosa, se recomienda perforar todos los tapones existentes y volverlos a sentar así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	2721' - 2973'
Tapón de fondo	3725' - 4498'

Figura de abandono del pozo Colorado 14



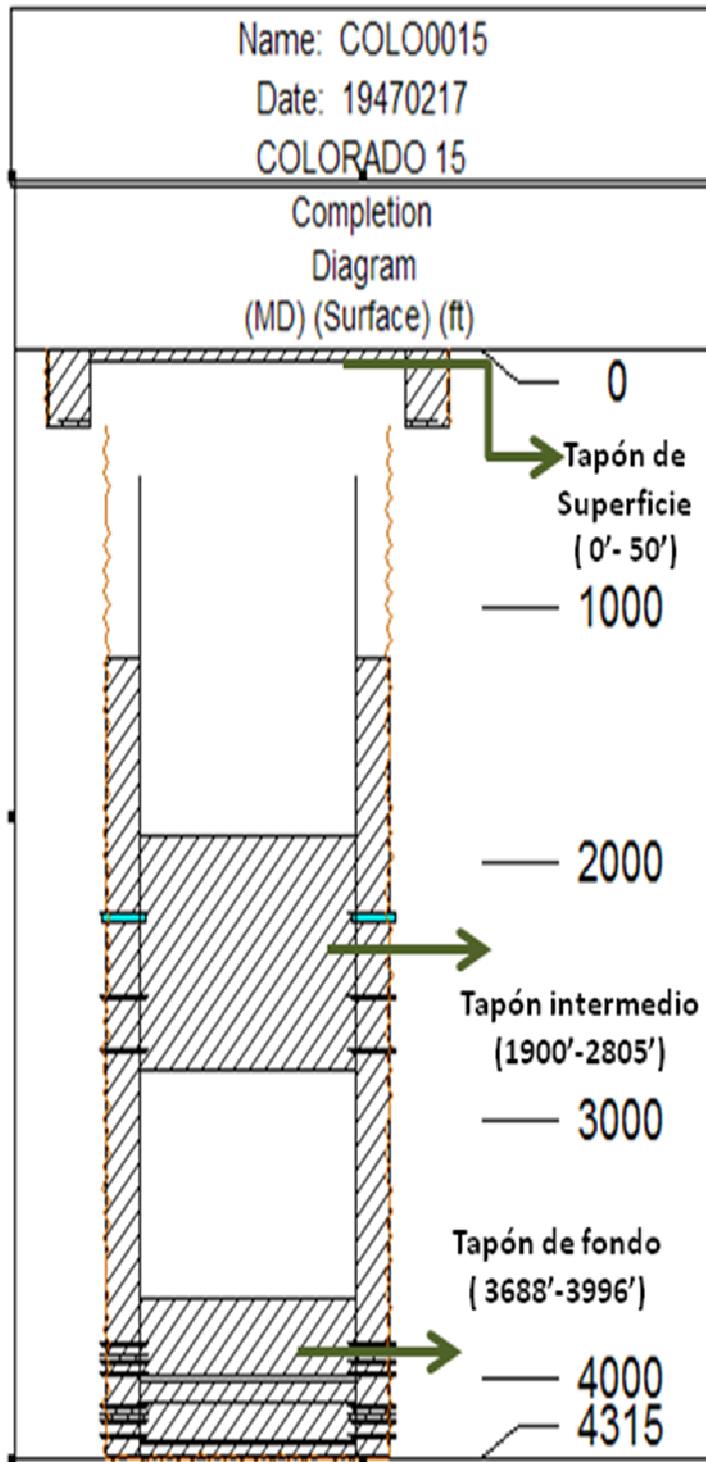
COLORADO 15

El pozo fue abandonado debido a que no se detecto presencia de hidrocarburos, los intervalos analizados dieron como resultado presencia de agua salada.

El pozo fue abandonado con 3 tapones de cemento, lo cual hace más sencilla la operación de abandono, se recomienda probar presión en el tapón de superficie y si esta prueba es exitosa, montar monumento de abandono. Si la prueba no es exitosa, se recomienda perforar los tapones de cemento y sentar nuevos tapones de cemento reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	1900' - 2805'
Tapón de fondo	3688' - 3996'

Figura de abandono del pozo Colorado 15



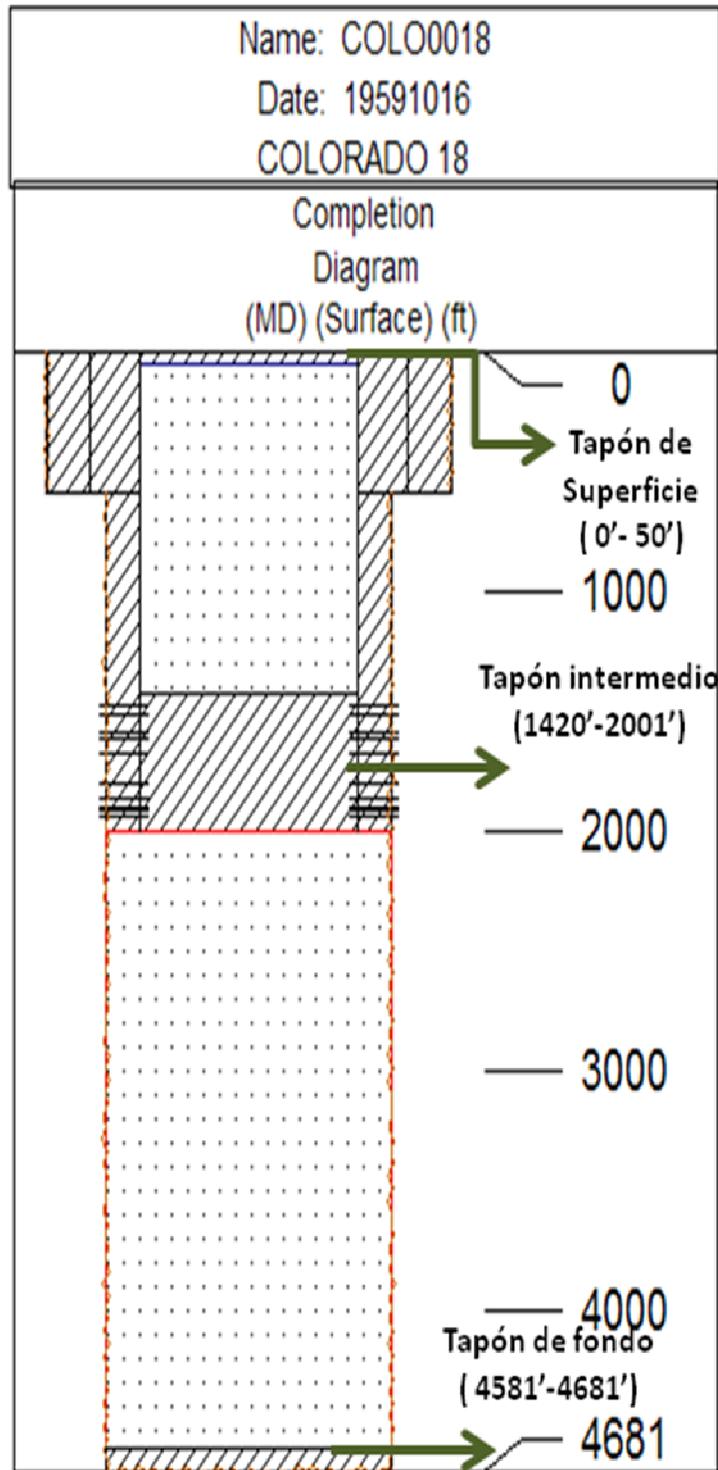
COLORADO 18

En este pozo todos los intervalos perforados, resultaron ser productores de agua, por lo tanto se procedió a abandonarlo sentando un tapón de cemento de 1670' a 1711'.

Para poder ubicar los tapones de abandono reglamentarios, se debe perforar el tapón de cemento que se encuentra, y sentar los tres tapones así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	1420' - 2001'
Tapón de fondo	4581' - 4681'

Figura de abandono del pozo Colorado 18



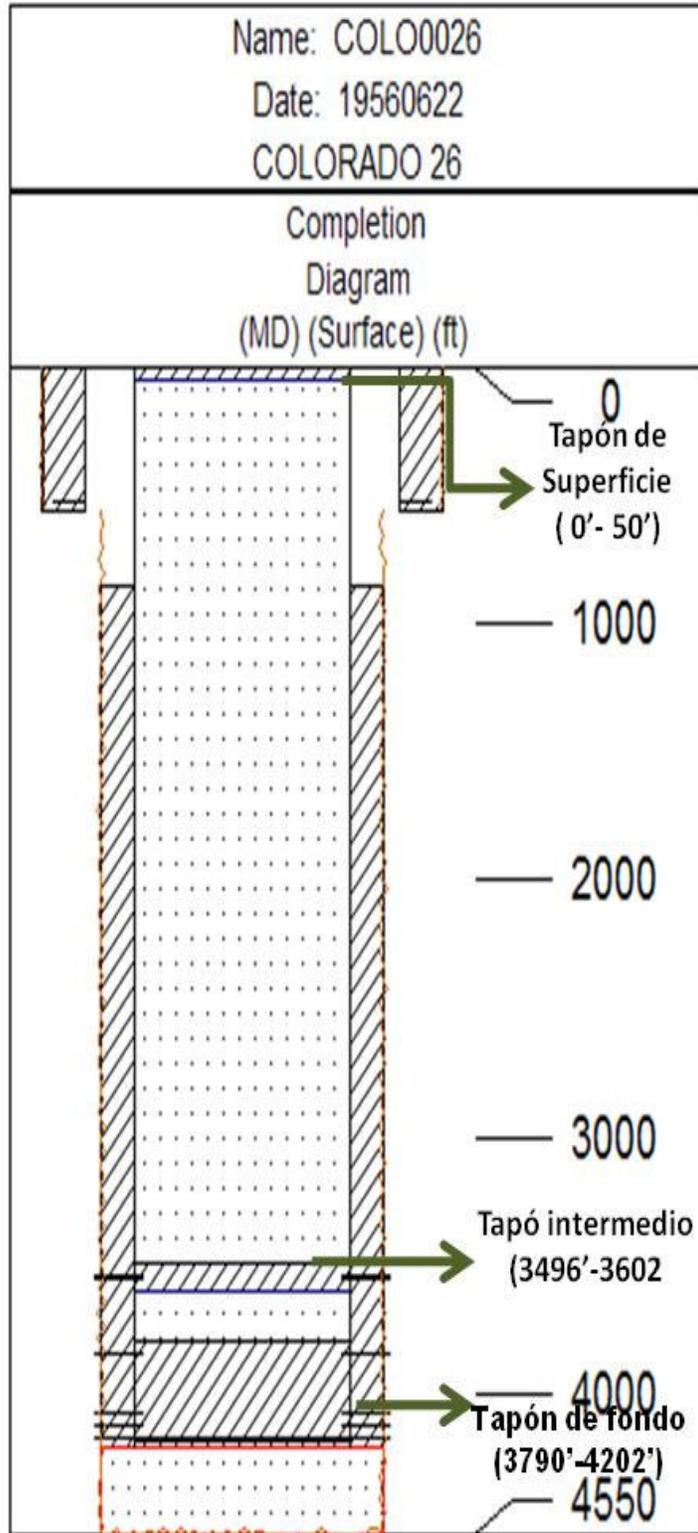
COLORADO 26

Este pozo se caracterizo debido a que las zonas analizadas por medio de perforaciones dieron como resultado acuíferos, debido a esto se decidió abandonar el pozo, sentando un tapón de cemento de 4179 a 4208.

Para cumplir con los requerimientos necesarios de abandono se requiere destruir dicho tapo de fondo y sentar los nuevos tapones en los siguientes lugares:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	3496' - 3602'
Tapón de fondo	3790' - 4208'

Figura de abandono del pozo Colorado 26

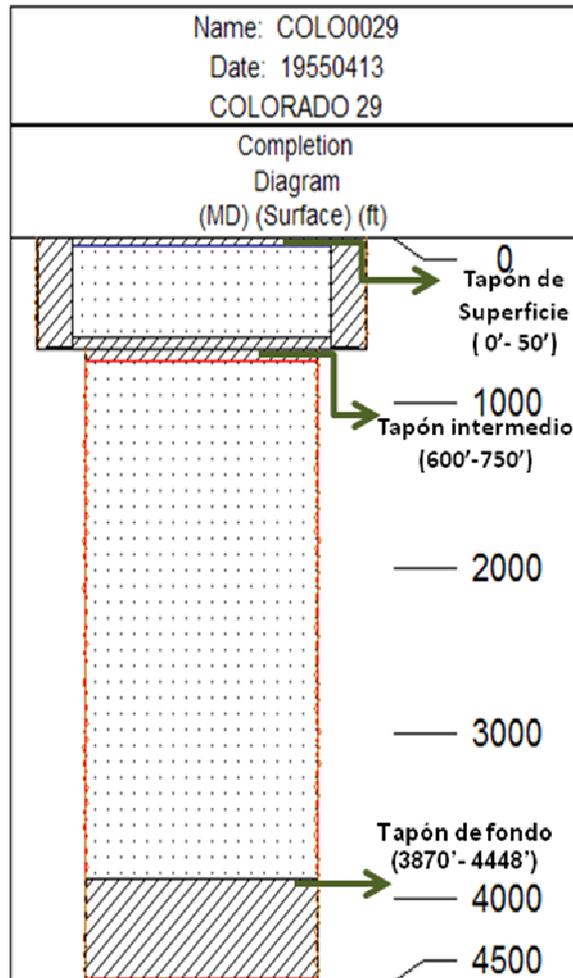


COLORADO 29

Este pozo resulto completamente seco, al momento de abandonarse se sentó tapón de cemento de 750' a 600' y de 3870 a 4480. Esto hace mas sencillo el procedimiento de abandono. Se recomienda probar con presión el intervalo de tope a 750', si esta prueba es exitosa, sentar tapón de superficie de 0 a 50', y montar monumento.

Si la prueba no es exitosa, destruir los tapones y volverlos a sentar en los mismos lugares.

Figura de abandono del pozo Colorado 29



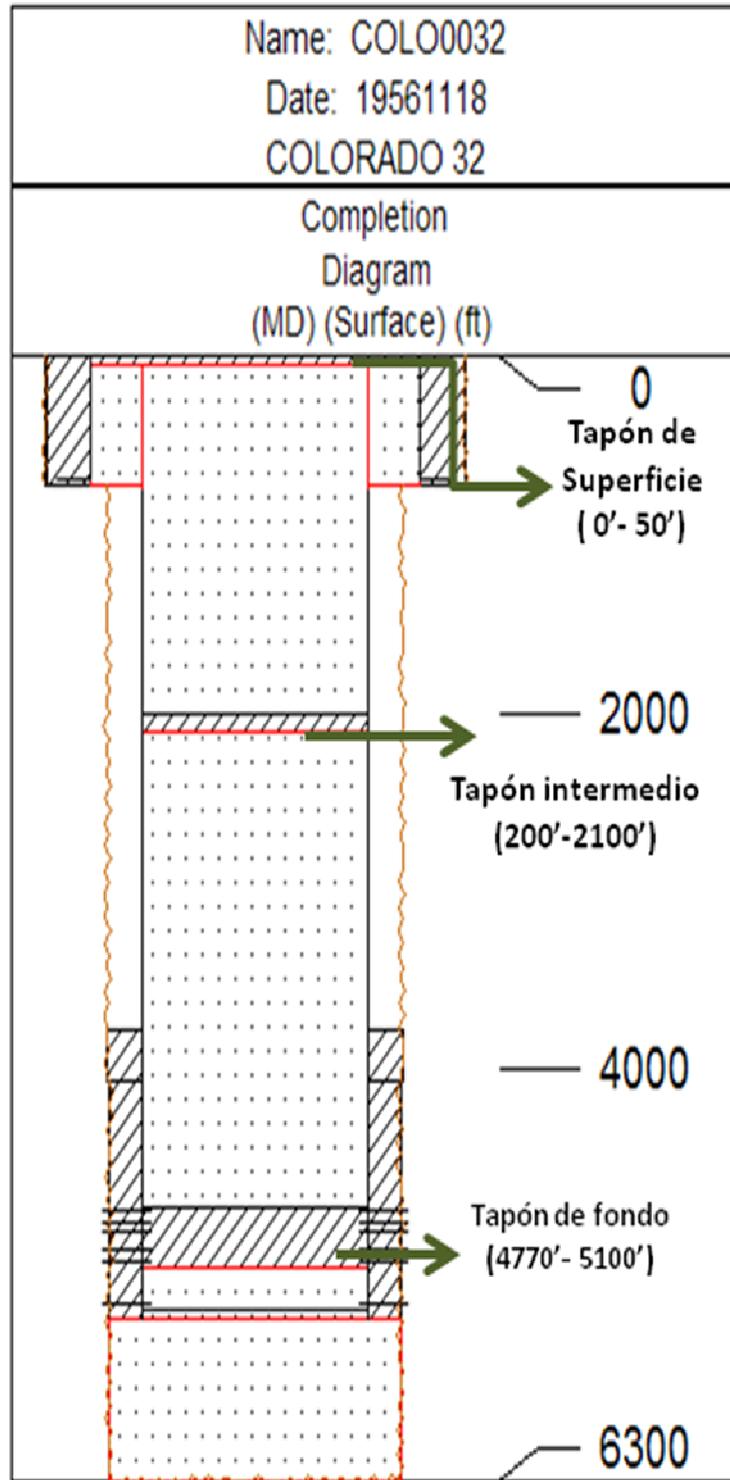
COLORADO 32

Este pozo no presento presencia de hidrocarburos, todos los intervalos analizados resultaron secos a excepción de 4495' a 5000', el cual es un acuífero. Al momento de abandonar se sentó tapones de cemento de 3970' a 4000 y de 5341 a 5385.

Para realizar el procedimiento de abandono se recomienda perforar los tapones de cemento encontrados y centra tapones reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	2000' - 2100'
Tapón de fondo	4770' - 5100'

Figura de abandono del pozo Colorado 32



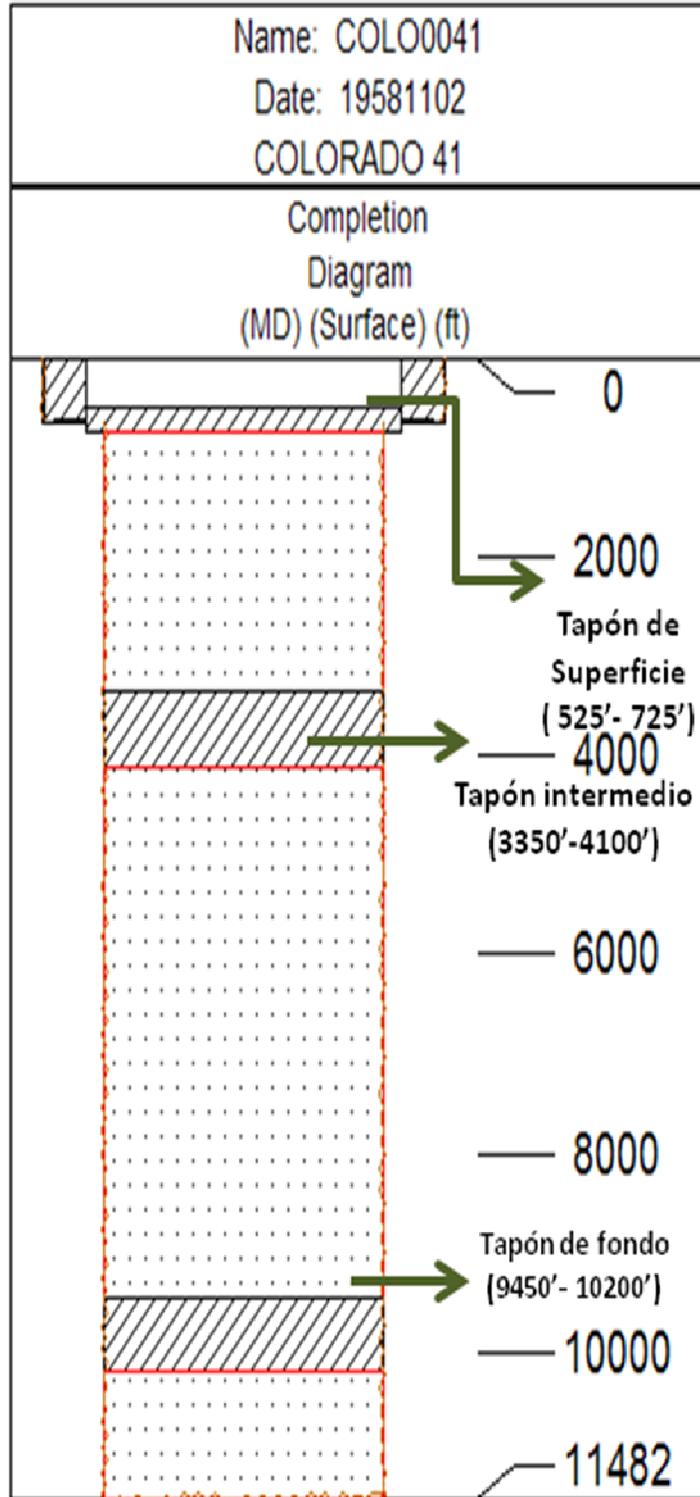
COLORADO 41

Al perforar y analizar este pozo se determinó que no había presencia de fluidos de en las formaciones, por esto se abandonó asentando tapones de cemento en los intervalos:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	525' - 725'
Tapón intermedio	3350' - 4100'
Tapón de fondo	9450' – 10200'

Se recomienda probar el primer tapón con prueba de presión, si esta es exitosa, sentar tapón de superficie de 0' a 50', y montar monumento de abandono. Si no lo es, destruir tapones y volver a asentarlos en el mismo lugar.

Figura de abandono del pozo Colorado 41

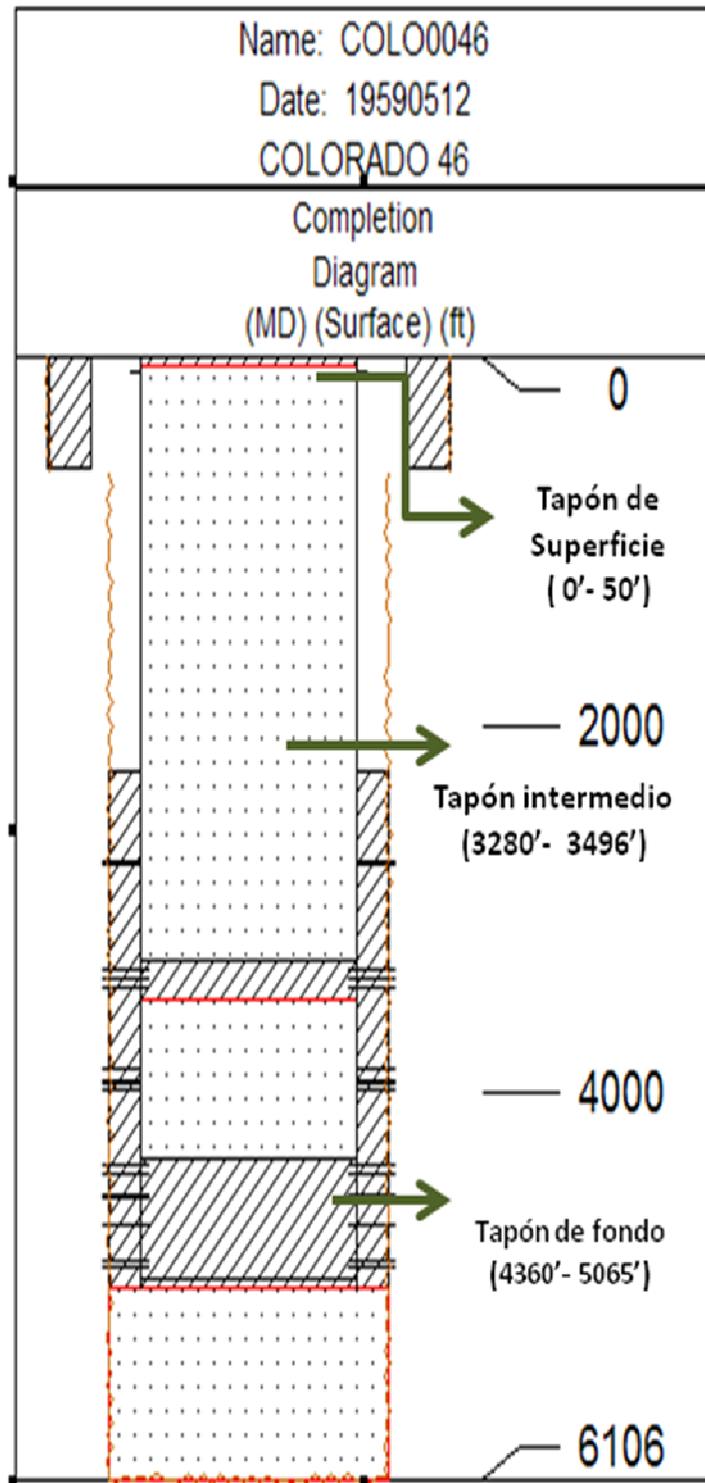


COLORADO 46

Los intervalos analizados en este pozo fueron todo acuíferos a excepción del intervalo 47626' – 4728', el cual presento agua con pequeñas trazas de aceite. Debido a esto se decidió abandonar el pozo, se encontraron tapones de cemento sentados en 4050' – 4101' y 4625'- 4685'. Los cuales no cumplen con las reglas actuales de abandono de pozo, por esto se recomienda perforar estos tapones y asentar tapones nuevos así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50'
Tapón intermedio	3280' - 3496'
Tapón de fondo	4360' – 5065'

Figura de abandono del pozo Colorado 46



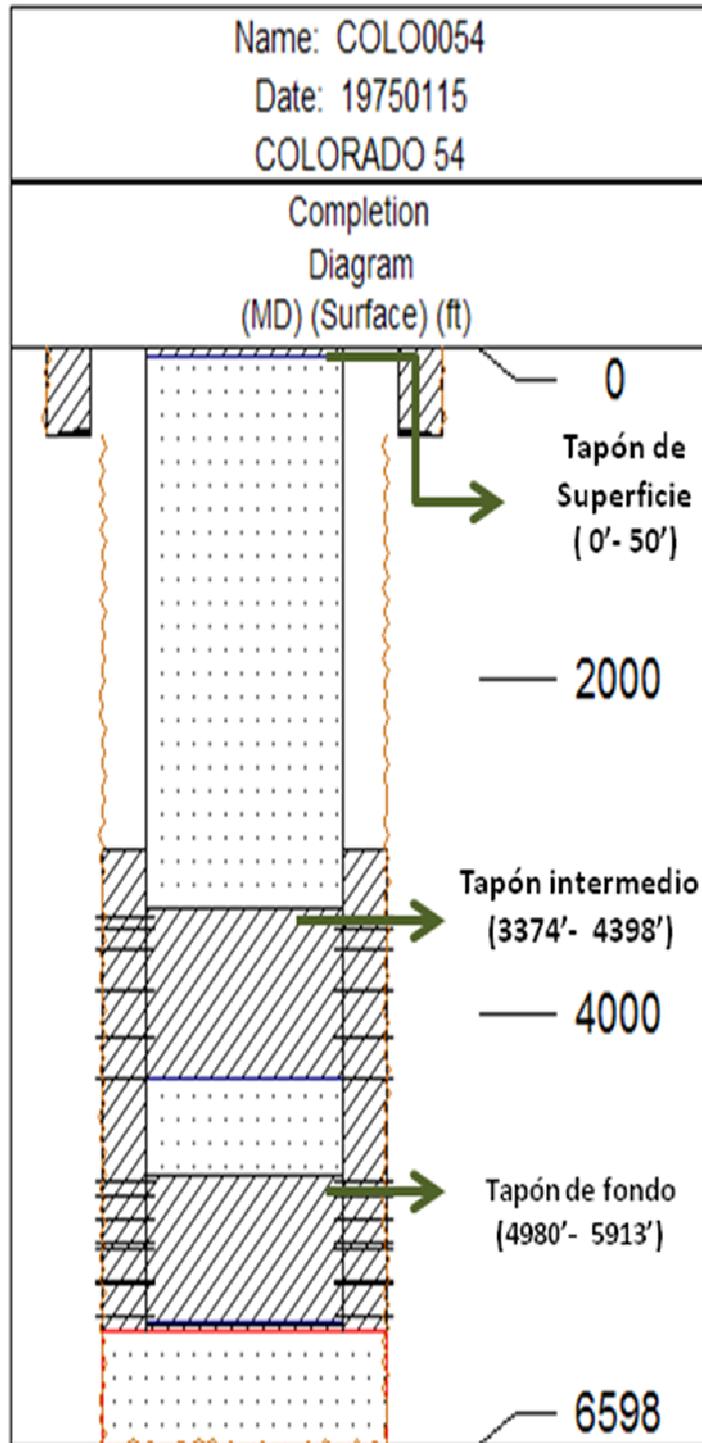
COLORADO 54

Este pozo tenía muchas expectativas de ser un potencial gasífero, pero al final se concluyó que el pozo nunca produjo, y que las pruebas hechas al principio resultaron deficientes e incompletas, por esta razón se abandonó el pozo.

Al abandonar este pozo se sentó un tapón de espesor pequeño a 5870', el cual debe ser perforado para proceder a asentar los tapones reglamentarios. Se recomienda sentar tapones de cemento en los siguientes intervalos:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50'
Tapón intermedio	3374' - 4398'
Tapón de fondo	4980' – 5913'

Figura de abandono del pozo Colorado 54

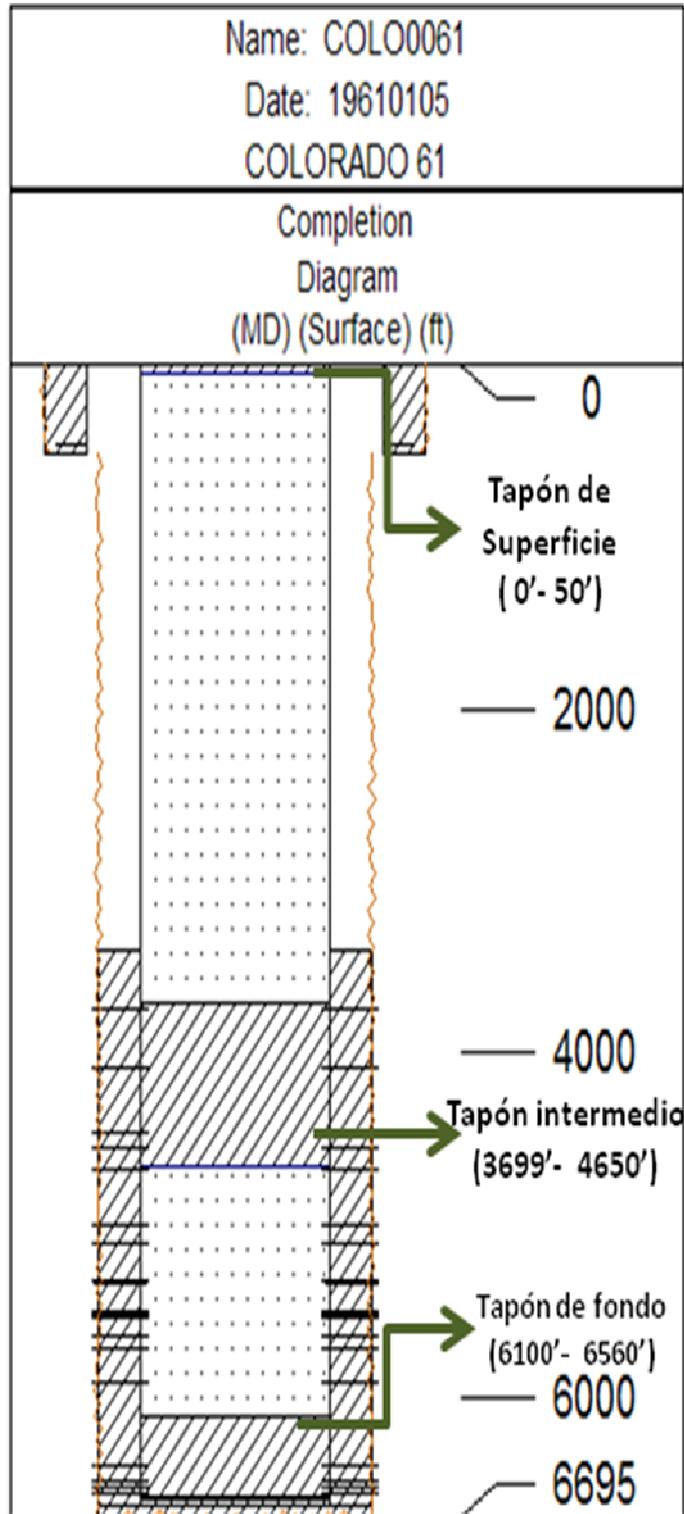


COLORADO 61

Los análisis del pozo dieron como resultado intervalos secos y acuíferos, por lo tanto se decidió el abandono, se encontró un tapón de fondo a 6628'-6695'. Se recomienda probar y dejar este tapón de fondo, y posteriormente sentar tapón de cemento intermedio y de superficie como se muestra:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	3699' - 4650'
Tapón de fondo (ya esta)	6100' - 6560'

Figura de abandono del pozo Colorado 61

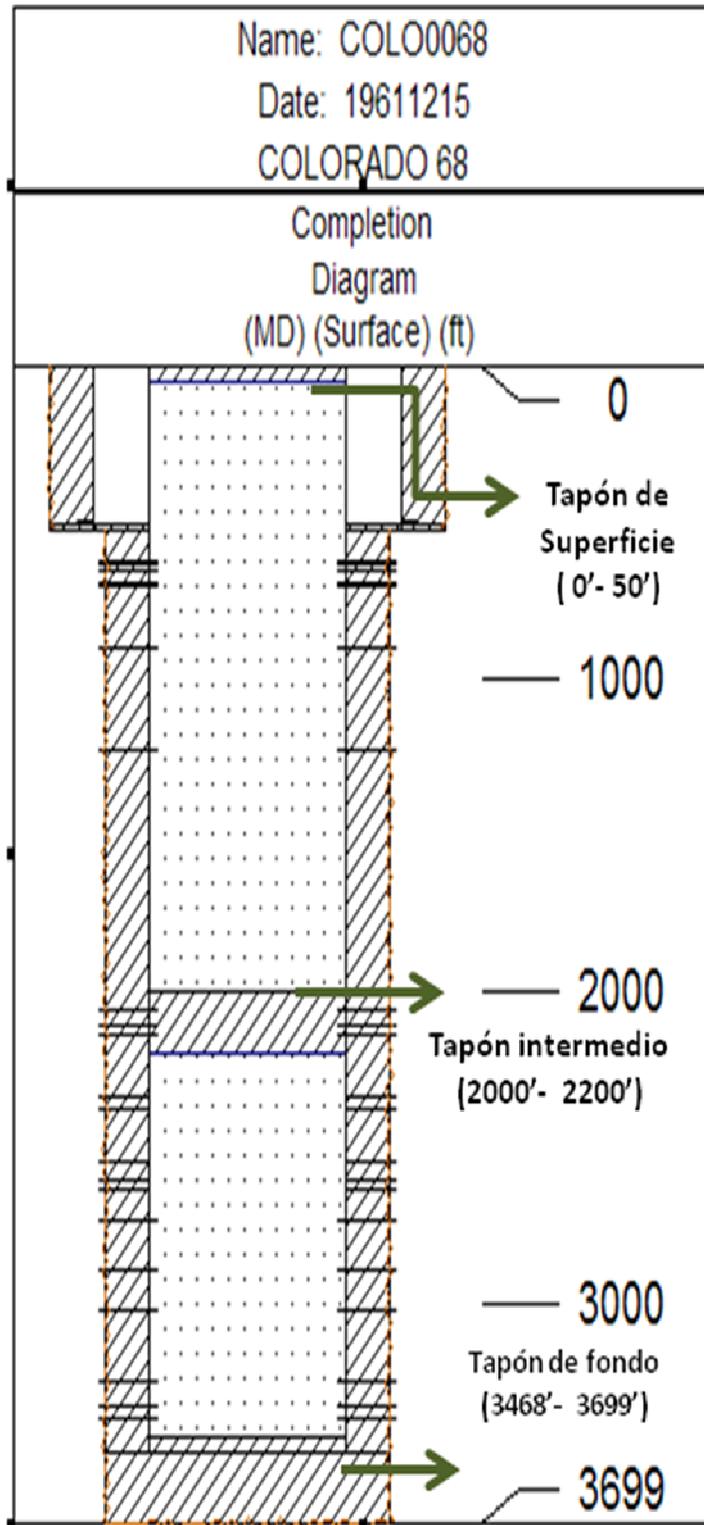


COLORADO 68

Este pozo se abandonó a tan sólo dos meses de ser perforado, debido a que todos los intervalos analizados resultaron acuíferos, se encontró un tapón de cemento sentado de 3468- 3699. Se recomienda dejar este tapón, y sentar tapón intermedio y de superficie así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	2000' - 2200'
Tapón de fondo (ya esta)	3468' - 3699'

Figura de abandono del pozo Colorado 68

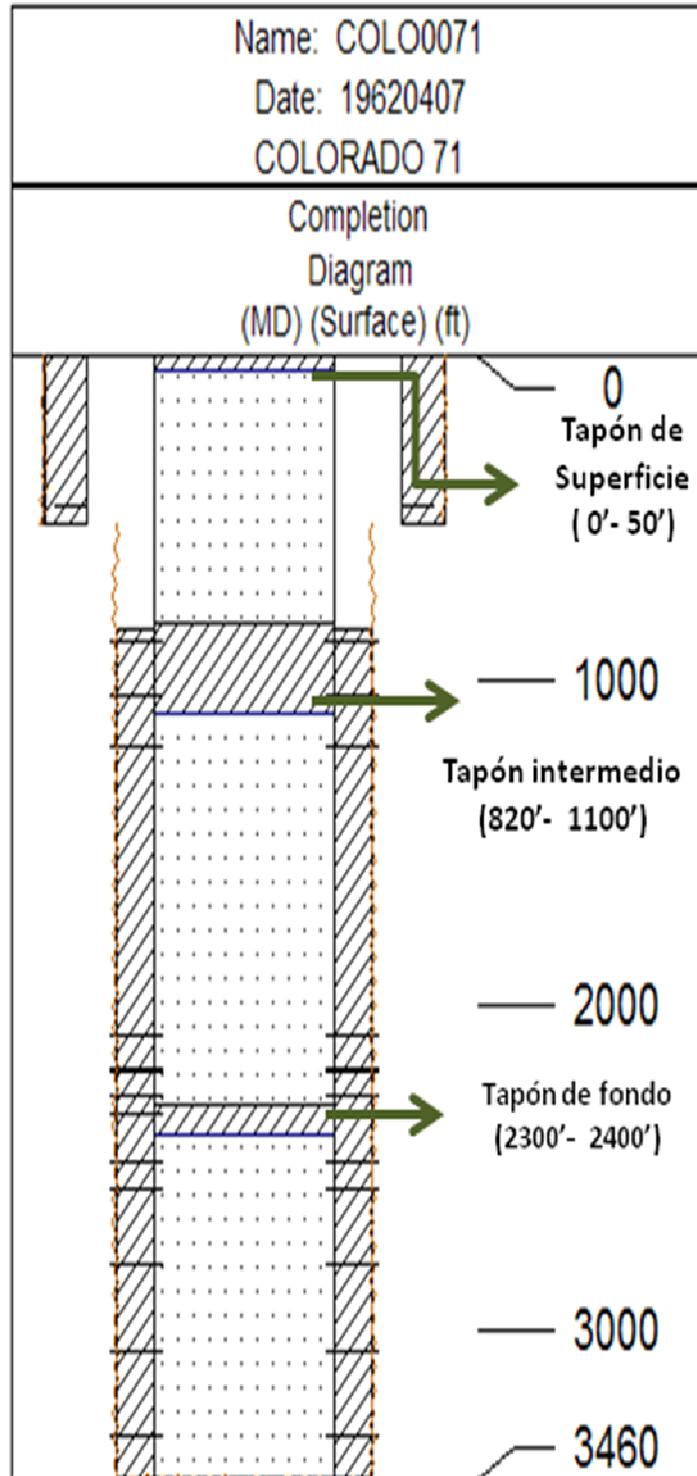


COLORADO 71

En este pozo todos los intervalos analizados resultaron acuíferos, por lo tanto se abandonó sentando tapones de cemento a 23- 205 y 2309- 2335. Se recomienda perforar estos tapones para sentar los tres tapones reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	820' - 1100'
Tapón de fondo	2300' - 2900'

Figura de abandono del pozo Colorado 71

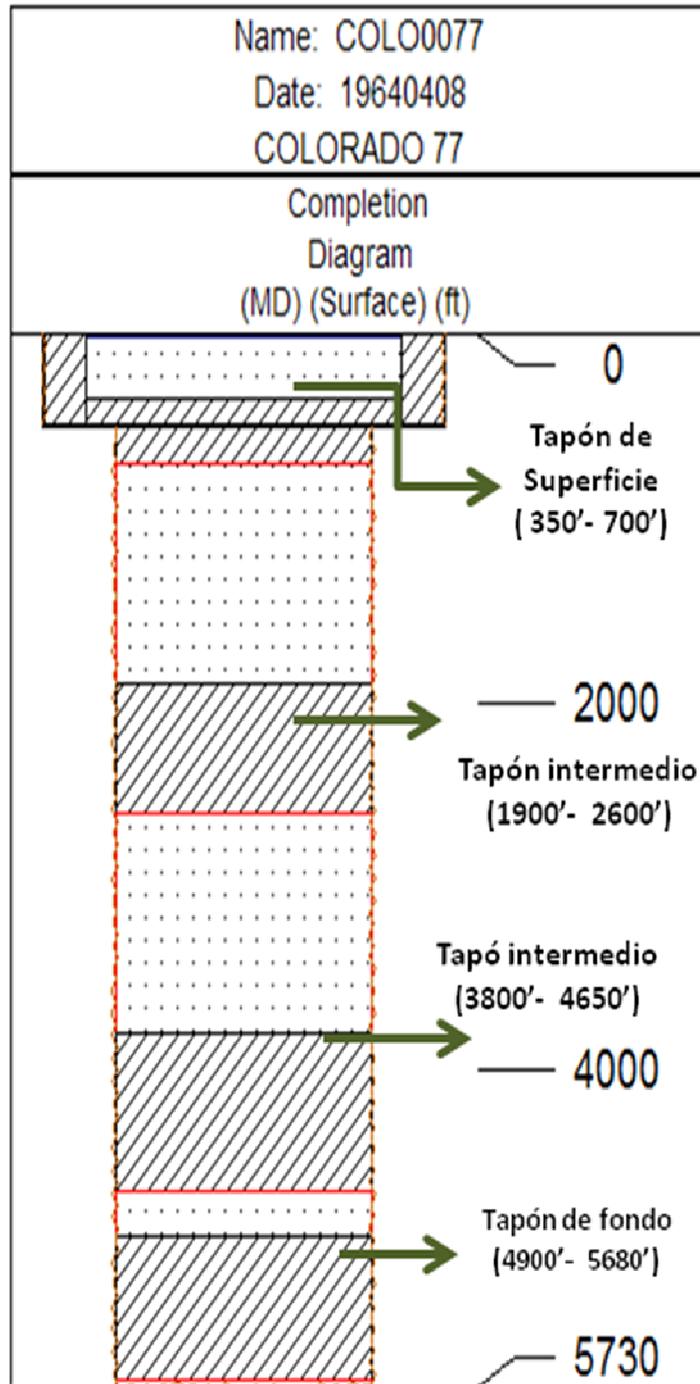


COLORADO 77

En este pozo todos los intervalos analizados dieron como resultado acuíferos, y las arcillas analizadas son de muy baja permeabilidad, por lo tanto se decidió abandonar.

En este pozo se encontraron sentados un tapón de fondo dos intermedios y uno de superficie, de un espesor bastante considerable, por lo cual se considera que este pozo cumple con los requerimientos solicitados, y sólo se debe proceder a instalar placa monumento de abandono.

Figura de abandono del pozo Colorado 77



5.3.3 Pozos con tecnología coiled tubing, cementados con tubería de trabajo en forma de spaguetti o tecnología jet grouting

5.3.3.1 Programa de abandono

1. Verificar que el pozo tenga la forma 7 CR para abandono de pozos debidamente actualizada y firmada por los representantes tanto del Ministerio como de la Empresa operadora.
2. Verificar estado de la vía y la locación, anclajes para una posible parada del equipo de coiled tubing o tecnología jet grouting.
3. Alistar equipo de cementación coiled tubing y tubería de trabajo “tubing espaguetti” o tecnología de cementación jet grouting.
4. Descargar el pozo, si tiene gas, cruzar el flujo a través de un separador por el cual se debe conducir el gas a tea para quemarlo, y el fluido liquido recogerlo en recipientes y conducirlo a la estación mas cercana., hasta que el pozo tenga una presión de cero en cabeza. (evitar al máximo cualquier derrame de fluidos contaminantes al ecosistema).
5. Si la presión no cae a cero, se debe controlar el pozo circulándolo, con agua salada (si tiene tubería), o inyectarle un fluido más pesado para matar esa presión. Evitar en cuanto sea posible fracturar la formación.
6. Cementar los anulares indicados con la tubería de trabajo “spaguetti tubing”.

7. Colocar tapón de cemento clase "G" a la profundidad indicada, completarlo hasta que se indique en el programa de abandono.
8. Llenarlo con agua fresca y echarle inhibidor de corrosión (según especificaciones técnicas del inhibidor a utilizar, se recomienda 1 galón de inhibidor Ped-57 con una relación de 1gal / 200bbls_agua).
9. Realizar prueba hidrostática para verificar buen sello del tapón de cemento. (generalmente se inyecta agua a presión y se debe verificar que sean sostenidas 500 libras en cabeza).
10. Si la presión se sostiene por encima de 10 minutos el tapón y el revestimiento esta OK se prosigue con el siguiente paso. Si no se sostiene puede que el tapón dé paso o el revestimiento tiene alguna fisura que no deje sostener la presión. Si es así se debe dejar por un lapso determinado para que se estabilice el nivel, y se le coloca un nuevo tapón aproximadamente 5 pies por debajo del nivel de fluido. Y se vuelve a realizar la prueba hidrostática.
11. Colocar tapón intermedio de cemento clase "G" a profundidad indicada y completarlo hasta lograr espesor indicado en el programa de abandono.
12. Llenarlo con agua fresca y echarle inhibidor de corrosión (según especificaciones técnicas del inhibidor a utilizar, se recomienda 1 galón de inhibidor Ped-57 con una relación de 1gal / 200bbls_agua).

13. Realizar prueba hidrostática para verificar buen sello del tapón de cemento. (generalmente se inyecta agua a presión y se debe verificar que sean sostenidas 500 libras en cabeza).
14. Si la presión se sostiene por encima de 10 minutos el tapón y el revestimiento esta OK se prosigue con el siguiente paso. Si no se sostiene puede que el tapón dé paso o el revestimiento tiene alguna fisura que no deje sostener la presión. Si es así se debe dejar por un lapso determinado para que se estabilice el nivel, y se le coloca un nuevo tapón aproximadamente 5 pies por debajo del nivel de fluido. Y se vuelve a realizar la prueba hidrostática.
15. Colocar tapón de superficie de 50 pies de cemento clase "A".
16. Colocar placa de cemento según las especificaciones siguientes.
17. Restaurar la zona

COLORADO 2

El pozo colorado 2, no presenta ningún intervalo cementado en los casing que se encuentran conformando el pozo, y además fue un pozo con un flujo de gas considerable, por esto se recomienda utilizar un equipo de coiled tubing, para utilizar tubería de trabajo " tubing spagueti", para cementar los anulares y así aislar la formación productora de gas adecuadamente.

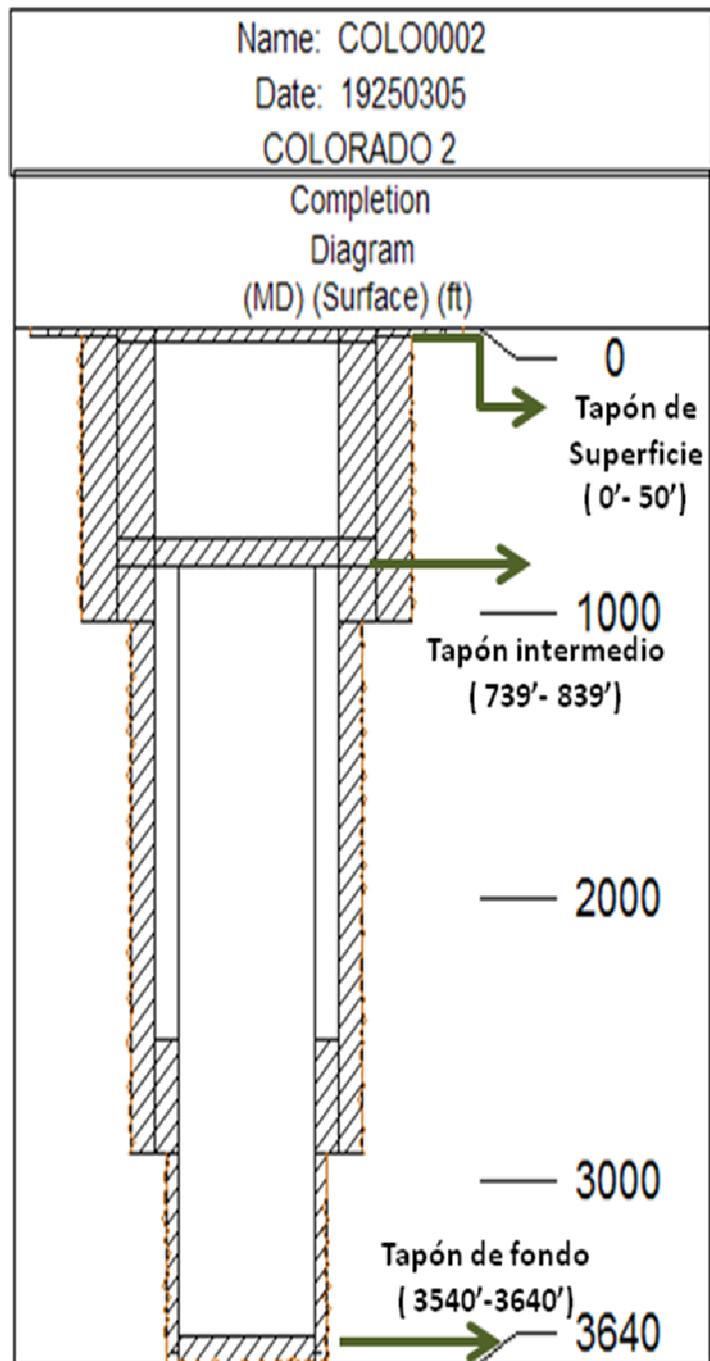
Se recomienda el siguiente procedimiento:

- Cementar anular entre el casing de 15 1/2" y el hueco abierto de 20", de 0' a 1032'
- Cementar anular entre el casing de 11" y el hueco abierto de 14", de 1032' a 2093'
- Cementar anular entre el casing de 8 1/4" y el hueco abierto de 9 5/8", de 1032' a 2093'
- Cementar anular entre el casing de 8 1/4" y casing de 15 1/2", de 2500' a 2093'
- Cementar anular entre el casing de 11" y casing de 15 1/2", de 0' a 1032'

Una vez realizada esta operación de cementación, bajar y asentar los tapones de cemento reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' a 50'
Tapón intermedio	739' a 839'
Tapón de fondo	3540' a 3640'

Figura de abandono de pozo colorado 2



COLORADO 7

Este pozo fue abandonado debido a una alta relación gas aceite “GOR”, por lo tanto hay que aislar bien los intervalos que contienen el hidrocarburo para evitar la migración a otras zonas. El problema de este pozo consiste en que en la cementación primaria el intervalo de 749’ a 2422’ “anular del casing de 11” no fue cementado, y por allí pueden fluir pequeñas cantidades de gas y aceite, por esto se recomienda utilizar una unidad de coiled tubing, con tubería de trajo spaguetti para cementar este anular y así proceder a asentar los tapones reglamentarios de cemento.

Intervalo (ft)	PRESENCIA DE FLUIDO
1860-1887	Pequeña presencia de gas y aceite
3870-3923	Gas

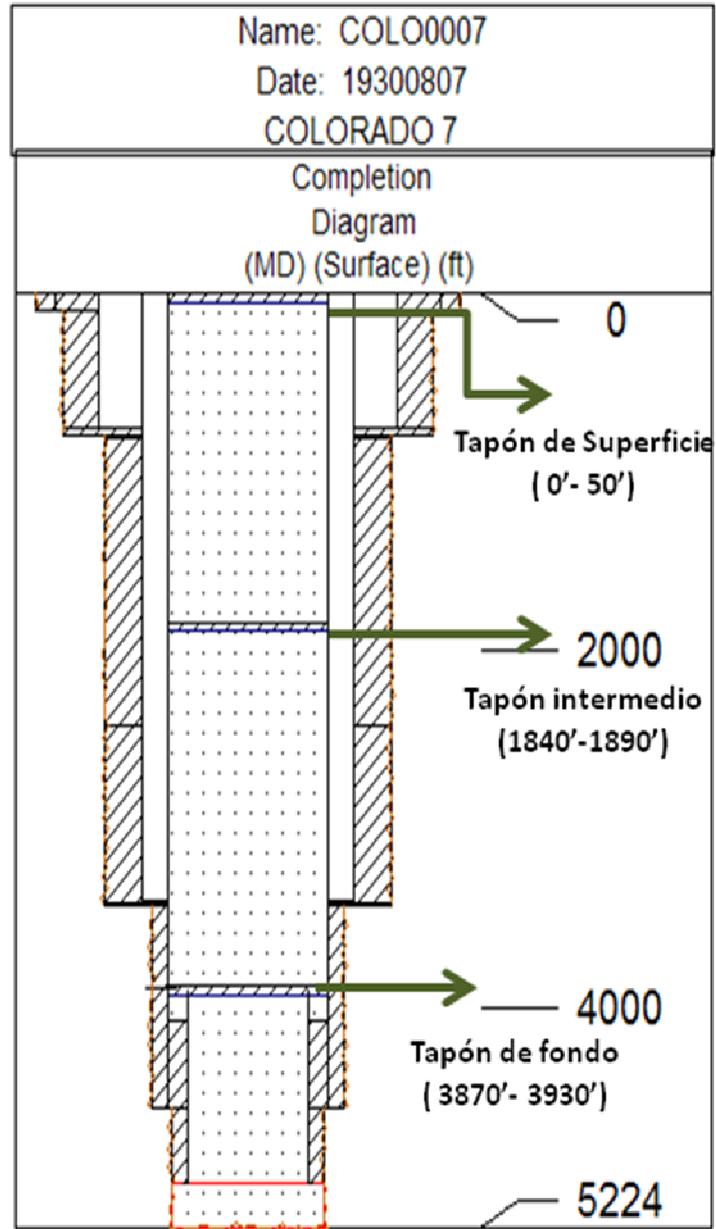
Procedimiento recomendado:

- Cementar anular entre el casing de 11” y el hueco abierto de 14 5/8”, de 749’ a 2422’

Asentar tapones de cemento reglamentarios:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0’ a 50
Tapón intermedio	1840’ a 1890’
Tapón de fondo	3870’ a 3930’

Figura abandono de pozo colorado 7



COLORADO 8

Este pozo fue abandonado por múltiples problemas en la perforación. El casing está cementado sólo en algunos intervalos, dejando en contacto con la formación con el anular gran parte de la longitud del mismo, y teniendo en cuenta que durante el proceso de perforación se detectó flujo de aceite y gas a 5224' y 4707'; es importante aislar completamente las partes que no están cementadas, para así reducir el riesgo de migración de fluidos.

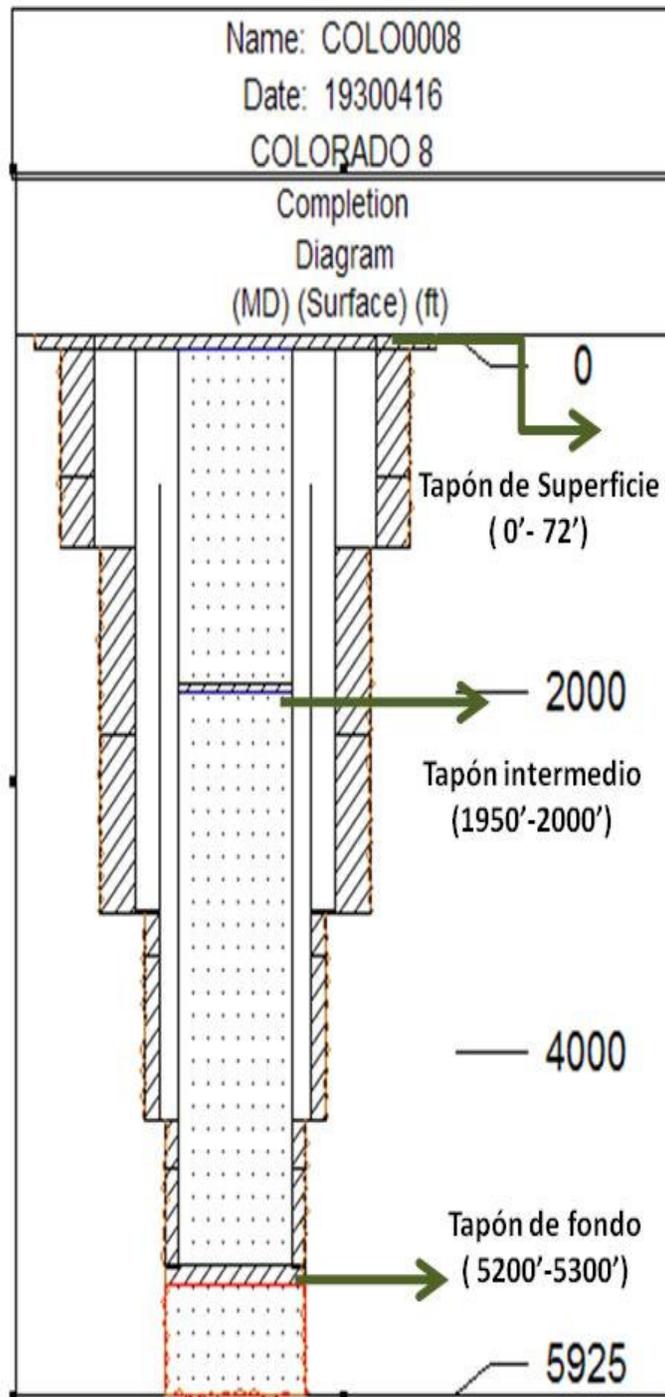
El procedimiento recomendado es el siguiente.

- Cementar anular entre el casing de 6 1/4" y el hueco abierto de 7 5/8", de 4390' a 4650'.
- Cementar anular entre el casing de 8 1/4" y el hueco abierto de 10", de 3220' a 3468'.
- Cementar anular entre el casing de 11" y el hueco abierto de 14 3/4", de 1190' a 2240'.
- Cementar anular entre el casing de 11" y el hueco abierto de 14 5/8", de 749' a 2422'.
- Cementar anular entre del casing de 15 1/2" de 0' a 790'.

Después de esto asentar taponos de cemento reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' a 72'
Tapón intermedio	1950' a 2000'
Tapón de fondo	5200' a 5300'

Figura de abandono pozo Colorado 8



5.3.4 Abandono de pozos que presentaron producción de hidrocarburos

Algunos pozos del campo colorado fueron productores de petróleo por un determinado periodo. Pero debido a las características de la formación, llegaron a su límite económico y se decidió abandonar por altas relaciones agua petróleo WOR, o altas relaciones gas petróleo GOR.

El abandono de estos pozos de petróleo se debe realizar con una mayor precaución, ya que se deben aislar y sellar las zonas productoras correctamente para evitar que invadan zonas de agua subterráneas, que puedan desembocar en fuentes hídricas potables.

5.3.4.1 Programa de abandono

1. Verificar que el pozo tenga la forma 7 CR para abandono de pozos debidamente actualizada y firmada por los representantes tanto del Ministerio como de la Compañía operadora.
2. Verificar estado de la vía y la locación, anclajes para una posible parada de la torre o equipo.
3. Alistar equipo de cementación Frank 300 o similar.
4. Descargar el pozo, si tiene gas, cruzar el flujo a través de un separador por el cual se debe conducir el gas a tea para quemarlo, y el fluido líquido recogerlo en recipientes y conducirlo a la estación mas cercana., hasta que el pozo tenga una presión de cero en cabeza. (evitar al máximo cualquier derrame de fluidos contaminantes al ecosistema).

5. Si la presión no cae a cero, se debe controlar el pozo circulándolo, con agua salada (si tiene tubería), o inyectarle un fluido más pesado para matar esa presión. Evitar en cuanto sea posible fracturar la formación.
6. Sacar sarta de tubería, varilla y bomba.
7. Colocar tapón de cemento clase "G" a la profundidad indicada, completarlo hasta que se indique en el programa de abandono..
8. Llenarlo con agua fresca y echarle inhibidor de corrosión (según especificaciones técnicas del inhibidor a utilizar, se recomienda 1 galón de inhibidor Ped-57 con una relación de 1gal / 200bbls_agua)
9. Realizar prueba hidrostática para verificar buen sello del tapón de cemento. (generalmente se inyecta agua a presión y se debe verificar que sean sostenidas 500 libras en cabeza).
10. Si la presión se sostiene por encima de 10 minutos el tapón y el revestimiento esta OK se prosigue con el siguiente paso. Si no se sostiene puede que el tapón dé paso o el revestimiento tiene alguna fisura que no deje sostener la presión. Si es así se debe dejar por un lapso determinado para que se estabilice el nivel, y se le coloca un nuevo tapón aproximadamente 5 pies por debajo del nivel de fluido. Y se vuelve a realizar la prueba hidrostática.
11. Colocar tapón intermedio de cemento clase "G" a profundidad indicada y completarlo hasta lograr espesor indicado en el programa de abandono..
12. Llenarlo con agua fresca y echarle inhibidor de corrosión (según especificaciones técnicas del inhibidor a utilizar, se recomienda 1 galón de inhibidor Ped-57 con una relación de 1gal / 200bbls_agua)
13. Realizar prueba hidrostática para verificar buen sello del tapón de cemento. (generalmente se inyecta agua a presión y se debe verificar que sean sostenidas 500 libras en cabeza).
14. Si la presión se sostiene por encima de 10 minutos el tapón y el revestimiento esta OK se prosigue con el siguiente paso. Si no se

sostiene puede que el tapón dé paso o el revestimiento tiene alguna fisura que no deje sostener la presión. Si es así se debe dejar por un lapso determinado para que se estabilice el nivel, y se le coloca un nuevo tapón aproximadamente 5 pies por debajo del nivel de fluido. Y se vuelve a realizar la prueba hidrostática.

15. Colocar tapón de superficie de 50 pies de cemento clase "A".
16. Colocar placa de cemento según las especificaciones siguientes.
17. Restaurar la zona.

COLORADO 6

Este pozo, produjo aceite y agua, pero fue abandonado debido a sus diversos problemas mecánicos, al momento de abandonarse se quedó un pez en el pozo y se sentó tapón de cemento de 1868 a 1935.

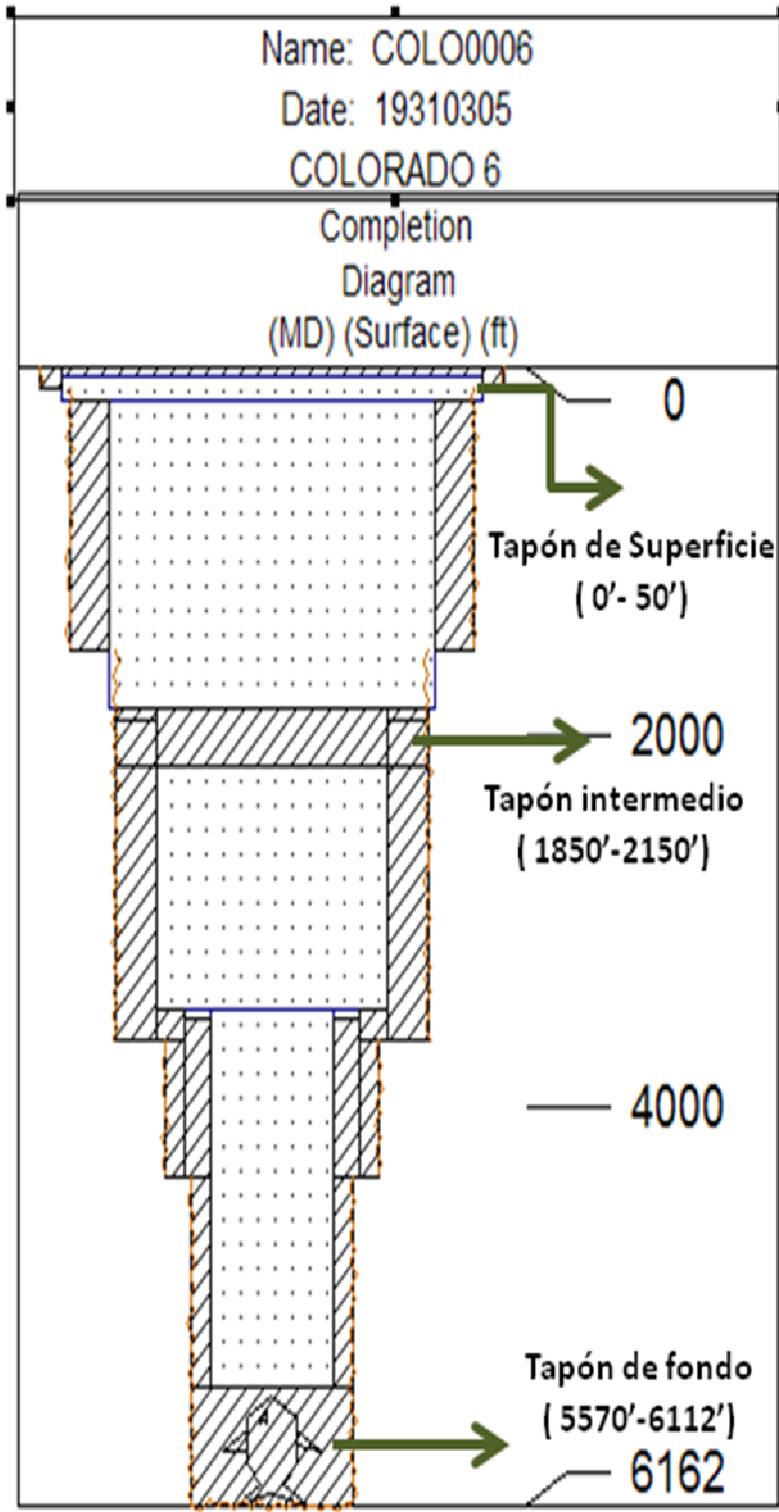
Al perforar el pozo se encontraron que en los siguientes intervalos hay presencia de gas y aceite.

Intervalo (ft)	PRESENCIA DE FLUIDO
4380	Gas y Aceite
3910'-3983'	Gas y Aceite
4454'-4456'	Gas y Aceite
440'-4497,	Gas y Aceite

El pozo presenta una cementación primaria total en los anulares que comunican el casing con la formación, lo cual facilita la operación de abandono. Se recomienda sentar tapones de cemento reglamentarios para el abandono de en los siguientes intervalos:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' – 50
Tapón intermedio	1850' - 2150'
Tapón de fondo	5570' - 6162'

Figura de abandono del pozo colorado 6



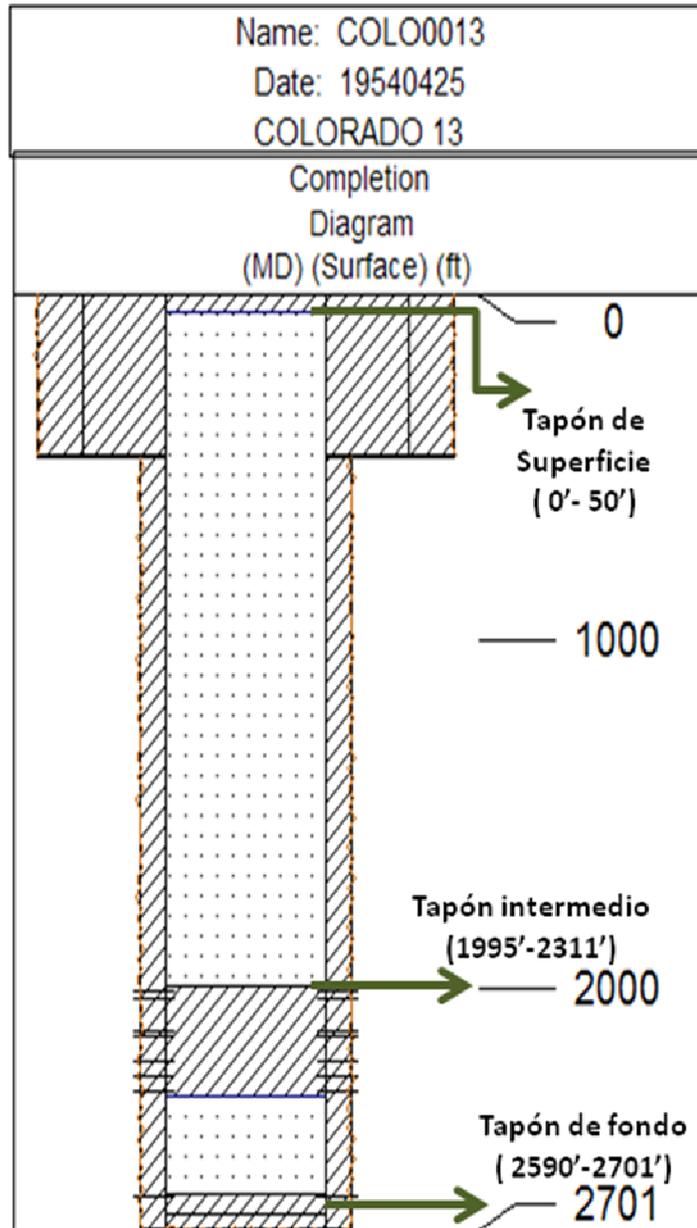
COLORADO 13

Este pozo fue productor de petróleo y se decidió abandonar debido a su alto corte de agua "93.6%". Los intervalos cañoneados entre el intervalo de 2008' a 2302' y 2602' a 2612' produjeron aceite, agua y gas.

Se recomienda asentar tapones de abandono reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' – 50
Tapón intermedio	1995' - 2311'
Tapón de fondo	2590' - 2701'

Figura de abandono del pozo Colorado 13



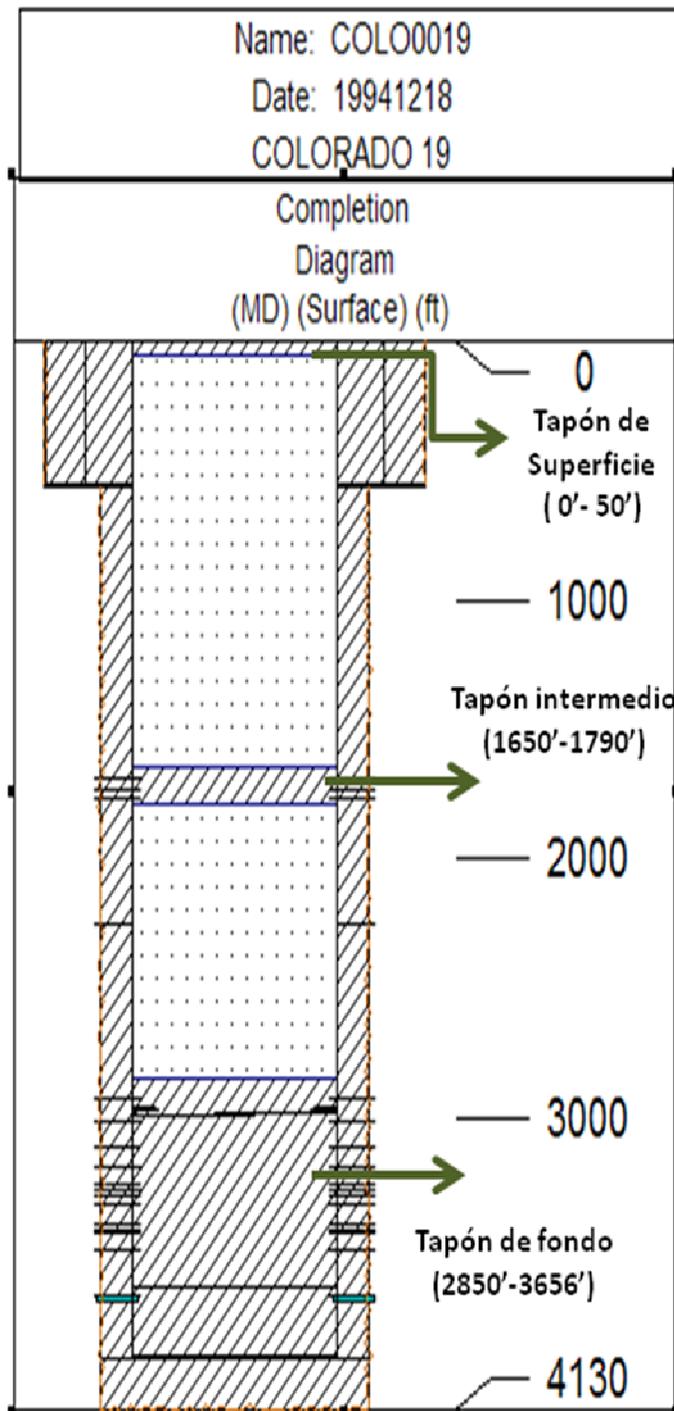
COLORADO 19

Este pozo fue abandonado debido a diversos problemas mecánicos, quedándose dentro del pozo un pez a 2977, y al parecer no se saco tubería de producción. Este pozo presenta un tapón de fondo de 3656' a 4130.

Se recomienda poner un tapón de cemento cubriendo el pez, ya así aislar ese intervalo abierto. Los taponos reglamentarios se sentaron como se describe a continuación:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' – 50
Tapón intermedio	1650' - 1790'
Tapón de fondo	2850' - 3656'

Figura de abandono del pozo Colorado 19



COLORADO 20

Este pozo fue productor de crudo por 21 años, luego fue abandonado debido a baja producción, alto corte de agua y varios problemas mecánicos. Al analizar las formaciones se encontraron varios intervalos que fueron identificados como acuíferos estos son:

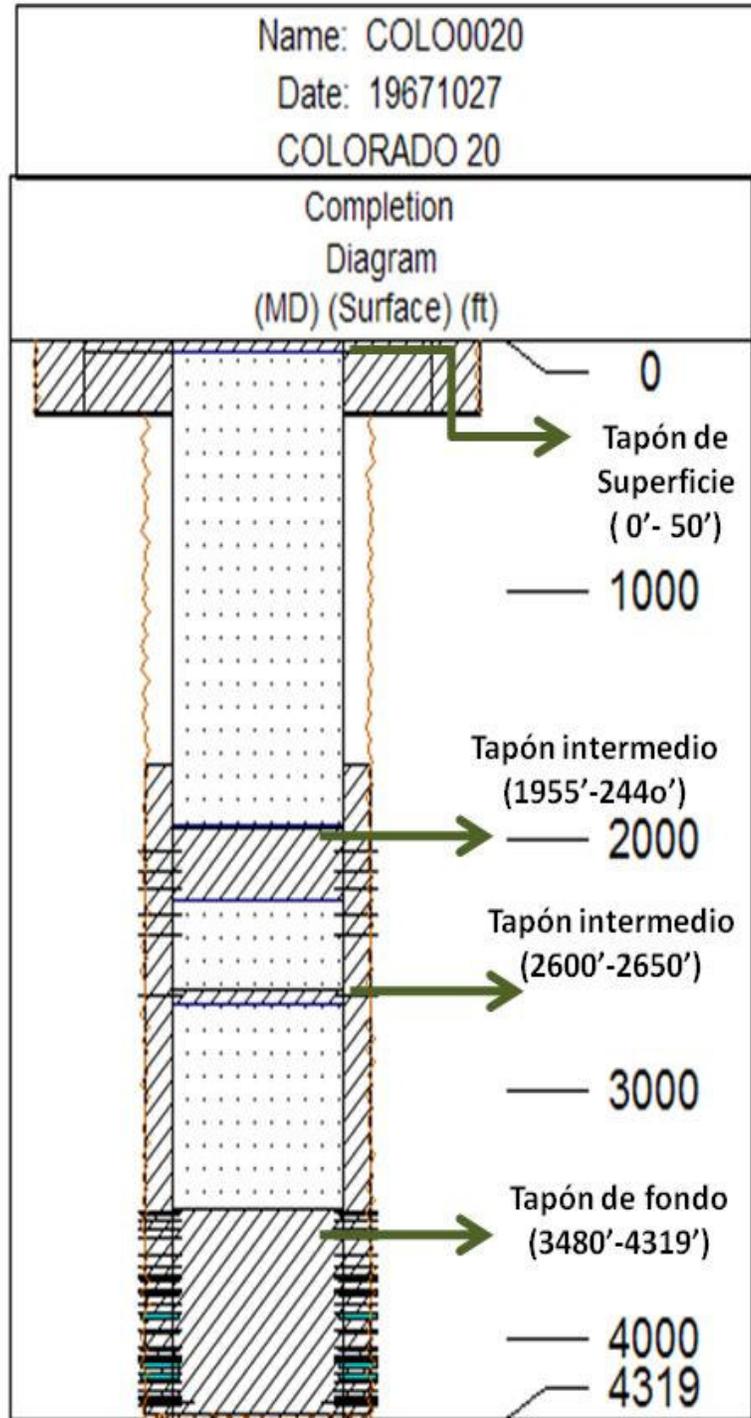
Intervalo (ft)	PRESENCIA DE FLUIDO
2124'-2132'	Acuífero
2194'-2198'	Acuífero
2296'-2302'	Acuífero
2382'-2392'	Acuífero
2626'-2636'	Acuífero

Para proteger estas formaciones que contienen agua de una invasión con fluidos hidrocarburos, se recomienda perforar el tapón que se encuentra instalado, y sentar los tapones de abandono en los siguientes lugares:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	1955'-2440'
Tapón intermedio	2600' - 2650'
Tapón de fondo	3480' - 3419'

Para este pozo se ha decidido instalar 4 tapones de cemento, con el fin de aislar bien todos los intervalos contenedores de hidrocarburos, y al mismo tiempo ahorrar una cantidad de lechada considerable.

Figura de abandono del pozo Colorado 20



COLORADO 22

Este pozo produjo solo por 4 meses, luego fue abandonado debido a su baja producción de aceite y gran producción de agua, los intervalos más representativos fueron:

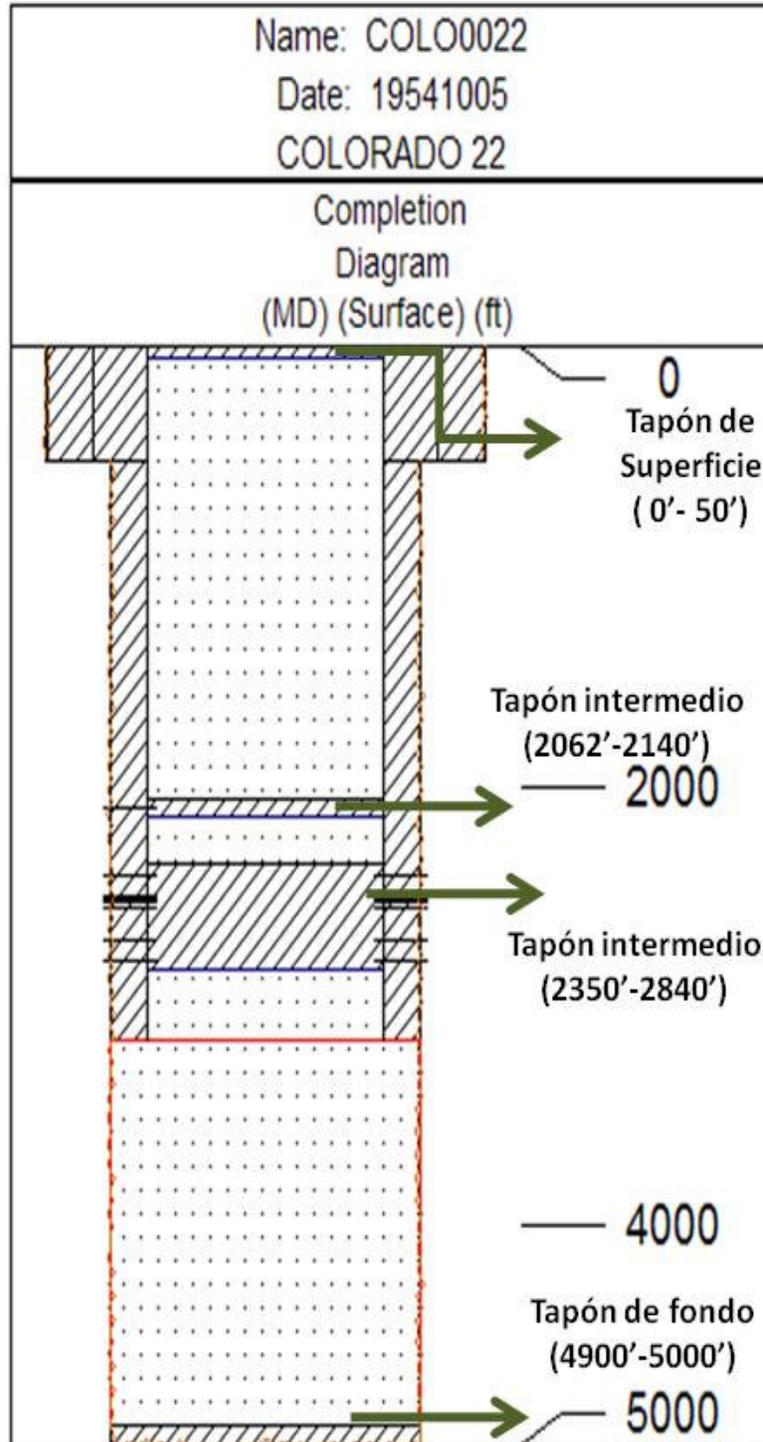
Intervalo (ft)	PRESENCIA DE FLUIDO
2094'-2111'	Petrolífero
2402'-2416'	Acuífero

Al momento de abandonar este pozo en el año 1954, se sentó un tapón de cemento de 2550' a 2553, y otro de 3125 a 3155. Para realizar el procedimiento de abandono antes hay que perforar y desaparecer estos tapones para sentar los tapones reglamentarios de abandono.

Para este pozo se diseñó un sistema de 4 tapones con el fin de aislar satisfactoriamente las zonas productoras de agua de las zonas que contienen hidrocarburos.

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	2062' - 2140'
Tapón intermedio	2350' - 2840'
Tapón de fondo	4900' - 5000'

Figura de abandono del pozo Colorado 22



COLORADO 40

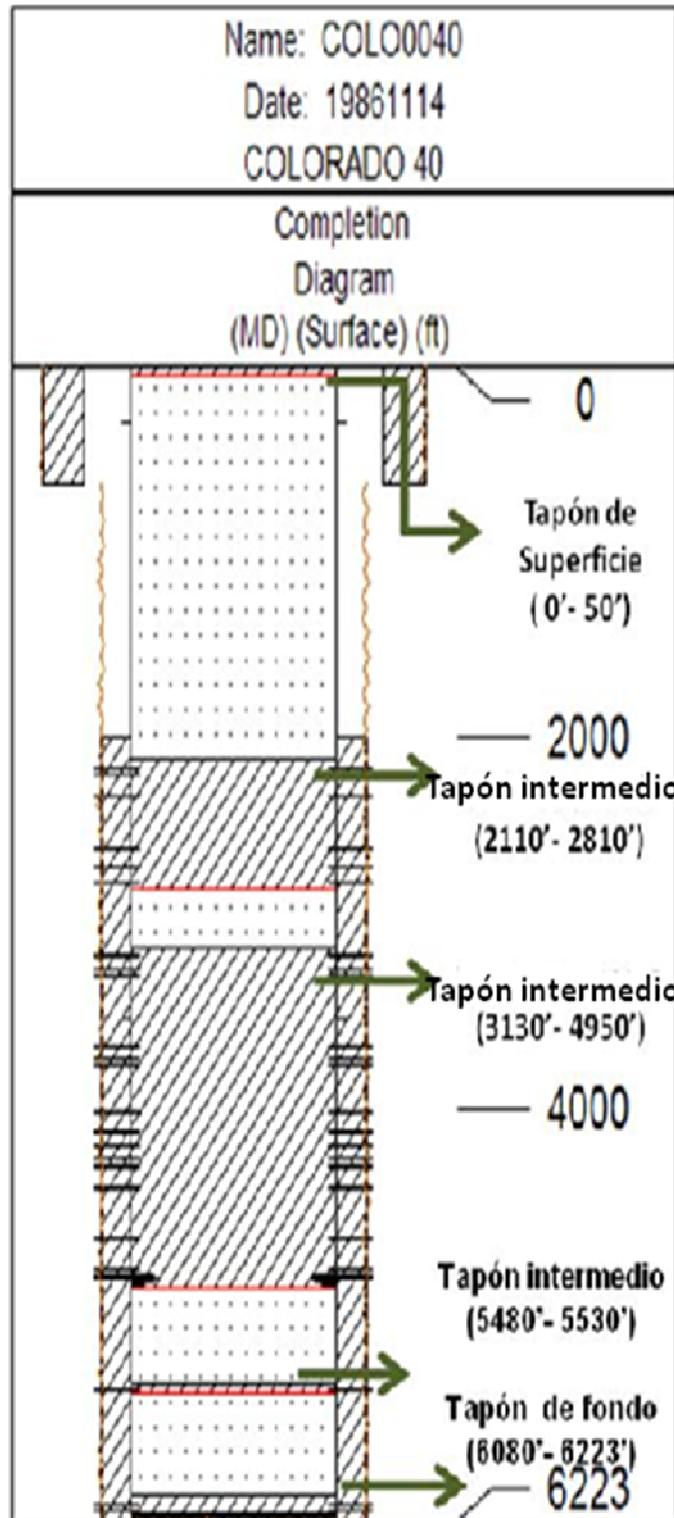
Este pozo fue abandonado debido a su alta relación gas aceite "GOR", al momento de analizar los intervalos perforados se obtuvo:

Intervalo (ft)	PRESENCIA DE FLUIDO
2170'-2602'	Acuíferos
2770'- 2780'	Acuíferos
3290'-3280'	Gas
3660'-3666'	Acuíferos
4014'-4930'	Petróleo

De acuerdo a esto se recomienda abandonar el pozo con los tapones de cemento situados así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	2110' - 2810'
Tapón intermedio	3130' - 4950'
Tapón intermedio	5480' - 5530'
Tapón de fondo	6080' - 6223'

Figura de abandono del pozo Colorado 40



COLORADO 48

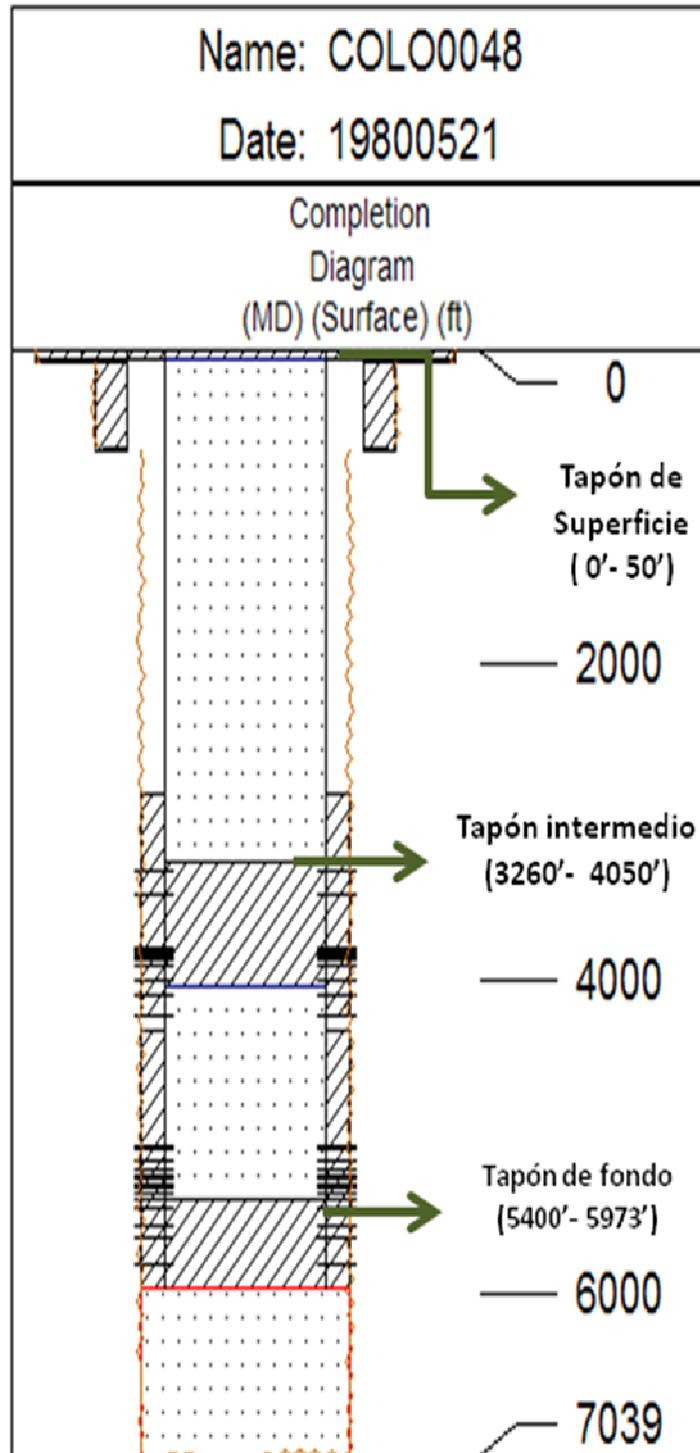
Este pozo fue abandonado debido a la alta relación gas aceite “GOR”, y alta producción de agua. Los intervalos analizados dieron como resultado lo siguiente:

Intervalo (ft)	PRESENCIA DE FLUIDO
Intervalos probados entre 5645'-5830'	Gas
Intervalos probados entre 5661'-58650'	Acuíferos
Intervalos probados entre 5249'-5392	Secos
5220' - 5230'	Petroleó
4095 - 4110	Acuífero
4010 - 4023	Petroleó
Intervalos probados entre 3308'-3873'	Acuíferos

Al momento de abandonar el pozo se encontró tapones de cemento sentados en 5200'- 5203'; 5440'- 5443; 5926'- 5973'. Los cuales no cumple con los requerimientos para un óptimo abandono, por esto se recomienda perforar estos tapones y paso seguido instalar los tapones reglamentarios así:

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	3260' - 4050'
Tapón de fondo	5400' - 5973'

Figura de abandono del pozo Colorado 48



COLORADO 57

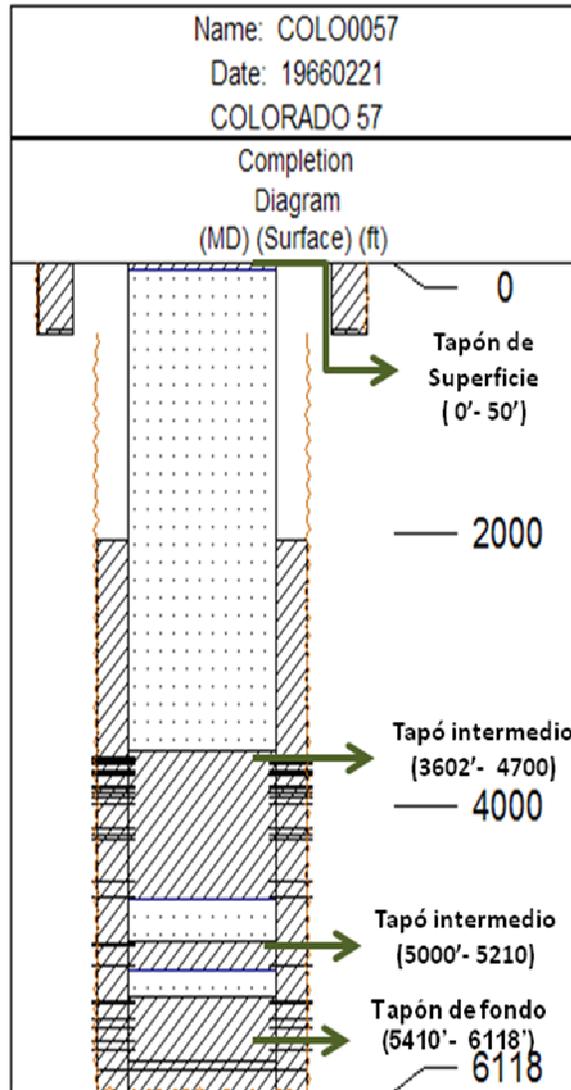
Este pozo produjo por 3 años de 1963 a 1960, y fue abandonado debido a que redujo su producción de aceite llegando a cero; llegando solo a producir agua.

La mayoría de los intervalos analizados producían agua y aceite, por esto se ha hecho un cuidadoso análisis para aislar las zonas perforadas, recomendando la perforación del tapón de cemento existente y sentando de los taponos de cemento así:

- Perforar taponos de cemento encontrados en 5682.

TAPÓN DE CEMENTO	PROFUNDIDAD (ft)
Tapón de superficie	0' - 50
Tapón intermedio	3602' - 4700'
Tapón intermedio	5000' - 5210'
Tapón de fondo	5410' - 6118'

Figura de abandono del pozo Colorado 57



6. RECOMENDACIONES

- Debido a que algunos pozos se encuentran en aéreas de difícil acceso o incluso no hay vías construidas para el ingreso de equipos especiales de cementación, se recomienda empezar el procedimiento de abandono en los pozos de petróleo, los cuales poseen una infraestructura vial que faciliten el desplazamiento de los equipos.
- Realizar una operación de abandono convencional a los pozos de petróleo que se encuentran en islotes en medio del río (Colorado 5, Colorado 8), es extremadamente complicada y costosa, por lo tanto teniendo en cuenta que estos pozos resultaron secos y no poseen peligro de migración de hidrocarburos hacia el río, se recomienda realizar una operación de abandono no convencional para cumplir con los requisitos sugeridos por la ley.
- Para realizar satisfactoriamente las operaciones de abandono en todos los pozos seleccionados, se deben llevar a cabo obras civiles de infraestructura vial para así, poder tener acceso a los cabezales de pozo con los equipos de cementación móvil que se requieren.
- Las nuevas tecnologías mencionadas en este libro para realizar abandono de pozos, fueron la tecnología jet grouting, y la opción de utilizar equipo de coiled tubing. Para este caso específico en el campo colorado se recomienda utilizar tecnología “jet grouting” ya que se puede utilizar con el mismo equipo móvil de cementación “frank 300”, y reduce los costos de operación considerablemente.

7. CONCLUSIONES

- El campo colorado es un campo maduro de petróleo en el cual fueron dos los principales factores que sugirieron la necesidad de abandonar los pozos seleccionados definitivamente, el primero fue la gran cantidad de pozos perforados que no arrojaron presencia de hidrocarburos; algunos solo mostrando formaciones saturadas con agua salada, el segundo factor es debido a los pozos que produjeron muy poco tiempo llegando rápidamente a su límite económico, esto debido a las características de lentejones encontrados en las formaciones productoras del campo.
- Para realizar un procedimiento óptimo de abandono es necesario tener en cuenta la historia de perforación y producción así como el estado mecánico actual de cada pozo que se desee abandonar, para así tener una buena información que sirva de base tomar la mejor decisión en cuanto los sitios donde se van a sentar los respectivos tapones de cemento dentro del pozo.
- La legislación para abandono de pozos en Colombia es clara en cuanto a las características generales que debe tener un pozo que se requiera abandonar, en cuanto a la cantidad de tapones necesarios dependiendo de las formaciones productoras y el tipo de pozo; dejando a consideración de la compañía operadora el tipo de cemento y el método utilizado para sentar los tapones de cemento.
- De acuerdo a las metodologías estudiadas en este libro, se recomienda utilizar la metodología de abandono convencional, la cual ofrece un aislamiento óptimo de las zonas que pueden contener

hidrocarburos, ofreciendo un buen sello y evitando así alteraciones ecológicas en los ecosistemas cercanos al pozo.

- De acuerdo a los diferentes métodos para sentar tapones de cemento, el método más utilizado es el de tapones balanceados, ya que esta técnica posee una versatilidad en la construcción de tapones de cemento de distinto grosor, se puede realizar con un equipo de cementación móvil convencional, y el tiempo de instalación de cada tapón es moderado.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Estudio de ECOPETROL “diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003.
2. Estudio de ECOPETROL “diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003
3. DENNY A.Jones. Principles and prevention of CORROSION, Pretince Hall, Second Edicion, Nevada U.S.A.
4. National Association of Corrosion Engineers. Corrosion Control In Petroleum Production, TPC Publicacion 5, Houston Texas, 1994.
5. Dusseault M.B. “Casing Shear: Causes, Cases and Cures”. Paper SPE 72060, Terralog technologies, 27 March, 2001.
6. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Decreto 1895 DE 1973 “SEPTIEMBRE 15”, información relacionada al abandono de pozos en Colombia.
7. Herndon, Joe and Smith, “Plugging Wells for Abandonment, a state of Art Study and Recommendend Plugging Procedures” Oak Ridge, Tennessee: Union Carbide Corporation, 1983.
8. SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. Well Cementing, 300 Schlumberger Drive, Sugar Land Texas, 1990.
9. Ian S.Barclay. Petroleum Development Oman. Utilizing Innovate Flexible Sealant Tecnology in Rigless Plug and Abandonment. Paper SPE 89622, 2004.
- 10.Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado- Convenio Universidad Industrial de Santander- Ecopetrol

ANEXO A

EQUIPOS BÁSICOS QUE COMPONEN LAS OPERACIONES DE ABANDONO FÍSICO DE LOS POZOS.

Movilización de equipos

En la movilización de equipos se requiere básicamente el desplazamiento desde la base hasta el punto de interés del equipo de servicio a pozos (workover), el carro de cementación y una llave hidráulica como complemento del equipo deservicio a pozos. Los equipos listados son autotransportables y pueden transitar dentro de la infraestructura vial cumpliendo con las normatividad actual vigente dentro de las que se contempla el uso de vehículo escolta con su respectiva señalización.

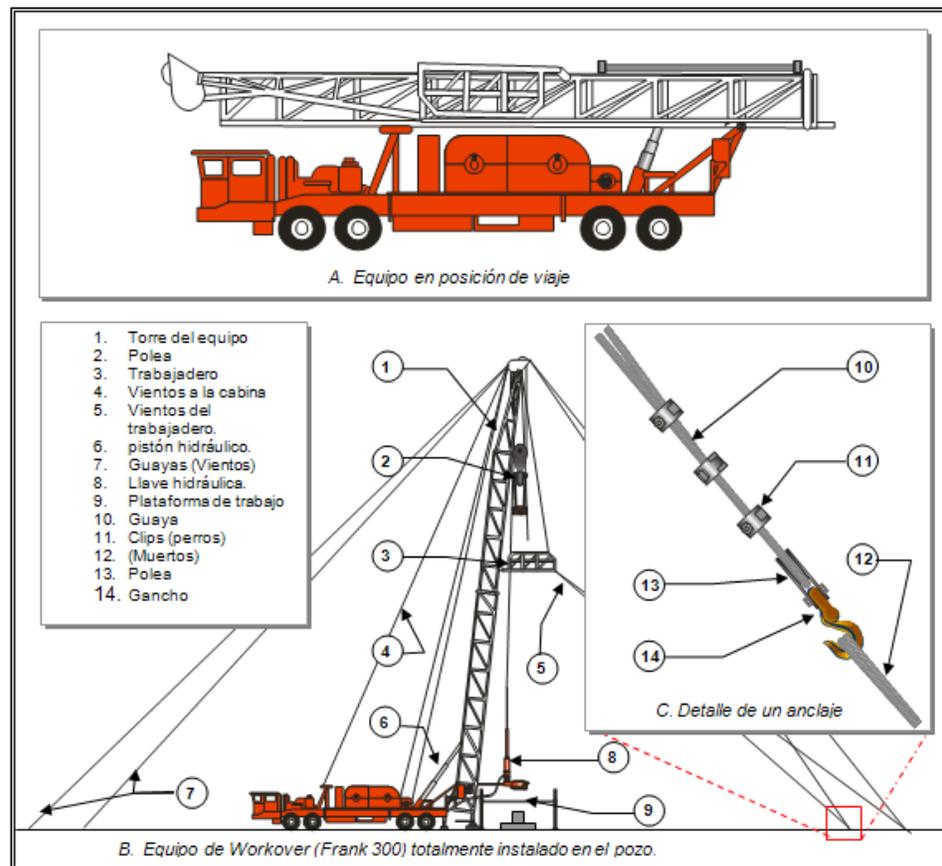
Servicio a pozos

Esta actividad hace referencia al desmantelamiento y transporte hasta un sitio de acopio de los equipos y accesorios de subsuelo. La duración de esta actividad que contempla básicamente el retiro de varillas y sarta de producción, depende de su estado mecánico y profundidad, para la cual tiene como referencia los registros de las base de datos que sugieren un rendimiento en el retiro de varillas de 30 por hora y en el retiro de tubería de producción de 20 tubos por hora.

El objetivo de este procedimiento es ubicar e instalar la torre del equipo (Frank 300) en el pozo, para poder dar comienzo a los trabajos programados en el mismo. Para esto se transporta el equipo a la localización, se ubica en el pozo según el Layout establecido y se procede a realizar el izamiento de las dos secciones de la torre, una vez la torre se encuentre instalada, se ancla al piso por medio de unas guayas (vientos), las cuales se aseguran por

un extremo a la torre, y por el otro a unos anclajes especiales (muertos) ubicados en puntos específicos en el piso de la localización. La torre se asegura por medio de cuatro vientos que van a anclajes en el suelo y dos que van a la cabina del equipo, de igual manera el encuelladero de tubería se ancla al piso por medio de dos vientos, estos se aseguran a los anclajes, de tal manera que queden cruzados entre si.

Figura 1 Equipo de Workover (Frank 300- 0165)



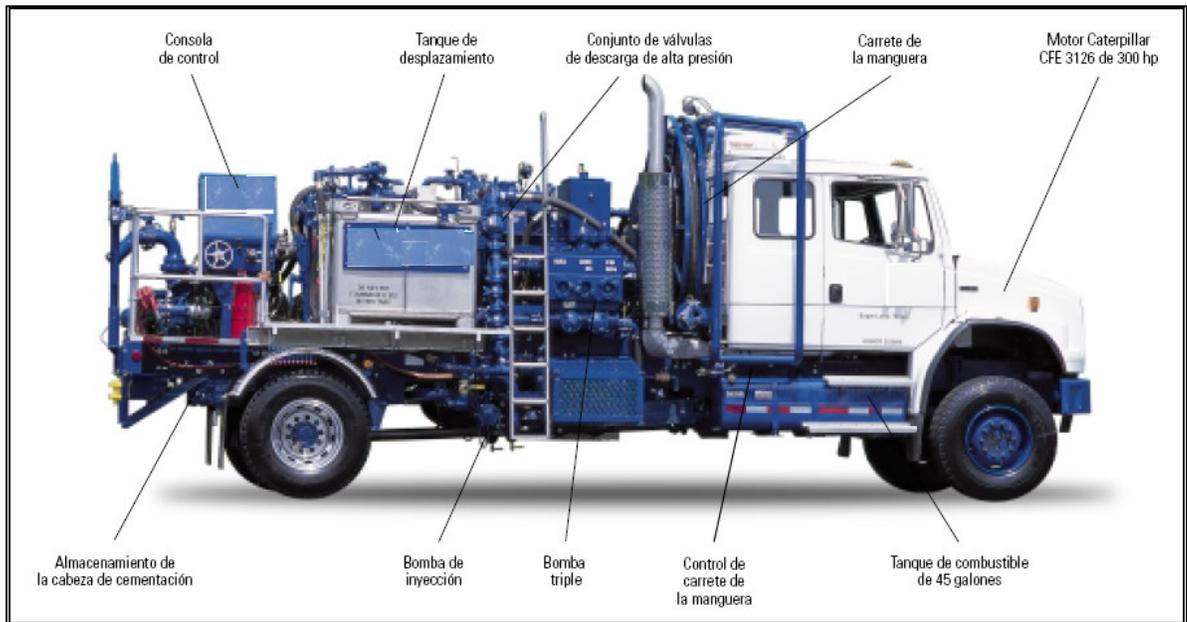
Fuente: Ecopetrol " Gerencia Regional del Magdalena Medio

Cementación

Con base en los requerimientos y recomendaciones del Decreto de la referencia, se determinó el envío de tapones de cemento que aisle las formaciones permeables (acuíferos) y especialmente la formación productora en busca de evitar el aporte de fluidos al pozo, lo cual puede generar sobrepresiones.

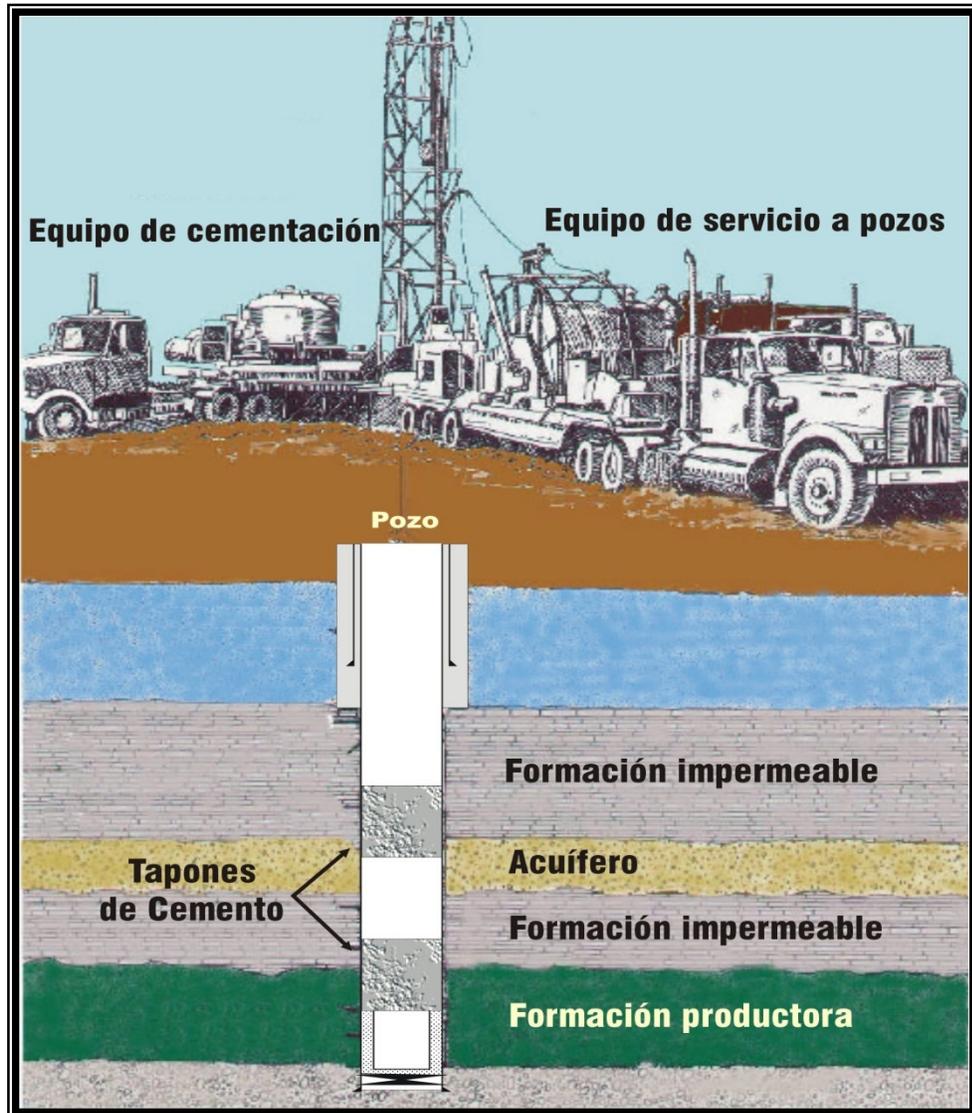
Generalmente se utiliza un equipo de cementación móviles para poder transportar el equipo a la localización, y ser ubicado en el pozo, estos equipos están diseñados para manejar altas presiones para los pozos más profundos, así mismo dotados de dos bombas triples y dos motores, equipados por dos tanques de desplazamiento de 10 bbl (1.6m³) cada uno y tubos de acero, los que se conectan para formar un conducto de alta presión desde la unidad de bombeo hasta la cabeza de cementación; dispositivo utilizado para contener los tapones hasta que son liberados y conectados dentro del casing durante las operaciones de cementación. Esta unidad despliega hasta 520 caballos de potencia hidráulica (hhp) y soporta una presión de trabajo 15,000 psia El peso total del vehículo, incluyendo el equipamiento convencional, es de 57,000 lbm (25,855 Kg).

Figura 2. Camión cementación móviles



Fuente: Revista Oilfield Review OTOÑO, 2000

Figura 3. Ilustración de la operación de cementación durante el abandono.



Fuente: CAF PROAMBIENTE LTDA

Nombre de archivo: Completo
Directorio: C:\Documents and Settings\jhon
jairo\Escritorio\AGUACHICA
Plantilla: C:\Documents and Settings\jhon jairo\Datos de
programa\Microsoft\Plantillas\Normal.dotm
Título: 1
Asunto:
Autor: RICARDO
Palabras clave:
Comentarios:
Fecha de creación: 24/11/2008 16:07:00
Cambio número: 8
Guardado el: 25/11/2008 6:58:00
Guardado por: jhon jairo
Tiempo de edición: 24 minutos
Impreso el: 25/11/2008 7:06:00
Última impresión completa
Número de páginas: 223
Número de palabras: 23.238 (aprox.)
Número de caracteres: 127.815 (aprox.)