

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA BÁSICA PARA LA ELABORACIÓN
DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN APLICADO A UN
CAMPO COLOMBIANO**

**DIANA LISSET RODRÍGUEZ PANTALEÓN
ALEXANDER DUVAN MARIÑO NÚÑEZ**



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

2015

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA BÁSICA PARA LA ELABORACIÓN
DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN APLICADO A UN
CAMPO COLOMBIANO**

**DIANA LISSET RODRÍGUEZ PANTALEÓN
ALEXANDER DUVAN MARIÑO NÚÑEZ**

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

Director:

Ing. Oscar Vanegas Angarita

CoDirector:

Ing. Jhon Williams Figueroa Orejarena

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

2015

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, por su infinita bondad y amor; por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo este periodo de estudio.

A mi Madre, por haberme impulsado a luchar a pesar de las adversidades, por inculcarme muchos valores, por enseñarme a tener tenacidad para afrontar cualquier situación de la vida, por su gran apoyo siempre y por brindarme su amor sin límites.

A mi Padre, por ser un gran ejemplo de perseverancia y constancia, por tantos sacrificios para que mis hermanos y yo pudiéramos ser grandes profesionales, por enseñarme a que así tropecemos varias veces lo importante es luchar por levantarse, seguir adelante con la lección aprendida además de su incondicional amor.

A mis hermanos Jessica y Julián por darme su apoyo en todo momento, por brindarme los mejores consejos y estar siempre acompañándome en este arduo camino y etapa de mi vida.

A mi nonita Tulia por su gran apoyo desde que nací, crecí y en todo este proceso de dirigir mi vida de la mejor manera así como ella lo hizo y anhela que yo también haga, por su infinito amor y por consentirme tanto siempre.

DIANA LISSET RODRÍGUEZ PANTALEÓN

DEDICATORIA

A Dios. Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor. A mi madre Nubia María Núñez. Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor. A mi padre Julio Alexander Mariño. Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor. A mis hermanos y familiares por haberme apoyado en este proceso A Marcela por estar siempre a mi lado gracias

ALEXANDER DUVAN MARIÑO NÚÑEZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a

Agradezco al ingeniero Oscar Vanegas Angarita por confiar en nuestro trabajo.

A campo escuela colorado por facilitarnos información para el desarrollo de nuestra tesis.

Al ingeniero Jhon Williams Figueroa por sus asesorías.

A la universidad industrial de Santander por formarnos profesionales y permitirnos alcanzar nuestras metas

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	28
1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	29
1.1. COMPOSICION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	2
1.2. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION	29
1.2.1. Lodos base agua.	30
1.2.2. Lodos neumaticos.	30
1.2.3. Lodos base aceite	30
1.3. ADITIVOS COMUNES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	31
1.3.1. Agentes densificantes	31
1.3.2. Agentes viscosificantes	32
1.3.3. Agentes dispersantes	32
1.3.4. Agentes controladores de pH	33
1.3.5. Agentes lubricantes	33
1.3.6. Agentes surfactantes	34
1.3.7. Agentes para la remocion de solidos	34

1.3.8. Agentes estabilizantes de lutitas	35
1.3.9. Agentes controladores de corrosion	35
1.3.10. Agentes para el control de bacterias y hongos	36
1.3.11. Agentes para la precipitacion de contaminantes	36
1.3.12. Controladores de perdida de circulacion	37
1.3.13. Agentes para el control de filtrado	40
1.4. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	43
1.4.1. Remocion de los recortes del pozo	43
1.4.2. Control de las presiones de formacion	45
1.4.3. Suspender y descargar los recortes	47
1.4.4. Obturar las formaciones permeables	47
1.4.5. Mantenimiento de la estabilidad del pozo	49
1.4.6. Minimizar los da~nos al yacimiento	50
1.4.7. Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforacion	51
1.5. PRUEBAS BASICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	51
1.5.1. Peso del lodo (Densidad)	51
1.5.2. Viscosidad y esfuerzo de gel	53

1.5.3. Filtrado	58
1.5.4. Contenido de l'iquidos y s'olidos	61
1.5.5. Capacidad azul de metileno	64
1.5.6. Medicion de pH	66
1.6. PRUEBAS ESPECIALES FLUIDOS DE PERFORACION	69
1.6.1. Filtro prensa HPHT	69
1.6.2. Prueba PSD, distribuci' on del tama' no de la part' icula	72
2. PLANEANDO UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACI' ON	77
2.1. PLANEANDO UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION	77
2.2. INFORMACION DE LOS POZOS	78
2.2.1. Caracter' isticas geol' ogicas de la formaci' on	79
2.2.2. Reportes de pozos anteriores	80
2.3. PROGRAMA DE REVESTIMIENTO	81
2.3.1. Presion de poro y gradiente de fractura	81
2.3.2. Profundidad de los casing	82
2.4. PREPARACION DEL PROGRAMA DE FLUIDO DE PERFORACION	83
2.4.1. Peso del lodo requerido para cada intervalo del casing	83

2.5. SELECCION DEL TIPO DE FLUIDOS	8
2.6. ESPECIFICACION DE PROPIEDADES	86
2.7. OBJETIVOS TECNICOS Y COSTOS	86
2.8. FORMULACION DEL LODO	87
2.9. PROPIEDADES DEL LODO	88
2.10.APLICANDO UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION . . .	89
2.10.1. Implementacion	89
2.10.2. Analisis	89
3. DESARROLLO DEL MANUAL DE ESTUDIOS PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO (MEPP)	90
3.1. PROCESO DE DISEÑO DE PERFORACIÓN DE UN POZO	91
3.1.1. Metodología FEL (Front End Loading)	92
3.1.2. Fases de la metodología	93
3.2. METODOLOGÍA DE TRABAJO	94
3.2.1. Requerimientos funcionales	94
3.2.2. Ingeniería conceptual.	96
3.2.3. Ingeniería básica	97

4. ÁREA DE EVALUACIÓN Y DESARROLLO	99
4.1. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	99
4.2. CARACTERÍSTICAS GEOLOGICAS Y DE PRODUCCION	101
4.2.1. Estructura del campo	102
4.2.2. Modelo estructural	103
4.2.3. Antecedentes	106
4.2.4. Información de Geología	107
4.2.5. Columna geologica y litologica probable	108
4.3. INFORMACION DEL BLOQUE EN ESTUDIO	110
4.3.1. Antecedentes bloque “V” norte del campo	110
4.4. INFORMACION DE CORRELACION DE LOS POZOS	111
4.4.1. Datos de Localizacion	112
4.4.2. Columna Geologica	113
4.5. ANALISIS DE GEOPRESIONES	114
4.5.1. Presion de Sobrecarga	114
4.5.2. Presion de Formacion	115
4.5.3. Resumiendo:	116

4.5.4. Presion de Fractura	117
4.5.5. Metodología utilizada para el calculo de Geopresiones	118
4.5.6. Ventana Operacional de Presion de Lodo	123
4.6. ESTADO MECANICO DE LOS POZOS Y SUS VALORES OPERACIONALES DE LODOS	124
4.6.1. Colorado 55	124
4.6.2. Colorado 56	125
4.6.3. Colorado 58	126
4.7. INFORMACION DETALLADA DEL PROGRAMA DE PERFORACION DEL POZO COLORADO V1	127
4.7.1. Informacion del pozo a perforar	127
4.7.2. Nombre del Pozo	128
4.7.3. Localizacion del prospecto	128
4.7.4. Marcadores geologicos estimados	129
4.7.5. Prognosis Geologica	130
4.7.6. Corazonamiento	132
4.7.7. Registros	132
4.7.8. Formato General del Pozo	133

4.7.9. Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento	135
4.8. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	135
4.8.1. Margenes de control sobre la presión de Poro	136
4.8.2. Margen de Control sobre la presión de Fractura	138
4.8.3. Metodología para la selección del fluido de Perforación	142
4.9. ETAPA DE VISUALIZACIÓN	145
4.9.1. Recolección de información (pozos de correlación, datos geofísicos, registros)	145
4.9.2. Documentarse con una lista de los tipos de lodos disponibles y utilizados en los pozos de correlación	145
4.9.3. Definir el tipo de Pozo a Perforar	146
4.9.4. Identificar tipos de formación a perforar, litología, problemas inherentes a la formación.	146
4.9.5. Establecer gradientes de Presión y Fractura de la formación.	147
4.10. ETAPA DE CONCEPTUALIZACIÓN	147
4.10.1. Seleccionar las áreas problemáticas del pozo	148
4.10.2. Consideración de los fluidos de perforación más aptos	148
4.10.3. Presencia de lutitas sensibles al agua	149

4.10.4. Presencia de Yeso y/o anhidrita con una temperatura de pozo < 200°F	150
4.10.5. Presencia de Yeso y/o anhidrita con una temperatura de pozo > 200°F	151
4.10.6. Presencia de una formacion Salina con una Temperatura de Pozo < 200°F	151
4.10.7. Presencia de H_2S	152
4.10.8. Presencia de CO_2 .	152
4.10.9. Perdidas de Circulacion	153
4.10.10. Primera Seccion Pozo Colorado VI	155
4.11. COMPARACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA UNO DE LOS LODOS PROBABLES SELECCIONADOS	159
4.11.1. Analisis del manejo de los contaminantes o problemas relacionados con la formacion	159
4.12. HACER LA SELECCION DEL LODO FINAL	160
4.12.1. Establecer condiciones operativas	162
4.13. PRUEBA PILOTO RECOMENDADA	163
4.14. SARTA DE PERFORACIÓN	165
4.15. OBJETIVO	165

4.16.PROBLEMAS OPERATIVOS COMUNES	165
4.16.1.Lodos de bajo peso - limpieza del hueco	165
4.16.2.Lodos de peso intermedio - Control de solidos	166
4.16.3.Lodos de alto peso - Densidad equivalente de circulacion	167
4.16.4.Contaminacion de cemento	167
4.16.5.Control de pozos	168
5. CONCLUSIONES	175
6. RECOMENDACIONES	177
BIBLIOGRAFÍA	178

LISTA DE FIGURAS

1.	Remoción de cortes del pozo	44
2.	Presión Hidrostática	47
3.	Revoque sobre la cara del pozo	49
4.	Balanza de lodos	52
5.	Viscosímetro Marsh	55
6.	Viscosímetro de Indicación directa	57
7.	Filtro Prensa <i>API</i>	60
8.	Kit contenido de arena	61
9.	Retorta	62
10.	Equipo de medición de <i>pH</i>	68
11.	Prensa HPHT - 750 ml	70
12.	Prensa HPHT - 500 ml	70
13.	Distribución del tamaño de partícula de muestras de Bentonita desde diferentes proporciones	73
14.	Grado fino, medio y grueso del Carbonato de Calcio	74
15.	Medidas del lodo humectado y no humectado en base aceite	75

16.	Distribución del tamaño de partícula de la Bentonita en IPA y agua . . .	76
17.	Medida de lodo aceite en aceite y medida del predispersado	76
18.	Proceso de diseño de Perforación de un pozo	91
19.	Metodología FEL	95
20.	Localización del Campo Colorado	99
21.	Organización de Campo Colorado	100
22.	Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	101
23.	Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (Zona B)	103
24.	Localización líneas sísmicas cercanas al campo Colorado	104
25.	Línea Sísmica DM-1989-1440	104
26.	Línea Sísmica PMS 1998-1700 Sentido SW-NE	105
27.	Línea Sísmica PMS 1998-1700 Sentido SW-NE	105
28.	Columna geológica y litológica probable	109
29.	Ubicación del Bloque “V”	110
30.	Distribución de los pozos Bloque “V”	110
31.	Ubicación espacial Pozos de Correlación	113
32.	Situación estructural pozos de correlación	113

33.	Presión de Sobrecarga	115
34.	Gradientes de Presion de Formación Bloque V	117
35.	Presión de Formación- Bloque V Campo Colorado	119
36.	Presión de fractura- Bloque V Campo Colorado	122
37.	Presión de formación y fractura-Bloque V Campo Colorado	122
38.	Ventana de lodos Bloque V	123
39.	Datos Pozo Colorado 55	124
40.	Datos Pozo Colorado 56	125
41.	Datos Pozo Colorado 58	126
42.	Ubicación geográfica Pozo VI	128
43.	Marcadores geográficos de los pozos en estudio	129
44.	Correlación Estratigráfica Pozos Vecinos y COL-VI	130
45.	Formato de Perforación Pozo COL-VI	134
46.	Comparación Gradientes de Formación y Fractura Bloque V (CEC)	137
47.	Rango de Densidades Mínima y Máxima para el Pozo COL-VI	139
48.	Identificación de posibles zonas problemáticas COL VI	140
49.	Determinación de la Profundidad de Asentamiento de las tuberías de Revestimiento-Método gráfico	140

50.	Determinación de la Profundidad de Asentamiento de las tuberías de Revestimiento- Análisis de Zonas de Presión Anormales	141
51.	Justificación estado mecánico Pozo Colorado VI	142
52.	Metodología Básica de Selección de Fluidos de Perforación	144
53.	Mapa de Riesgos COL-VI	148
54.	Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de lutitas	150
55.	Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Yeso a $T < 200^{\circ}F$	150
56.	Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Yeso a $T > 200^{\circ}F$	151
57.	Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Formaciones Salinas	151
58.	Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Gases Ácidos	152
59.	Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de dióxido de Carbono	152
60.	Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la posibilidad en pérdidas de circulación.	153
61.	Peso del lodo bajo en hueco de alto ángulo	153
62.	Prioridades Ambientales	154

63.	Lenta Mejoria en la ROP	154
64.	Operaciones de Corazonamiento	155
65.	Secciones de análisis del pozo COL-VI	156
66.	Primera Sección <i>0ft – 1226ft</i>	157
67.	Evaluación Numérica Lodos probables-Sección 1	157
68.	Otros Factores Importantes	158
69.	Lodos probables seleccionados	158
70.	Contaminación con datos relacionados con la formación	159
71.	Composición lodo Número 3	160
72.	Composición lodo Numero 6	160
73.	Lista de chequeo final sección 1	162
74.	Densidad de Trabajo primera sección - COL V1	163
75.	Surgencia de pozo.	168

LISTA DE TABLAS

1.	Materiales densificantes comunes.	32
2.	Ambientes de presiones anormales.	82
3.	Ciclo de vida de un proyecto	94
4.	Ciclo de vida de un proyecto	102
5.	OOIP Campo Colorado	107
6.	Nombres y datos principales de los pozos de Correlación	112
7.	Resumen de tiempos de equipo y perforación del pozo	112
8.	Colorado 55	114
9.	Clasificación de Presiones de Formación	117
10.	Presion de Formación estimada Bloque V	119
11.	Continuación <i>Tabla 10</i>	120
12.	Presión de Fractura estimada Bloque V	120
13.	Continuación <i>Tabla 12</i>	121
14.	Tamaño del Hoyo de Colorado 55	124
15.	Programa de Revestimiento de Colorado 55	124
16.	Características lodo de perforación de Colorado 55	125

17.	Tamaño del Hoyo de Colorado 56	125
18.	Programa de Revestimiento de Colorado 56	125
19.	Características lodo de perforación de Colorado 56	125
20.	Tamaño del Hoyo de Colorado 58	126
21.	Programa de Revestimiento de Colorado 58	126
22.	Características lodo de perforación de Colorado 58	126
23.	Características lodo de perforación de Colorado VI	128
24.	Marcadores Geológicos estimados COL-VI	130
25.	Marcadores Geológicos estimados COL-VI	132
26.	Margen sobre la Presión de poro	138
27.	Margen sobre la Presión de fractura	138
28.	Fluidos de Perforación	146
29.	Formaciones a perforar. COL V1	147
30.	Tabla numérica	149
31.	Resultados Metodología de Selección Fluido de Perforación	163

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA BÁSICA PARA LA ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO *

AUTORES: DIANA LISSET RODRÍGUEZ PANTALEÓN
ALEXANDER DUVAN MARIÑO NÚÑEZ**

PALABRAS CLAVES: Fluido, perforación, presión, viscosidad, compatibilidad .

DESCRIPCIÓN: En las operaciones cotidianas de la industria, se involucran prácticas de campo encaminadas desarrollar con mayor éxito dichas tareas. Estas acciones, por lo general, consisten en la aplicación de metodologías de diseño anteriores a la realización de una operación petrolera, con lo cual se busca controlar y/o disminuir el riesgo al momento de su ejecución.

A través de la aplicación de una buena metodología se logra superar cada una de las etapas de la perforación de un pozo, desde un punto de vista macro hasta lograr en detalle, tanto en el diseño como en las operaciones de ejecución.

En este trabajo se creara una metodología aplicada en la selección de fluidos de perforación para un pozo tomando como base varios tipos de lodos y a través de una recopilación de experiencias de campo y teóricas en el uso de dichos tipos fluidos se determina el más apto dependiendo de las características de la formaciones a perforar y otros factores importantes. Este trabajo consta de una primera etapa en la cual se define los tipos de fluidos de perforación con sus funciones y restricciones, además de sus pruebas recomendadas en la determinación de sus propiedades físicas y químicas, así logrando distinguir los factores que influyen en el rendimiento de estos. Seguidamente se estudiaran los aspectos importantes a ser tenidos en cuenta en el diseño de una metodología para la perforación de un pozo. Una vez recopilada toda esta información, se realizo un estudio de datos disponibles del Campo Escuela Colorado como son datos estadísticos e históricos de perforación, geológicos entre otros y se procedió a crear una base de datos en *Excel* para agilizar el diseño de la metodología de elección del fluido de perforación adjuntando recomendaciones y observaciones a ser tenidas en cuenta para el o los fluidos escogidos.

*Trabajo de grado

**Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos.
Director: Ing. Oscar Vanegas Angarita, Co-Director: Ing. Jhon Williams Figueroa Orejarena.

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A BASIC METHODOLOGY FOR THE DEVELOPMENT OF A PROGRAM OF DRILLING FLUID APPLIED TO A COLOMBIAN FIELD.*

AUTHORS: DIANA LISSET RODRÍGUEZ PANTALEÓN
ALEXANDER DUVAN MARIÑO NÚÑEZ**

KEYWORDS: Fluent, drilling, pressure, viscosity, compatibility

DESCRIPTION: In daily operations of the industry practices, are involved field practices aimed at developing with more successful these tasks. These actions generally involve the application of methodologies previous design to the completion of an oil operation , which seeks to control and / or reduce the risk at the time of execution.

Through the application of a good methodology is able to overcome each of the stages of drilling a well , from a macro point of view to achieve in detail both in the design and execution operations.

In this paper a methodology applied in the selection of drilling fluids to a well, based on various types of sludge and through a collection of field experiences and theoretical use of such fluids types determined the fittest was created ; depending on the characteristics of the formations drilled and other important factors.

This work consists of a first stage in which we define the types of drilling fluids to their functions and constraints, and their tests recommended in determining their physical and chemical properties, distinguish achieving factors influencing the performance of these . Then the important aspects will be studied to be taken into account in the design of a methodology for drilling a well. After gathering all this information, a study of field data available such as statistical and historical drilling data , geological was conducted among others, and proceeded to create a database in Excel to streamline the design methodology of choice attaching drilling fluid recommendations and observations to be considered for or fluids chosen.

*Degree Work.

**Physical-Chemical Engineering School.Petroleum Engineering School.

Advisers: Ing. Oscar Vanegas Angarita, Co-Director: Ing. Jhon Williams Figueroa Orejarena.

INTRODUCCIÓN

La perforación de un pozo de petróleo trae consigo la realización de innumerables estudios, necesarios para cumplir con el objetivo de extraer y producir hidrocarburos (*crudo y/o gas*) de manera rentable y segura. El diseño y entendimiento adecuado del programa de fluidos de perforación permite al ingeniero de lodos controlar y adecuar el fluido de una manera óptima, conforme a los requerimientos de una operación de perforación.

En esa medida, conocer, comprender y describir los estudios previos de ingeniería de fluidos tales como sistemas básicos de fluidos de perforación, estructuras litológicas a perforar, relacionando la litología de la formación en cuestión con la elección del fluido utilizado en una fase de la perforación, el estudio de pozos someros con profundidades que oscilan entre los 2000 y los 4000 ft , los problemas operacionales que surgen durante la perforación con el objetivo de corregir y prevenir que surjan nuevamente en la perforación de pozos a futuro y poder llegar a predecir su comportamiento de acuerdo a las propiedades reológicas del fluido de perforación y del yacimiento. El estudio de la ingeniería de fluidos también abarca al estudio de la geología estructural del yacimiento: fallas, trampas estructurales, pliegues, rumbo y dirección de buzamiento de la capa puesto que da la ubicación del sitio más adecuado para perforar y extraer el crudo manteniendo el pozo en óptimas condiciones.

La descripción de los estudios previos realizados en la ingeniería de fluidos se establecen dentro de un programa de fluidos de perforación que le permitirá al ingeniero en entrenamiento, obtener bases sólidas en ingeniería de fluidos, así como en el desarrollo de proyectos de perforación de cualquier índole.

1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Mantener y garantizar la estabilidad del un pozo de hidrocarburos, en fase de perforación, es responsabilidad del ingeniero de lodos, es por este motivo la importancia de planear, ejecutar y modificar, si es necesario, el plan de fluidos de perforación.

1.1 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación están compuesto por una fase líquida, como en la mayoría de los casos, y una sólida, este fluido debe cumplir con características físico-químicas que garanticen la compatibilidad con la zona perforada, minimizando el daño y manteniendo los fluidos de yacimientos bajo control, así mismo el fluido no debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, para así la vida útil del equipo de perforación y la seguridad de los trabajadores de la perforación.

1.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Existen tres tipos básicos de lodos de perforación, los cuales son:

- Lodos base agua
- Lodos neumáticos
- Lodos base aceite

1.2.1. Lodos base agua.

Los fluidos base agua son aquellos cuya fase líquida o continua es agua. Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar formaciones no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos¹. Su fase continua puede ser salada o dulce, según se requiera, en esta fase se disuelven los componentes químicos que le dan las propiedades físico-químicas que estabilizan la formación durante la perforación.

1.2.2. Lodos neumáticos.

Este tipo de lodo su fase continua es gaseosa, pudiendo ser HC's o algún gas neutro compatible con las necesidades de la formación. La principal característica de este lodo es su gradiente de presión es muy inferior a los lodos de fases líquidas, utilizar este tipo de lodo es muy costoso debido a los equipos necesarios para su control y recirculación en el pozo, es por este motivo que su utilización es muy limitada.

1.2.3. Lodos base aceite.

En los lodos base aceite su fase continua puede ser agua o aceite, dependiendo de las necesidades de la formación. En la mayoría de los casos la fase continua es el aceite; este tipo de lodos se utilizan previo a entrar en la zona donde se cree que están los HC's, esto se hace para reducir el daño a la formación de interés. Para lograr la estabilidad de la emulsión (aceite-agua) es necesario el uso

¹Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED); Asociación civil, Filial de Petróleos de Venezuela S.A. Manual de fluidos de perforación. PDVSA. Primera versión, agosto, 2002.

de agentes emulsificantes. Dependiendo de los porcentajes de aceite y agua y el tipo de emulsificante a utilizar se puede tener:

- **Lodos de emulsión normal:** la fase dispersa es el aceite y la continua es el agua.
- **Lodos de emulsión inversa:** En estos lodos la fase dispersa es el agua y la fase continua es el aceite.

1.3 ADITIVOS COMUNES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los aditivos de fluidos de perforación son productos especiales diseñados para completar las propiedades físicas que debe llevar el lodo de perforación según necesidades específicas dependientes del tipo de formación, eficiencia de la perforación y funcionamiento óptimo de equipos y herramientas.²

1.3.1. Agentes densificantes

La principal función de los agentes densificantes es proporcionar una densidad al fluido de perforación con el objetivo que este a su vez ejerza una presión hidrostática ligeramente superior a la presión de formación, esto con la intención de mantener bajo control los fluidos de formación y evitar reventones durante la perforación.

De ellos es importante su gravedad específica (cuanto mayor sea menos masa densificante requerida), su dureza y su disponibilidad en la naturaleza. Algunos de ellos son explotados como minerales y son usados sin modificación.

²NIÑO G. GUIO J, Estudio de la factibilidad del uso de la resina de plátano como agente controlador de filtrados biodegradable en lodos de perforación base agua, pag 88, UIS 2013.

Tabla 1. Materiales densificantes comunes.

Material	Formula Química	Gravedad Especifica
Galena	SPb	7.4 - 7.7
Hematita	Fe_2O^3	4.9 - 5.3
Magnetita	Fe_3O^4	5.0 - 5.2
Baritina	SO_4Ba	4.2 - 4.5
Siderita	CO_3Fe	3.7 - 3.9
Dolomita	CO_3CaCO_3Mg	2.8 - 2.9
Calcita	CO_3Ca	2.6 - 2.8

Fuente: CIED Modificada

1.3.2. Agentes viscosificantes

La principal función de los los agentes viscosificantes es proporcionar la capacidad al fluido de sacar los detritos producto de la perforación, elevando la eficiencia de la operación, algunos de los viscosificantes mas utilizados son:

- Bentonita
- Atapulguita
- Hidroxietilcelulosa
- Goma Xántica

1.3.3. Agentes dispersantes

La principal función de los materiales dispersantes es reducir la viscosidad del sistema en la etapa de perforación. Como propósito secundario estos aditivos llevan a cabo la remoción del fluido de perforación y los sedimentos que quedan en la zona de producción del pozo de agua durante el desarrollo del pozo.

1.3.4. Agentes controladores de pH

Los lodos de perforación deben tener un pH en el rango de 7,5 y 9,5, para así evitar problemas asociados a la corrosivo sobre el equipo de perforación y así mismo evitar problemas en la salud y seguridad de los operarios. para mantener controlado el pH se puede utilizar un agente controlador de alcalinidad como los son:

- Soda caustica : Es utilizado para disminuir el nivel de pH
- Oxido de magnesio: es utilizado para aumentar el nivel de pH .

1.3.5. Agentes lubricantes

La principal función de los agentes lubricantes es disminuir la fricción entre la sarta de perforación y la tubería que componen el *casing* que ya se a instalado, evitando daños en el equipo, esfuerzos innecesarios, altos consumos de potencia, etc, algunos agentes que proporcionan lubricidad son:

- Aceites minerales
- Surfactantes
- Grafito
- Gilsonita
- Bolillas de vidrio

1.3.6. Agentes surfactantes

Los surfactantes son sustancias que se concentran en la interfase de dos medios sólido/agua, aceite/agua, agua/aire. Estos aditivos agregados al lodo modifican la tensión superficial de la interfase, controlando el grado de emulsificación, agregación, dispersión, espuma, humectación, etc.

1.3.7. Agentes para la remoción de sólidos

Para la remoción de sólidos durante la perforación se puede utilizar dos métodos:

- **Método químico:** Incluye los mecanismos de dilución, floculación/coagulación. La floculación se logra mediante la atracción o reemplazo de cargas causadas por polímeros, mientras que la coagulación es lograda por la modificación de cargas causadas por sales minerales. Estos dos procesos permiten incrementar el tamaño de las partículas coloidales por agregación de las mismas para facilitar la remoción estas a través de los equipos mecánicos. Los materiales que se usan con más frecuencia como agentes floculantes son Sales, Cal hidratada, Polímeros sintéticos (poliacrímidas), Goma Guar, Polímeros acrílicos y Yeso.,
- **Método mecánico:** Utiliza equipos mecánicos de control de sólidos: Zaranda vibratoria, hidrociclones, desarenadores, D-Silters, limpiadores de lodo y centrifugas.

1.3.8. Agentes estabilizantes de lutitas

Cuando lutitas como la arcilla y las pizarras interactúan con el fluido de perforación se hinchan, crean una mezcla pegajosa y se induce un desprendimiento dentro del hoyo que se está perforando, la función de los estabilizadores de lutitas es evitar todos estos problemas anteriormente dichos, los agentes más utilizados son:

- Polímeros sintéticos de alto peso molecular (PHPA)
- Asfaltos
- Sales inorgánicas
- Cal /yeso

1.3.9. Agentes controladores de corrosión

³Agentes oxidantes y sustancias químicas que se filtran al sistema a través del embudo cuando se mezclan productos químicos o por el aire que entra por las conexiones de tubería, pueden ocasionar serios problemas de corrosión dañando la sarta y/o accesorios y comprometiendo el óptimo funcionamiento de los equipos y del sistema general durante la etapa de la perforación.

La corrosión por oxígeno debe ser controlada minimizando la entrada de aire en la superficie y limpiándolo del sistema con la ayuda de materiales secuestradores de oxígeno. Los agentes más utilizados son sales solubles de sulfito y de cromato. Si no es posible el uso de los secuestradores se pueden utilizar agentes que forman una película fina sobre la superficie del acero evitando un contacto directo entre el

³NIÑO G. GUIO J, Estudio de la factibilidad del uso de la resina de plátano como agente controlador de filtrados biodegradable en lodos de perforación base agua, pag 99, UIS 2013

acero y el oxígeno. Un daño de gran magnitud cuando no se controla la presencia de oxígeno en concentración mínima es la formación en ciertas áreas de cavidades de corrosión conocidas como *pitting*.

La remoción del H_2S Se logra con materiales de zinc los cuales forman sulfuros insolubles.

1.3.10. Agentes para el control de bacterias y hongos

⁴Los organismos microscópicos como bacterias, algas y hongos pueden existir en los lodos bajo diversas condiciones de *pH*. Dado que la mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, la aplicación de estos productos va a inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos. Los bactericidas se dividen en dos grandes categorías que son oxidantes y no oxidantes.

En los fluidos de perforación se usan bactericidas no oxidantes, entre los más utilizados se encuentran:

- Aldehidos
- Clorofenoles
- Sulfuros orgánicos
- Aminas cuaternarias

1.3.11. Agentes para la precipitación de contaminantes

⁵Las propiedades del lodo de perforación pueden verse afectadas por la presencia de agentes contaminantes disueltos en este y que presentes en estado de solubilidad. Por lo tanto, es necesaria la remoción de los componentes solubles,

⁴NIÑO G. GUIO J, Estudio de la factibilidad del uso de la resina de plátano como agente controlador de filtrados biodegradable en lodos de perforación base agua,pag 100, UIS 2013

⁵Ibid 4

agregando agentes o materiales específicos para tal fin y que mediante una reacción convierten el estado de solubilidad en insolubilidad, precipitando los materiales contaminantes. Entre los materiales de uso común como materiales para la precipitación de contaminantes se tienen:

- Cal
- Yeso
- Bicarbonato de sodio
- Carbonato de sodio

Los carbonatos se remueven de los fluidos de perforación mediante la adición de cantidades calculadas de cal o yeso. El calcio, a su vez, se trata con adiciones controladas de soda ash para precipitarlo como carbonato de calcio.

1.3.12. Controladores de pérdida de circulación

⁶La pérdida del lodo hacia la formación, ya sea por invasión o pérdida del lodo hacia formaciones cavernosas, fisuradas o no consolidadas, o por fracturamiento hidráulica, producida por presiones inducidas excesivas en la perforación de formaciones productoras y no productoras es denominada como pérdida de circulación.

Pérdida de circulación por invasión.

- Las formaciones de grano grueso no consolidadas pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el lodo invada la matriz de la formación, resultando en la pérdida de circulación.

⁶NIÑO G. GUIO J, Estudio de la factibilidad del uso de la resina de plátano como agente controlador de filtrados biodegradable en lodos de perforación base agua,pag 100, UIS 2013

- Las formaciones agotadas (generalmente arenas) constituyen otra zona de pérdida potencial. La producción de formaciones que están ubicadas en el mismo campo, o que están muy próximas las unas de las otras, puede causar una presión de la formación por debajo de lo normal (agotada), debido a la extracción de los fluidos de la formación. En tal caso, los pesos de lodo requeridos para controlar las presiones de las otras formaciones expuestas pueden ser demasiado altos para la formación agotada, forzando el lodo a invadir la formación agotada de baja presión.
- Las zonas cavernosas o fisuradas están generalmente relacionadas con las formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita) de baja presión. En la caliza, las fisuras son creadas por el flujo continuo anterior de agua que disolvió parte de la matriz de la roca (lixiviación), creando un espacio vacío que suele llenarse posteriormente de aceite. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía y se suele sufrir una pérdida rápida de lodo. El volumen y la persistencia de este tipo de pérdida depende del grado de interconexión entre las fisuras.

Pérdida de circulación por fracturación

La fracturación hidráulica comienza y la pérdida de circulación ocurre cuando se alcanza o se excede una determinada presión crítica de fractura. Una vez que una fractura ha sido creada o abierta por una presión, puede que sea difícil repararla y es posible que no se pueda restablecer la integridad original de la formación. La pérdida de circulación puede persistir, aunque la presión sea reducida más tarde. Ésta es una de las razones por las cuales es mejor pre-tratar e impedir la pérdida de circulación que permitir que ocurra.

La pérdida de circulación que resulta de la presión inducida suele ser causada por una de dos situaciones:

- Colocación incorrecta de la tubería de revestimiento intermedia. Si se coloca la tubería de revestimiento encima de la zona de transición, pasando de presiones normales a presiones anormales, las presiones ejercidas por el lodo más pesado (requerido para balancear las presiones crecientes) inducirá frecuentemente la facturación en el asiento débil de la zapata.
- Las presiones de fondo excesivas resultan de muchas condiciones:
 - Hidráulica inapropiada. Caudales y velocidades de bombeo excesivos, causando altas presiones de Densidad Equivalente de Circulación (ECD).
 - La Velocidad de Penetración (ROP) excesiva para un caudal determinado resultará en una alta concentración de recortes en el fluido anular, causando una alta ECD.
 - Golpeteo de la tubería.
 - Condiciones del pozo y propiedades del lodo.

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la formación. Para el control de la pérdida de circulación existen materiales de control total o parcial, los más usados son:

- Carbonato de calcio ($CaCO_3$): Es un material inerte procedente del mármol molido a diferente granulometría. El carbonato de calcio es utilizado en formaciones productoras para densificar, controlar pérdida de circulación y minimizar filtrado, al actuar como agente puenteante. El Carbonato de calcio dolomítico ($CaCO_3MgCO_3$) de granulometría $D_{50}(30/35)$ es usado frecuentemente para controlar filtrado mediante el desarrollo de un puente o sello efectivo en la cara de la formación. La efectividad del sello dependerá de la concentración y tamaño de las partículas que a su vez, es función del

tamaño del poro y garganta de la roca, sobre todo cuando se trata de arenisca, ya que en formaciones microfracturadas este concepto posiblemente no aplica. Según A. Rushton, A. Word y R. Holdich la concentración del agente sellante no debe ser mayor al 5 % por volumen del fluido usado, y el tamaño medio de las partículas debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio ($1/3$) del diámetro medio de los poros de la roca. La máxima densidad que puede lograrse con este material es de $12(lb/gal)$.

- Fibra celulósica: Este material es muy efectivo para controlar pérdida de circulación en formaciones no productoras, cuando se perfora con fluidos base agua o base aceite.
- Grafito siliconizado: El uso del Grafito siliconizado con fibra celulósica micronizada recubierta con gilsonita es muy efectivo para sellar microfracturas en formaciones no productoras.

1.3.13. Agentes para el control de filtrado

⁷La pérdida del fluido hacia la cara del pozo a través de una formación permeable, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial, llenando los espacios vacíos y luego formando un revoque o torta es referida como filtración.

Formación y calidad del revoque.

El revoque o torta se forma por la deposición de partículas sólidas presentes en el fluido sobre la pared del hoyo. Su espesor depende del filtrado y de la cantidad y tipo de sólidos que contiene el fluido. Los sólidos arcillosos son los que realmente forman revoques de calidad. Entre los factores que garantizan la formación de un revoque de calidad se tienen:

⁷NIÑO G. GUIO J, Estudio de la factibilidad del uso de la resina de plátano como agente controlador de filtrados biodegradable en lodos de perforación base agua, pag 105, UIS 2013

- Diseño del agente sellante
- Control de calidad de los aditivos usados
- Eficiencia de los equipos de control de sólidos
- Control y seguimiento sobre la distribución del tamaño de partículas

Problemas potenciales relacionados con el espesor excesivo del revoque.

- Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
- Mayor suabeo y pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.
- Pegadura por presión diferencial de la columna de perforación debido a la mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causado por la tasa de filtración más alta.
- Dificultades con la cementación primaria debido al desplazamiento inadecuado del revoque.
- Mayor dificultad para bajar el revestidor.

Problemas potenciales relacionados con la invasión excesiva de filtrado.

- Daños a la formación causados por la invasión de filtrado y sólidos. La zona dañada está ubicada a una profundidad demasiado grande para que pueda ser reparada mediante perforación o acidificación. Los daños pueden consistir en precipitación de compuestos insolubles, cambios de humectabilidad, cambios de permeabilidad relativa respecto al aceite o al gas, taponamiento de la formación por finos o sólidos, y el hinchamiento de las arcillas in-situ.
- Prueba inválida de muestreo del fluido de la formación. Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento.

- Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a través de revoques gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).
- Las zonas de aceite y gas pueden pasar desapercibidas porque el filtrado está desplazando a los hidrocarburos, alejándolos del pozo lo cual dificulta su detección.

Los sistemas de lodo deberían estar diseñados para sellar las zonas permeables lo más rápido posible con revoques lisos y delgados. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación (según el tamaño de los sólidos del lodo).

Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Dichos agentes puenteante incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida de circulación. El $CaCO_3$ micronizado de origen dolomítico $D50(30/35)$ es muy efectivo como agente puenteante, razón por la cual se usa con regularidad en yacimientos depletado para minimizar pérdidas de circulación y filtrado. La filtración ocurre bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando. La filtración estática ocurre en otros momentos, durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando.

1.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las funciones de los fluidos de perforación describen las tareas del fluido es capaz de realizar así estas no sean esenciales para cada pozo. Existen dos funciones supremamente importantes en el pozo y son las de remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de formación. Aunque el orden de importancia está determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes de los fluidos de perforación son las siguientes:

1.4.1. Remoción de los recortes del pozo

Los recortes del pozo deben ser retirados inmediatamente son generados por la broca. Con este hecho se hace circular el fluido de perforación a través de la broca y dentro de la columna de perforación, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. Una de las funciones más importantes del fluido de perforación es eliminar de manera eficiente los fragmentos de roca recién perforados de alrededor de la broca y transportarlos a la superficie, donde pueden ser descartados. La capacidad para lograr este objetivo es dependiente de la velocidad anular y las propiedades del fluido. La velocidad a la cual el fluido es bombeado hasta el anillo el anular debe ser mayor que la velocidad de deslizamiento [la velocidad a la que los cortes se asentarán a través el fluido en movimiento. Velocidades anular entre 100 y 200 *ft/min* son utilizado con frecuencia. La densidad del fluido tiene un efecto de empuje sobre el corte de partículas de manera que un aumento en la densidad aumentará la capacidad de transporte de fluido. Además, las características de viscosidad influyen considerablemente en la capacidad de carga del fluido⁸.

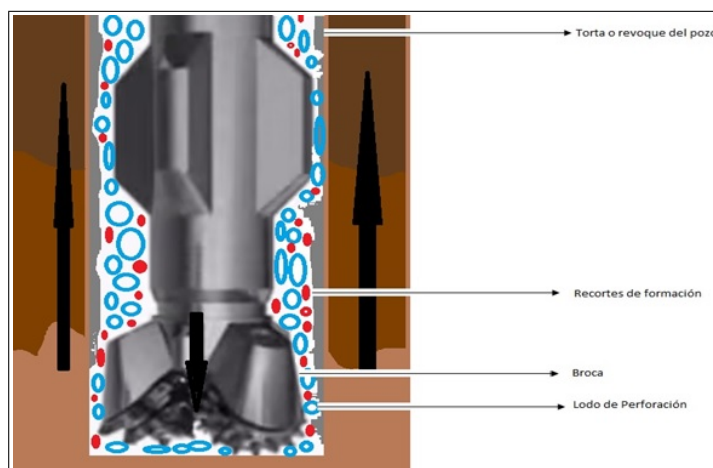
⁸Drilling and workover Engineering Department, Saudi Aramco

El avance de la perforación sólo se puede realizar si los cortes se retiran del pozo, se separan y se desechan en la superficie. La remoción de los recortes consta de cuatro pasos:

- Extracción de los recortes lejos de la zona de la zona de la broca donde estos comienzan a generarse
- Transporte de los recortes hasta superficie por el espacio anular
- Suspender los recortes en superficie para permitir separación
- Suspender los recortes en el pozo cuando las bombas estén apagadas

El movimiento de los cortes lejos de la broca está controlado por la velocidad de la bomba y la hidráulica de la broca. Las propiedades del lodo sólo pueden mejorar la capacidad de elevación del lodo y garantizar que los recortes sólidos permanezcan en suspensión. El flujo volumétrico es necesario para limpiar y mover los recortes de la broca hasta superficie. La *Figura 1* muestra un arranque de recortes típica de la broca hasta superficie.

Figura 1. Remoción de cortes del pozo



Las tasas de perforación rápida pueden sobrecargar el flujo volumétrico mas allá de la cara de la broca, resultando en volver a moler los recortes cortados por la broca. Tasas de perforación de alta, sobre todo en poca profundidad, pueden recargar hasta el anular, lo que resulta en una presión hidrostática excesiva en cabeza. Por lo tanto la tasa de flujo anular es crítica para la limpieza apropiada del pozo. El transporte de los recortes por el espacio anular también depende de que tenga las propiedades reológicas adecuadas (viscosidad), así como la tasa de flujo, turbulento o laminar, es importante para una buena limpieza del pozo. En pozos horizontales y de alto ángulo, manteniendo ambos cortes de perforación y material de peso en suspensión requiere altos esfuerzos de gel teniendo en cuenta una buena “ viscosidad y baja velocidad de corte”.

Los fluidos de perforación deben tener la capacidad para formar una estructura reversible “gel” cuando la circulación se detiene (propiedades tixotrópicas), de modo que los recortes permanezcan suspendidos. Al reanudarse la circulación de los fluidos ellos vuelven a tener las propiedades de flujo iniciales.

1.4.2. Control de las presiones de formación

Es de vital importancia controlar y mantener las presiones de formación para hacer que esta operación de perforación sea seguro. A menudo es típico que a medida que la presión de formación aumenta se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del hueco. Esto hace que se impide el flujo de fluidos de formación hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras esta estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad del lodo (peso del lodo) y de la profundidad vertical verdadera del pozo (TVD). Si la presión hidrostática de la

columna de fluido de perforación es mayor a la presión de formación, entonces, los fluidos de formación no fluirán hacia el pozo. El valor de la presión hidrostática puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$pH = 0,052 * \rho * TVD \quad (1)$$

Donde:

- PH = Presión hidrostática
- ρ = Densidad del lodo
- TVD = Profundidad vertical verdadera

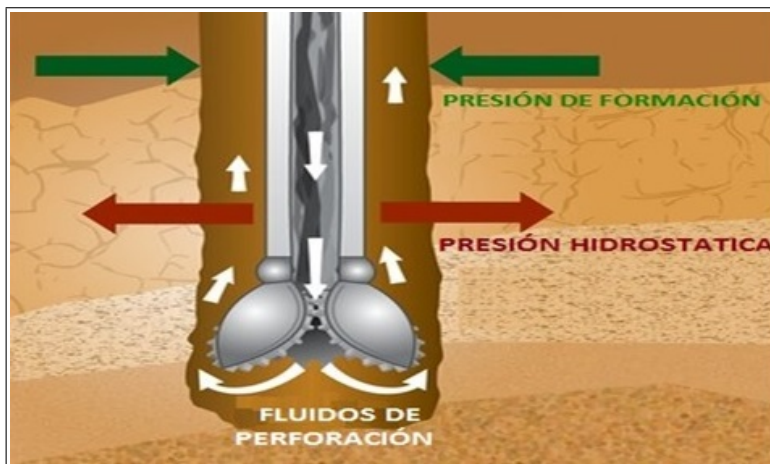
A medida que la densidad del lodo soporta la roca, la excesiva presión de fondo también puede dañarla por "fracturamiento", Una clave para el éxito de la operación es el conocimiento de los esfuerzos, resistencia de la formación, y las presiones de poros, de modo que el peso del lodo correcto y profundidades del *casing* puedan ser seleccionados. Con suerte, las profundidades del *casing* aislarán las secciones de problemas. La presión aplicada por la columna de lodo dependerá de si el lodo se encuentra estático o es bombeado. La presión adicional que se utiliza para superar las pérdidas de fricción y efectos de viscosidad genera una presión adicional, y la suma se conoce como Densidad de circulación equivalente (ECD). Dada por la siguiente ecuación:

$$ECD = MW + \frac{P.super}{0,052 * TVD} \quad (2)$$

Donde:

- EDC = Densidad equivalente de circulación
- MW = Peso del lodo original
- $P.super$ = Presión impuesta desde superficie
- TVD = Profundidad vertical verdadera

Figura 2. Presión Hidrostática



1.4.3. Suspender y descargar los recortes

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

1.4.4. Obturar las formaciones permeables

La permeabilidad se define como la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo.

En formaciones que son muy permeables con gargantas de poro muy grandes, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para este caso es necesario utilizar agentes puenteantes para bloquear las aberturas

grandes, de tal manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande⁹.

La cantidad total de líquido perdido a la formación depende de:

- Diferencia de presión entre la columna de lodo y la presión de poro
- Viscosidad del fluido
- Permeabilidad de la formación
- Permeabilidad del revoque o torta formada por el lodo
- Temperatura

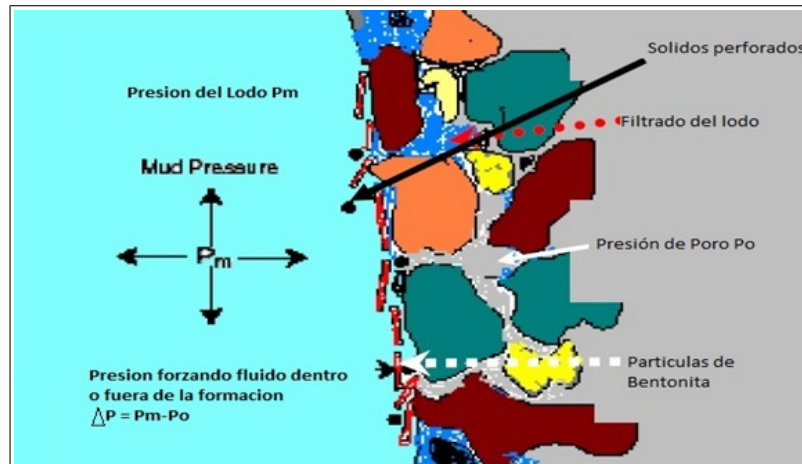
Filtración de lodo es aún más crítica cuando se perfora zonas depletadas y formaciones con alta permeabilidad. La invasión de fluido también puede ocurrir en formaciones fracturadas, especialmente si la presión hidrostática del lodo es significativamente mayor que la presión de la formación.

La invasión de filtrado en zonas productoras es una de las principales causas de daño de la formación, lo que resulta en una menor producción. Por esta razón, un fluido inhibido puede ser utilizado. Lodos a base de salmuera a menudo se utilizan para minimizar el daño.

La calidad de la torta creada en las paredes de pozo resulta esencial para mantener un buen control de la pérdida de líquidos. Tortas de filtración que no resulten estables ni consistentes pueden inducir en altas pérdidas de líquido o de generar pegas de tipo diferencial. La figura mostrada a continuación representa la formación de una torta o revoque en la pared del pozo.

⁹Manual de fluidos de perforación, PDVSA

Figura 3. Revoque sobre la cara del pozo



La base de buen control de la filtración en los lodos a base de agua de alta temperatura es tener la concentración óptima de partículas de bentonita de alta calidad.

1.4.5. Mantenimiento de la estabilidad del pozo

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un lodo estable hasta que se pueda introducir la tubería de revestimiento y poder cementar. Los tipos de problemas de estabilidad que se presentan comúnmente durante la perforación de pozo pueden ser las siguientes:

- Inestabilidad de arcillas. Adopta muchas formas y puede resultar en una variedad de problemas durante la perforación. Estos problemas van desde retrasos menores y aumento de los costos diarios a atascamiento de la tubería y pérdidas parciales o totales de los pozos. La siguiente lista puede contener alguno de los problemas más comunes que se pueden experimentar:

- Punteo: Sólidos de lodo y recortes que se asentaron en la parte inferior después de los viajes o las conexiones se llaman relleno. Los puentes son espacios estrechos encontrados más arriba en el pozo en los viajes. Estos problemas resultan en costosas operaciones de escariado, tratamiento de lodo, y posiblemente desgaste poco excesivo o daño. Usted debe estar seguro de que este problema no es causado por la falta de limpieza adecuada agujero, o bien de mala reología o salida de baja de la bomba.
- Ineficaz limpieza del pozo: Derrumbes de formación adicionales al entrar en el pozo debido a la falla y colapso de la roca podría sobrecargar la capacidad de la tasa de flujo anular de circulación para llevar todos los fragmentos de roca fuera de la boca del pozo .
- Stuck pipe: Probablemente el resultado más costosa de inestabilidad agujero es una pega. Si la tubería está atascada, será, al menos, tomar un tiempo para corregir y, en el peor, como resultado se pierde la construcción del pozo.

1.4.6. Minimizar los daños al yacimiento

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad y permeabilidad natural de una formación productora es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse por la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El valor de daño a la formación es generalmente indicado por un daño superficial o por la caída de presión mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

1.4.7. Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad de calor considerable por fricción en la broca y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y del pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación haciendo que se aleje el calor de la fuente distribuyéndolo hacia todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura en fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación para así disminuir el calor generado por fricción.

1.5 PRUEBAS BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El propósito de este numeral es entregar al estudiante una guía sobre las prácticas y procedimientos recomendados para las pruebas de los fluidos de perforación base agua. Estas prácticas recomendadas son organizadas siguiendo el listado dado en el *API* “ Reporte del lodo de perforación”(API Recommended Practice 13G, Second Edition, May 1982)

1.5.1. Peso del lodo (Densidad)

Este procedimiento de prueba es un método para determinar el peso una unidad de volumen de un líquido. El peso del lodo podría ser expresado como libras por galón (*lb/gal*), libras por pie cubico (*lb/ft³*), gramos por centímetro cubico (*g/cm³*) o kilogramos por metro cubico (*Kg/m³*).

Equipo

Instrumento de suficiente precisión que permita medir dentro de un rango $\pm 0,1$ libras

por galón ($0,5lb/ft^3$, $0,01g/cm^3$, $10Kg/m^3$). La balanza de lodos es el instrumento generalmente usado para la determinación del peso del lodo y un termómetro con un rango $32 - 220^{\circ}F$ ($0 - 105^{\circ}C$)

Figura 4. Balanza de lodos



Fuente:Drilling Manual, MI-SWACO

Procedimiento-Calibración

El instrumento podría ser calibrado frecuentemente con agua fresca. El agua fresca da una lectura de $8,3lb/gal$, $62,3lb/ft^3$ ($1000Kg/m^3$) a $70^{\circ}F$ ($21^{\circ}C$). Si este dato no es arrojado, se ajusta el tornillo de la balanza o agregando perdigones de plomo hasta graduar el brazo de esta con el valor anteriormente dicho. Una vez calibrado se procede a realizar la prueba de densidad, siguiendo estos pasos:

- Llenar la taza de la balanza con el lodo y tapparla, permitiendo que el exceso de fluido salga por el orificio de la tapa
- Tapar el orificio con el dedo
- Lavar la balanza y colocarla sobre el soporte, limpia y seca
- Correr el cursor a lo largo del brazo hasta lograr el equilibrio de la balanza
- Leer el valor de densidad y registrarla en el reporte del fluido

Calculo

Los siguientes son los pasos para el cálculo:

- Reporte el peso del lodo lo más cerca a $0,1lb/gal$ o $0,5lb/ft^3$ ($0,01gr/cm^3$, $10kg/m^3$)
- Para convertir la lectura a otras unidades, use los siguientes datos

$$Densidad = \frac{gr}{cm^3} = \frac{\frac{lb}{ft^3}}{62,3} = \frac{\frac{lb}{gal}}{8,345} \quad (3)$$

$$\frac{kg}{m^3} = \frac{lb}{ft^3}(16) = \frac{lb}{gal}(120) \quad (4)$$

$$\nabla_{lodo} = \frac{\frac{kg}{m^3}}{cm^3} = \frac{\frac{lb}{ft^3}}{144} = \frac{\frac{lb}{gal}}{19,24} \quad (5)$$

1.5.2. Viscosidad y esfuerzo de gel

Los siguientes instrumentos son usados para medir la viscosidad y los esfuerzos de gel de los fluidos de perforación:

- Viscosímetro Marsh: Un dispositivo sencillo que se utiliza para indicar la viscosidad en una rutina básica.
- Indicador directo de viscosidad: Dispositivo usado para medir la viscosidad a diferentes ratas de corte.

La viscosidad y los esfuerzos de gel son medidas que se relacionan con las propiedades de flujo de los lodos. El estudio de la deformación de la materia es llamada reología, Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad y la resistencia del gel.

La medición de las propiedades reológicas de un lodo es importante en el cálculo de:

- Las pérdidas de presión por fricción.
- Para determinar la capacidad del lodo para elevar los recortes y desprendimientos a la superficie.
- Para analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura.
- Para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje.

La viscosidad se puede describir como la resistencia interna de un fluido a circular. Es una propiedad importante de los fluidos de perforación. Define la capacidad del lodo de lograr una buena limpieza útil de perforación, de mantener en suspensión y desalojar los detritos como de facilitar su decantación en las zarandas vibratorias. La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Cuando un fluido es más viscoso tiene mejor capacidad para suspender los detritos de la roca y transportarlos hacia la superficie. Sin embargo, se necesita más presión para bombear los fluidos muy viscosos, provocando un desgaste natural adicional del equipo de perforación. Además, los fluidos viscosos son más difíciles de separar de los detritos.

Viscosidad Marsh

Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. La prueba consiste en medir el tiempo requerido para que un cuarto de galón (946ml) de lodo pase a través de un embudo y a continuación una taza el valor resultante. Este es un valor cualitativo de la viscosidad del lodo y que es comparado con la viscosidad verdadera del fluido de perforación.

Figura 5. Viscosímetro Marsh



Fuente:www.qrbiz.com

Equipo

El siguiente equipo es necesario para realizar dicha prueba:

- Viscosímetro Marsh: Un viscosímetro marsh (*Figura 5*) es calibrado con el flujo de un cuarto de galón (946cc) de agua fresca a una temperatura de $70 \pm 5^{\circ}F$ ($21 \pm 3^{\circ}C$) y tendrá una duración en $26 \pm 0,5$ segundos. Una taza graduada es usada para recibir el fluido que sale del embudo
- Taza graduada: un cuarto de galón
- Cronometro
- Termómetro

Procedimiento

- Manteniendo el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un

embudo limpio hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1,500ml).

- Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1-qt indicado en el vaso.
- Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh. Registrar la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius

Viscosímetro de Indicación directa

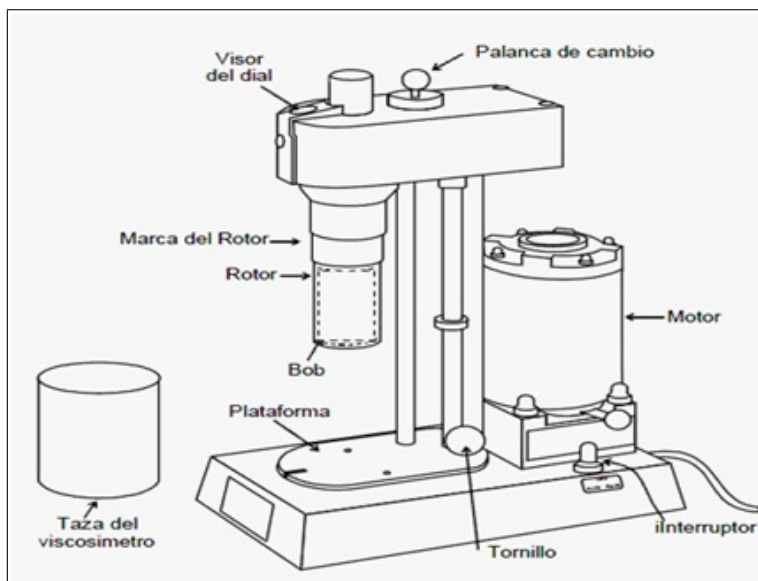
Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM- Revoluciones Por Minuto) constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín. Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito de rotor de 600 y 300 RPM.

Equipo

Los siguientes equipos son requeridos:

- Viscosímetro de indicación directa: accionado por una manivela o un motor eléctrico
- Cronometro
- Contenedor adecuado, por ejemplo la copa que viene con el viscosímetro
- Termómetro

Figura 6. Viscosímetro de Indicación directa



Fuente:Manual de fluidos de perforación, *API*

Procedimiento

Determinación de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto cedente:

- Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
- Calentar o enfriar la muestra hasta $120^{\circ}F(49^{\circ}C)$. Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
- Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a $600RPM$. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
- Ajustar el conmutador a la velocidad de $300RPM$. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para $300RPM$.

Determinación del esfuerzo del gel

- Agitar la muestra a $600RPM$ durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
- Apagar el motor y esperar 10 segundos.
- Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en $lb/100/ft^2$ como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
- Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

1.5.3. Filtrado

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. Después de la prueba se mide el espesor del revoque sólido que se ha asentado. El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la Práctica Recomendada de *API* y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada. La prueba de filtrado *API* es realizada a la temperatura superficial y a una presión de $100psi$, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

Equipos-Prueba Baja Presión/Baja Temperatura

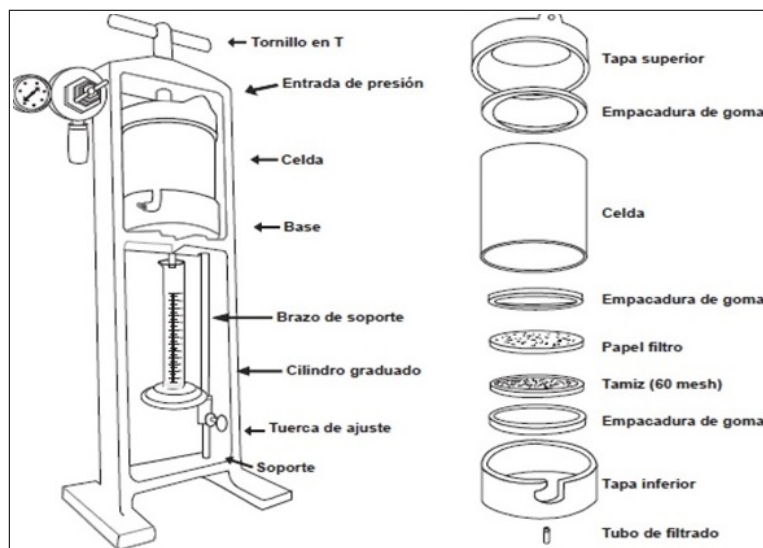
- Filtro prensa: Este instrumento (*Figura 7*) consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario.
- Cilindro graduado: 10 centímetros cúbicos o 25 centímetros cúbicos

Procedimiento

- Mantener disponible una presión de aire o gas de 100psi.
- Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para llenarla. Cualquier daño mecánico podría perjudicar la hermeticidad de la celda.
- Llenar la celda con lodo hasta $1/4$ pulgada de la ranura de la junta tórica. Colocar el papel filtro (*Whatman N°50* o equivalente) encima de la junta tórica. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido horario hasta que quede apretada a mano. Invertir la celda, introducir el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.
- Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
- Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.)

- La prueba de *API* dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente. Retirar la celda.
- Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en 1/32 de pulgada.

Figura 7. Filtro Prensa *API*



Fuente:Manual Fluidos de Perforación, *API*

Contenido de Arena

El contenido de arena es el porcentaje en volumen de partículas más grandes que *74micrones*. Esta es una medida dada con la ayuda de una malla de arena.

Equipos

- Malla de $2\frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro, de malla 200 (74 micrones)
- Un embudo de tamaño que se ajusta a la malla

- Tubo medidor de vidrio, marcado para señalar el volumen de lodo a ser añadido para leer el porcentaje de arena directamente en la parte inferior del tubo, el cual está graduado de 0 a 20 %.

Figura 8. Kit contenido de arena

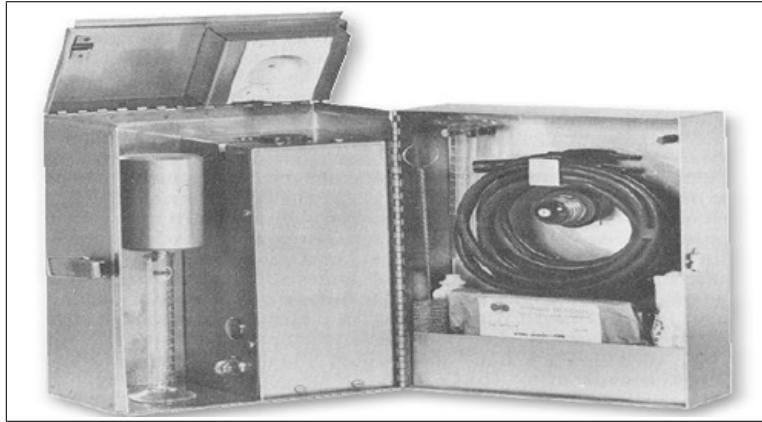


Fuente:Manual Fluidos de Perforación, *API*

1.5.4. Contenido de líquidos y sólidos

Se usa una retorta de lodo con capacidad de calefacción en el “horno” para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación. No se recomienda el uso de retortas calefactoras de sonda interna. Se coloca una muestra de lodo (retortas de 10, 20 ó 50ml están disponibles) dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando de 100 % o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.

Figura 9. Retorta



Fuente:Manual Fluidos de Perforación, *API*

Equipos

- Retorta (*Figura 9*)
- Condensador de líquido: Suficiente capacidad para enfriar los vapores de agua y aceite debajo de su punto de vaporización.
- Elemento de calentamiento: Con suficiente capacidad para elevar la temperatura de la muestra por encima del punto de ebullición de los componentes líquidos por un intervalo de 15 minutos aproximadamente.
- Controlador de temperatura: Dispositivo capaz de regular la temperatura de la retorta hasta $930^{\circ} \pm 20^{\circ}F$ ($500^{\circ} \pm 20^{\circ}C$)
- Receptor de líquido: Material graduado, inerte con el agua, aceite y soluciones salinas
- Virutas finas de acero
- Grasa para altas temperaturas
- Solución atomizada

Procedimiento

- Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.
- Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto; se requiere un volumen de 10, 20 ó 50ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.
- Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
- Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
- Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
- Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudará a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.
- Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.

- Hacer circular un producto limpiador de tubos a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener íntegro el calibre de los orificios.

1.5.5. Capacidad azul de metileno

La capacidad de azul de metileno de los fluidos de perforación es un indicativo de la cantidad de arcillas reactivas (Bentonita y/o sólidos de perforación) presentes, esta prueba es conocida como MBT (Methylene Blue Test), además esta prueba nos da un indicativo de la capacidad de intercambio catiónico (CEC) de los fluidos de perforación.

Equipos

- Jeringa de $3ml$, bureta de $10ml$.
- Micro pipeta de $0,5ml$.
- Matraz Erlenmeyer de $250ml$ con tapón de caucho.
- Bureta o pipeta de $10ml$.
- Cilindro graduado de $50ml$.
- Varilla de agitación.
- Placa calentadora.
- Papel filtro: $11cm$ de diámetro, Whatman N°1 o equivalente.

Reactivos

- Solución de azul de metileno: $1ml = 0,01$ miliequivalentes $3,74g$ de azul de metileno de calidad USP por litro.

- Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.
- Solución de ácido sulfúrico 5*N*.

Procedimiento

- Añadir 2*ml* de lodo (o un volumen adecuado de lodo que requiera de 2 a 10*ml* de reactivo) a 10*ml* de agua en el matraz Erlenmeyer. Añadir 15*ml* de peróxido de hidrógeno de 3% y 0,5*ml* de la solución de ácido sulfúrico 5*N*, y mezclar revolviendo antes de calentar. Hervir a fuego lento durante 10 minutos. Diluir con agua hasta obtener una solución de aproximadamente 50*ml*. OBSERVACIÓN: Además de la bentonita, los lodos de perforación suelen contener otras sustancias que absorben el azul de metileno. El tratamiento con peróxido de hidrógeno tiene por objeto eliminar el efecto de las materias orgánicas tales como CMC (carboximetilcelulosa), poliacrilatos, lignosulfonatos y lignitos.
- Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 0,5*ml* de la bureta o pipeta al matraz. Después de cada adición, introducir el tapón de caucho y agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras que los sólidos están suspendidos, extraer una gota del matraz con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos.
- Al detectar el color azul verdoso que se está propagando a partir del punto, agitar el matraz durante 2 minutos adicionales y añadir otra gota al papel filtro. Si se observa otro círculo azul verdoso, el punto final de la valoración ha sido alcanzado. Si el círculo no aparece, repetir la operación anterior hasta que una gota extraída después de agitar por 2 minutos muestre el color azul verdoso.

- Registrar el volumen (*ml*) de solución de azul de metileno usado.
- Capacidad de azul de metileno (MBC) del lodo MBC según el sistema inglés (*lb/bbl*) = (*cm*³ de azul de metileno/*cm*³ de lodo) x 5 MBC según el sistema métrico (*kg/m*³) = (*cm*³ de azul de metileno/*cm*³ de lodo) x 14

1.5.6. Medición de pH

La medición en el campo del *pH* del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del *pH* son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del *pH*, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro.

Se usan dos métodos para medir el *pH* del lodo de perforación base agua dulce: un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico (palillos); y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de *pH* con electrodo de vidrio. El método de tira de plástico se usa frecuentemente para medir el *pH* en el campo, pero no constituye el método preferido. Este método sólo es fiable para los lodos base agua que tienen una composición muy simple. Los sólidos del lodo, las sales y los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por las tiras de plástico indicadoras de *pH*.

Equipos

- Medidor de *pH*: Calibrado para mostrar unidades de pH para medir el potencial entre un electrodo de una membrana de vidrio y un electrodo standard de referencia
- Agua destilada o desionizada
- Termómetro

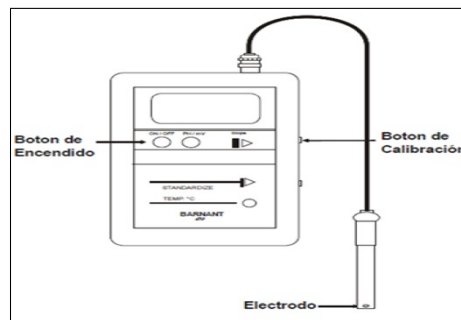
Procedimiento

- Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura de $75 \pm 5^{\circ}F(24 \pm 3^{\circ}C)$.
- Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del *pH* del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El *pH* de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente sólo es para $75^{\circ}F(24^{\circ}C)$. Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el *pH* efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura. Tablas de valores del *pH* de la solución amortiguadora a diferentes temperaturas pueden ser obtenidas del fabricante y deberían ser usadas en el procedimiento de calibración.
- Limpiar los electrodos, lavarlos con agua destilada y secar
- Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de *pH* 7,0.
- Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.
- Medir la temperatura de la solución amortiguadora de *pH* 7,0.
- Fijar esta temperatura sobre el botón de “temperatura”.
- Fijar la indicación del medidor a “7,0” usando el botón de “calibración”.
- Enjuagar y secar la sonda.
- Repetir las Etapas 6 a 9 usando una solución amortiguadora de *pH* 4,0 ó 10,0. Usar la solución de *pH* 4,0 para la muestra de bajo *pH*, o la solución de *pH* 10,0

para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a “4,0” o “10,0” respectivamente, usando el botón de “temperatura”.

- Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7,0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a “7,0” con el botón de “calibración”. Repetir las Etapas 6 a 11. Si el medidor no se calibra correctamente, reacondicionar o reemplazar los electrodos de la manera indicada en los procedimientos de limpieza.
- Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.
- Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada. Indicar si se probó el lodo o el filtrado.
- Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Colocar dentro de una botella de almacenamiento, con el electrodo a través del tapón. Usar una solución amortiguadora de pH 7,0 para almacenar el electrodo. En general no se recomienda usar agua desionizada para almacenar el electrodo. Si se almacena el medidor sin usar por mucho tiempo, quitarle las pilas.
- Desactivar el medidor y cerrar la tapa para proteger el instrumento.

Figura 10. Equipo de medición de pH



Fuente:Manual Fluidos de Perforación, *API*

1.6 PRUEBAS ESPECIALES FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.6.1. Filtro prensa HPHT

Filtro prensa utilizada para evaluar las propiedades de filtración de fluido, lechadas de cemento y fluidos de fracturamiento. La filtración se ve directamente afectada por la cantidad, el tamaño y el tipo de partícula así también como por su temperatura y presión.

El análisis de las propiedades de filtración y la observación del comportamiento del filtrado son características fundamentales para el tratamiento y control en un proceso de perforación. Esta filtro prensa simula la filtración contra una formación permeable a altas temperaturas y presiones.

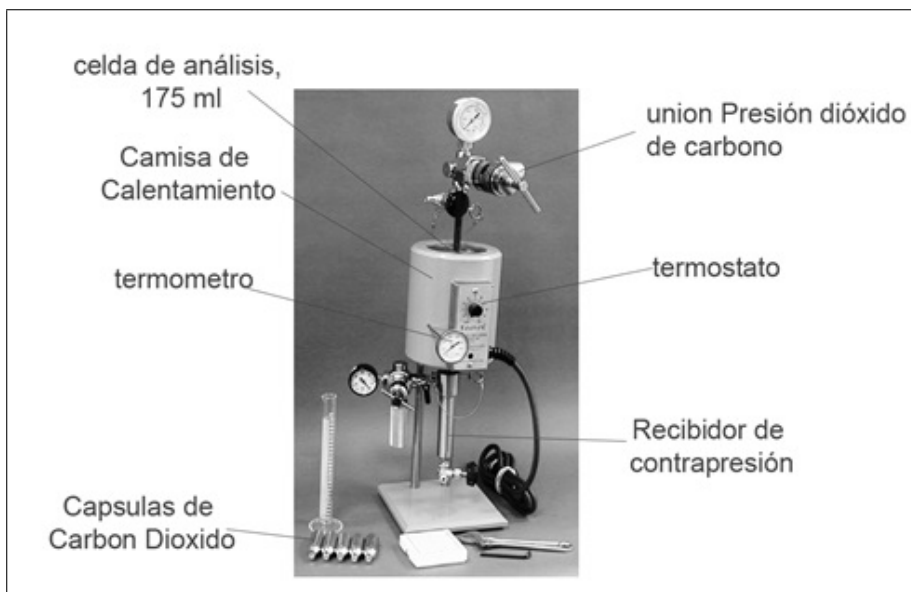
Características y especificaciones

El Filtro Prensa *HPHT* consiste principalmente en una celda de acero inoxidable con superficie de filtración de $3,5\text{in}^2 (22,58\text{cm}^2)$, una camisa de calefacción de aluminio, medio filtrante, cilindro graduado para recoger los equipos de filtrado y presurización. También incluye el Indicador de Presión positiva CellTell como característica de seguridad.

La filtro prensa *HPHT* están disponibles en dos tamaños de capacidad de la célula, 175ml y 500ml , lo que permite al operador disponer de varias opciones para lograr la presión deseada.

El operador puede realizar las pruebas a presiones de hasta $900\text{psi} (6205\text{kPa})$ con el dióxido de carbono compacto, ó puede realizar pruebas a presiones de hasta $1200\text{psi} (8274\text{kPa})$ en la celda y $750\text{psi} (5171\text{kPa})$ en el receptor contrapresión cuando se utiliza el colector de nitrógeno. Todas las filtros prensas *HPHT* deben ser sometidas a presiones con nitrógeno o dióxido de carbono, dependiendo la prueba de presión a realizar, si se quiere simular una presión de yacimiento de 900psi

Figura 11. Prensa HPHT - 750 ml



Fuente:Manual No. 209486, Revision K Instrument No. Models 175CT and 500CT

($6205kPa$) las capsulas de dióxido de carbono llegan a esta presión máxima, Si la prueba requiere una presión más alta, se utilizar uno de los tres sistemas de presurización de nitrógeno disponibles utilizando generalmente células de $500ml$ ya que requiere un mayor volumen de gas.

Figura 12. Prensa HPHT - 500 ml



Fuente:Manual No. 209486, Revision K Instrument No. Models 175CT and 500CT

Realización de la prueba de filtración.

- Ensayos de filtración a temperaturas inferiores a $(93^{\circ}C)200^{\circ}F$ se pueden realizar sin el uso de un receptor de contrapresión.
- Ensayos de filtración a temperaturas superiores $(93^{\circ}C)200^{\circ}F$ requieren el uso de un receptor de contrapresión. La célula y el receptor contrapresión deben ser presurizados hasta el valor de contrapresión antes de que se calienta la célula.
- Si se utiliza un regulador de contrapresión de CO_2 , ajustar el regulador a la contrapresión deseada. Esto presurizar el receptor de contrapresión.
- Dejar calentar la célula hasta la temperatura de ensayo.
- Vuelva a ajustar el regulador de presión de la celda a la presión de prueba. La prueba está lista para iniciar.
- La presión de filtración diferencial es la presión de la célula menos la contrapresión.
- Use un cronómetro durante 30 minutos, u otro tiempo de la prueba de filtración deseado. Es importante que el tiempo de prueba sea exacto cuando la temperatura de prueba está por encima de $(149^{\circ}C)300^{\circ}F$.
- Para iniciar la prueba (período cronometrado en el que se recoge el filtrado), use la llave ajustable para abrir el vástago de la válvula inferior en la parte inferior de la celda de filtración de un $1/2$ vuelta.
- Recoja el filtrado durante el tiempo de prueba evite recoger residuos en tiempo después de la prueba

Análisis de Pruebas

Resultados

La medición de las características de comportamiento de filtración y la torta de construcción de la pared de un fluido de perforación (lodo) es fundamental para la perforación de control y tratamiento de fluidos. Las características de filtrado, tales como aceite, agua, o el contenido de emulsión también son importantes.

Estas características se ven afectadas por los tipos y cantidades de sólidos en el líquido, y sus interacciones físicas y químicas. La temperatura y la presión afectan a todas estas características. Por lo tanto, las pruebas se ejecutan a menudo tanto de baja presión y la temperatura, y la presión y temperatura elevadas; se requieren diferentes equipos y técnicas. Las mediciones fundamentales de filtración incluyen el volumen de filtrado y grosor de torta de filtro.

Volumen de Filtrado

El volumen de filtrado líquido recogido después de 30 minutos se informó en mililitros (*ml*), a los 0,1*ml* más cercanos. La temperatura de la prueba a la que el filtrado se produce también se registra en el informe de lodo de perforación apropiada.

$$V^{filtrado} = 2 * V_{30min} * 10 \quad (6)$$

Espesor torta de Filtrado

El espesor de la torta de filtro resultante se mide en su centro, y se reportó el valor más cercano a 1/32(0,8*mm*).

1.6.2. Prueba PSD, distribución del tamaño de la partícula

El tamaño de la partícula del lodo de perforación se determina por la geología de la formación. El tamaño de la partícula será lo suficientemente pequeña para formar puente a través de los poros en la formación, previniendo perdidas del fluido y perdidas de la presión, pero no debe ser extremadamente pequeña puesto que

penetraría a la formación.

Se puede correlacionar el tamaño de la partícula del lodo al tamaño del poro de la formación y se llegó a la conclusión de que:

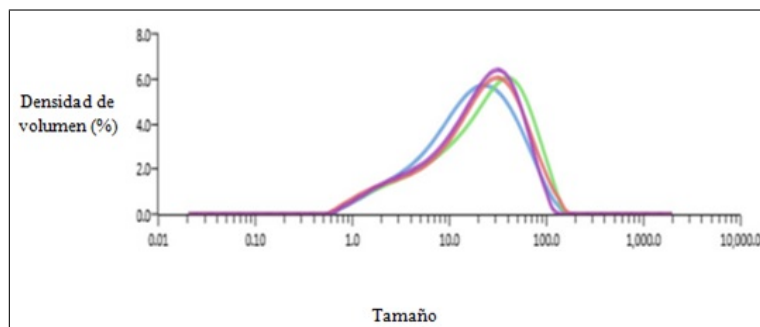
- El tamaño mediano de la partícula ($Dv50$) del aditivo puente debería ser aproximadamente un tercio del tamaño mediano del poro.
- El $Dv90$ del puente aditivo debería ser igual al tamaño de poro
- El ancho del tamaño de la partícula además debe ser controlada, para asegurar el alto empaquetamiento de las partículas y por lo tanto una eficiente filtración de los polímeros a través de los puentes.

Medida de las distribuciones del tamaño de la partícula de los lodos y los componentes

Agente Densificante

El tamaño de partícula de un agente de carga afecta la habilidad del lodo para proteger la formación, así como la estabilidad del lodo. Si el tamaño de la partícula es demasiado grueso entonces las partículas pueden sedimentarse y dañar el equipo. Sin embargo demasiados errores pueden producir insuficiente densificante y dañar la formación.

Figura 13. Distribución del tamaño de partícula de muestras de Bentonita desde diferentes proporciones

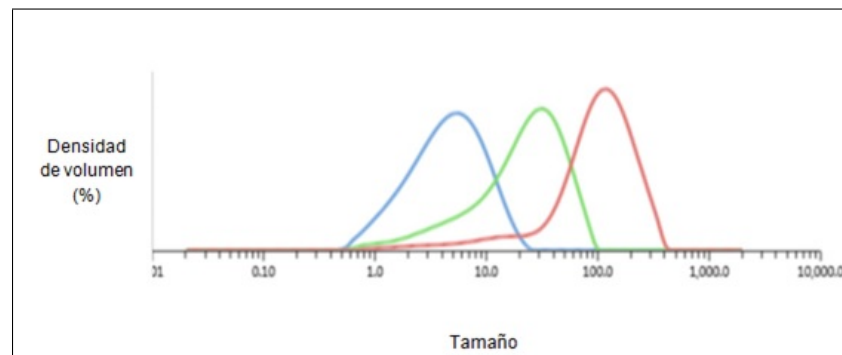


Fuente: Particle Size Analysis of Drilling Muds and Components

Agente Punteante Para lograr pasar a través los poros en una formación, el tamaño de la partícula del material puenteante debe coincidir con el tamaño del poro de la formación.

El carbonato de calcio es utilizado comúnmente como material puenteante (Que también se puede usar como material densificante) y un rango de diferentes grados de tamaño de partícula están disponibles en forma gruesa (tamaño medio de más de 100 micrones) a ultra fino (tamaño medio más pequeño que 10 micrones) de manera que puede ser utilizado el grado más apropiado para cada formación.

Figura 14. Grado fino, medio y grueso del Carbonato de Calcio



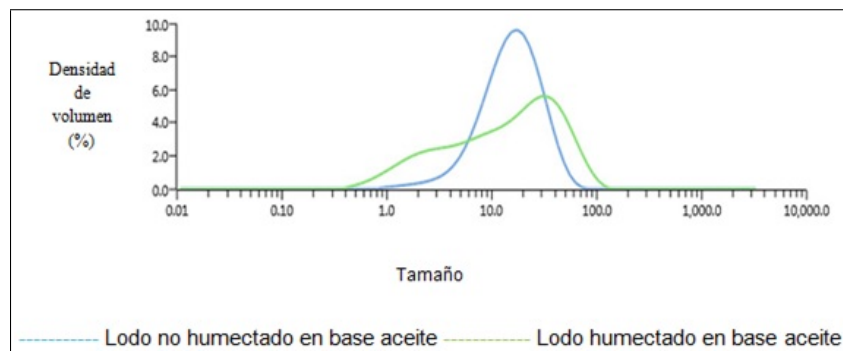
Fuente: Particle Size Analysis of Drilling Muds and Components

La *Figura 14* indica la distribución del tamaño de partícula de grado fino (4.5 micrones), medio (23.5 micrones) y grueso (105.5 micrones) del Carbonato de calcio.

Lodos Humectados y no Humectados

La *Figura 15* muestra la distribución de tamaño de partícula para un lodo que principalmente contiene un agente puenteante, no pesado y un lodo con un agente de carga como aditivo, tal como es la Barita. El lodo pesado tiene una más amplia distribución del tamaño de la partícula, el cual incrementara la fracción de empaquetamiento máxima del lodo, aumentándole el peso y cambiando las propiedades reológicas

Figura 15. Medidas del lodo humectado y no humectado en base aceite



Fuente: Particle Size Analysis of Drilling Muds and Components

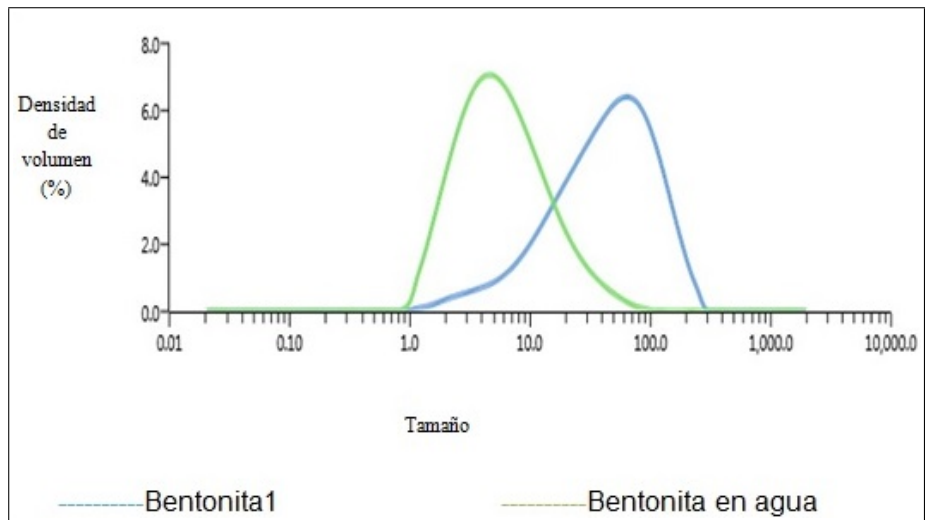
Condiciones de medida de la distribución del tamaño de partícula para un lodo de perforación

Para obtener logros significativos y resultados favorables desde un sistema de difracción laser se requiere controlar el estado de dispersión de la muestra. En la *Figura 16* muestra la distribución del tamaño de partícula de una muestra de bentonita tanto en agua y en isopropyl (IPA). En cada caso la muestra ha sido totalmente dispersada. Sin embargo hay una diferencia de 40 micrones en el tamaño medio de la partícula entre los dos dispersantes, cuyo resultado se debe al funcionamiento del lodo cuando se llevaron a cabo las condiciones de dispersión dentro del sistema de lodo durante su manejo.

Varios materiales deben diluirse hasta disminuir su concentración con el objetivo de realizar la prueba PSD por difracción láser. Durante la dilución del lodo base agua es importante que la fuerza iónica de este lodo sea emparejada con las fuerzas del dispersante.

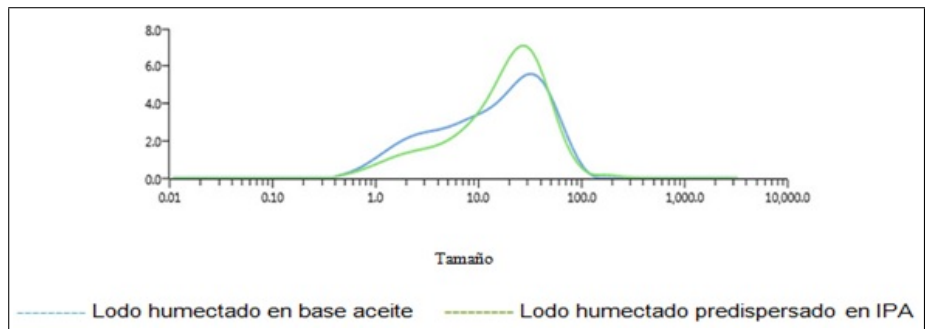
Al mismo tiempo que se produce la dilución se previene la disolución de los compuestos que contienen sal. Se consideran importantes en la medición de los lodos base agua la tensión superficial y la viscosidad del dispersante.

Figura 16. Distribución del tamaño de partícula de la Bentonita en IPA y agua



Fuente: Particle Size Analysis of Drilling Muds and Components

Figura 17. Medida de lodo aceite en aceite y medida del predispersado



Fuente: Particle Size Analysis of Drilling Muds and Components

2. PLANEANDO UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un buen programa de perforación asegura que las decisiones tomadas durante diferentes etapas del proceso se realicen correctamente. El fluido de perforación es un componente crítico durante las etapas de perforación y completamiento de un pozo. En la etapa de planificación, tres factores influyen en gran medida al éxito o fracaso de un pozo, ellos son:

- El establecimiento de un programa de revestimientos
- Determinación de los pesos deseados del lodo de perforación
- Selección de los tipos de lodos

El tiempo dedicado a la preparación de un programa de fluidos de perforación a menudo altamente recompensado. La operación de perforación es a menudo crítica. La frontera entre el éxito y el fracaso puede ser muy pequeña. La estabilidad agujero es a menudo dependiente del tiempo. Por lo tanto, el tiempo ahorrado en la perforación, quizás cambiando brocas y mejorando las prácticas de eliminación de sólidos, puede traer sobre todo otros beneficios aparte de los financieros.

2.1 PLANEANDO UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los programas de los fluidos son diseñados y basados en una recopilación de información en zonas de perforación específicas. La selección del fluido de perforación adecuado no se puede hacer hasta que toda la información pertinente haya sido obtenida. Un programa de fluidos de perforación completo

anticipara potenciales problemas a ocurrir. Este programa ofrece a un ingeniero la identificación de contratiempos descubiertos durante la perforación.

Datos de sísmicas y gráficos geofísicos proporcionan mucha información y deben ser examinados cuidadosamente. Las columnas estratigráficas y la profundidad aproximada a la que se encontrarán los objetivos deben ser identificadas.

El proceso global de la planificación de un programa de fluidos de perforación para un pozo incluye la siguiente:

- Revisar los datos de pozos vecinos, incluyendo información geológica, análisis de lodo y registros de brocas
- Programas de revisión Revestimiento
- Determinación deseada de las densidades de los lodos
- Selección del tipo de lodos
- Determinación de las propiedades del lodo
- Establecer importantes detalles operacionales en los métodos de control de sólidos
- Integrar aspectos operacionales de perforación, incluyendo hidráulica, perforación direccional y tipos de brocas

2.2 INFORMACIÓN DE LOS POZOS

Esta sección se discute la información obtenida de los pozos de correlación incluyendo:

- Características geológicas de la formación
- Reportes anteriores de pozos

2.2.1. Características geológicas de la formación

Cuando se encuentre diseñando un programa de lodos, se debe prestar mucha atención a la geología del sitio a ser perforado, esta información obtenida desde pozos adyacentes y estudios sísmicos nos darán una guía sobre las formaciones a ser encontradas. El siguiente procedimiento podría ser observado antes de decidir el programa de fluidos de perforación.

- Definir litología
- Lista de los topes de formación
- Caracterizar la composición de la formación
- Estimar dureza y fuerza de las rocas
- Estimación de los planos de estratificación
- Revisar el historial tectónico para estimar la dirección y la magnitud de los esfuerzos de la formación
- Localizar zonas de presión anormal y determinar los gradientes de fractura
- Determinar intervalos de producción
- Determinar gradientes de temperatura y temperatura de fondo (*BHT*). Ciertas formulaciones de fluidos de perforación son sensibles a la temperatura. Estos sistemas incluyen polímeros, cal y lodos base yeso. La temperatura del fondo del pozo esperada puede influir en la elección del fluido de perforación. La temperatura también tiene efectos en la rata y pérdidas de fluido. Generalmente un incremento en la temperatura resulta en altas pérdidas de fluido. Esto debe ser considerado mientras se calcula las pérdidas de fluido en una perforación. Además la corrosión también aumenta con respecto a la

temperatura. La rata de corrosión puede duplicarse con aumento de $55^{\circ}F$ en la temperatura.

- Confirmar puntos de *casing* ya que estos a menudo se correlacionan con cambios en la formación y sus topes. Una secuencia de lutitas especialmente difíciles, como la Sudair puede justificar su posterior análisis utilizando las técnicas de difracción de rayos X análisis o determinación de la capacidad de intercambio de cationes. Esto podría dar una definición mas precisa del problema dada con la sensibilidad al agua.

2.2.2. Reportes de pozos anteriores

Se debe prestar atención a los pozos que se han perforado en el área propuesta. Si no hay un cambio radical en la geología entre un sitio y otro, entonces se puede esperar que el problema encontrado en los pozos anteriores también pueda ocurrir en un nuevo pozo. Los puntos que debe examinarse son:

- Tiempo dedicado a el pozo
- Tipo de lodo usado
- Idoneidad del lodo usado
- Propiedades del lodo
 - ▷ Peso del lodo
 - ▷ Reologia (PV, YP, geles)
 - ▷ Perdidas del fluido (*API*, HTHP)
- Tipo y configuración del equipo de control de sólidos
- Tipos de brocas

- Ratas de penetración
- Hidráulica
 - ▷ Peso en la broca y RPM
 - ▷ Bombeo
- Problema del pozo
 - ▷ Perdida de circulación
 - ▷ Problemas de arcilla
 - ▷ Pega diferencial
 - ▷ Ojos de llave

Las causas de los problemas en pozos anteriores deben ser cuidadosamente analizadas. Estos problemas pueden ser dados en pozos futuros.

2.3 PROGRAMA DE REVESTIMIENTO

En esta sección se discute el desarrollo de un programa de revestimiento incluyendo:

- Presión de poro y gradiente de fractura
- Profundidad de los *casing*

2.3.1. Presión de poro y gradiente de fractura

Una determinación exacta de las presiones de formación es fundamental en las operaciones de perforación.

Ambientes de presiones anormales pueden ser detectados y evaluados por varios métodos resumidos en la *Tabla 2*. Como la tabla indica, los datos podrían ser

obtenidos antes de que el pozo sea perforado, refinado durante el proceso de perforación y aun mas después de que el pozo se perfora y registra.

Tabla 2. Ambientes de presiones anormales.

Fuente de datos	Información obtenida	Tiempo de obtención de resultados
Métodos geofísicos	"Formación" de velocidad, gravedad y magnetismo y métodos de prospección eléctrica	Antes del trabajo de perforación
Parámetros de perforación	Tasa, de perforación, exponente "d", torque, arrastre y registro de porosidad	Durante la perforación
Fluidos de perforación	Contenido de gas, peso de lodo en la línea de flujo, temperatura en la línea de flujo, variación de cloruros, técnica de presión de la tubería de perforación, niveles de tanque y rata de flujo	Mientras se lleva a cabo la tarea de perforación, pero se retrasa por el tiempo requerido para el retorno del lodo
Cortes de Perforación	Cortes de arcilla, densidad aparente, prueba azul de Metileno	Mientras se lleva a cabo la tarea de perforación, pero se retrasa por el tiempo requerido para el retorno del lodo
Cortes de Perforación	Volumen, tamaño y formas de los cortes, resistividad eléctrica	Mientras se lleva a cabo la tarea de perforación, pero se retrasa por el tiempo requerido para el retorno del lodo
Registros del pozo	Resistividad, conductividad, factor de formación de arcilla, variaciones de la salinidad, densidad aparente, neutron	Después de perforar
Medición de la presión directa	Presión de bombeo, drill stem test, prueba de formación	Mientras el pozo es probado o completado

Los gradientes de fractura pueden ser calculadas por alguno de los tres métodos:

- Hubert and Wills
- Mathew and Kelly
- Ben Eaton

2.3.2. Profundidad de los casing

Después de los tipos de formación, presión de formación y presión de poro han sido considerados, las posiciones más adecuadas para los zapatos de los *casing* se pueden determinar. El numero de columnas de revestimiento será decidido por factores tales como la profundidad y los diámetro requeridos de la tubería de producción. Una roca mecánicamente estable debe ser seleccionada para posicionar la zapata de revestimiento de modo que pueda ser cementado y tomar las presiones siguientes en el hueco abierto.

Los intervalos de revestimiento deben tratar de aislar los tipos de formación con

los requerimientos básicos de presión o del tipo de formación que puede requerir un particular tipo de fluido de perforación. Por ejemplo las arcillas podrían requerir inhibidores para el lodo, como polímero salados para inhibir y controlar la hidratación y dispersión.

Secciones de evaporitas a menudo requieren separación, por consideración tiene que ser dada la utilización de un lodo saturado con sal, si este lodo no es saturado, podría ocasionar un *wash out* o lavado del hoyo generando problemas durante la etapa de perforación. Para estas condiciones la mínima densidad del lodo de *12lb/gal* debe ser considerado. Si esta densidad es muy alta se podría considerar utilizar un lodo base aceite.

Si el programa de revestimiento arroja situaciones donde el peso del lodo llegara a ser muy alto para la formación, podrían ocurrir problemas durante la etapa de perforación.

2.4 PREPARACIÓN DEL PROGRAMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

El programa de perforación se compone de:

- Peso del lodo para cada intervalo del *casing*
- Seleccionar los tipos de fluidos
- Especificación de las propiedades

2.4.1. Peso del lodo requerido para cada intervalo del casing

El peso requerido del lodo es determinado por:

- Presión de formación
- Características mecánicas
- Potencial perdida de pérdida de circulación
- Potencial de flujo de la formación

Los pesos de lodo deben ser cuidadosamente elegidos ya que el peso de los materiales contribuirán de 50 a 70 por ciento del costo de este. Si el peso del lodo es muy alto, entonces podría originar:

- Costo del lodo excesivo
- Se verá afectada la rata de perforación
- Potencial para fracturar la formación será mayor
- Potencial para generar perdidas de circulación
- Riesgo para generar daño en la formación
- Alto riesgo de generar pegas diferenciales

Si el peso del lodo es muy bajo, entonces:

- Problemas podrían ser causados por inestabilidad del agujero
- Riesgo para invasión de fluidos ó “Blow out” se podría incrementar cuando el pozo es inestable, se debe tratar de distinguir entre la inestabilidad debido al peso del lodo insuficiente y la inestabilidad debido a los bajos niveles de inhibición.

2.5 SELECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDOS

La selección de los fluidos de perforación podrían basarse en las siguientes consideraciones:

- Factores ambientales, que podrían determinar una lista aceptables de tipos de lodos y aditivos
- Temperatura de fondo de pozo
- Optima rata de penetración

- Composición y estabilidad de la formación
- Disponibilidad y propiedades de la fase continua del fluido
- Evaluación de producción de la formación para determinar el potencial de daños a la formación
- Disponibilidad y calidad de los productos químicos para el tratamiento

La selección del apropiado fluido de perforación para un pozo debe también considerar el impacto ambiental en el que la perforación es llevada a cabo. Tomando aditivos que reduzcan este daño ambiental como por ejemplo aditivos no tóxicos, promoviendo un adecuado manejo de los residuos del lodo etc.

Se debe tener en cuenta que las formulaciones o diseño para el fluido de perforación son sensibles con la temperatura. Estos sistemas basados en polímeros, sistemas calados. se requieren que la temperatura del fondo del pozo sea esperada de antemano, ya que puede influir en la elección del fluido de perforación.

La temperatura también afecta a la tasa de pérdida de circulación. Generalmente un aumento en los resultados de temperatura trae como consecuencia una mayor pérdida de líquidos. Esto debe tenerse en cuenta al momento de calcular las propiedades de pérdida de fluidos de un fluido de perforación.

Los requerimientos para obtener un lodo con un porcentaje de inhibición se determinan en gran medida mediante la formulación. El agua dulce en lodos ofrecen el nivel más bajo de la inhibición, pero su costo más bajo. El aumento de la inhibición se aumentara con la presencia de lodos calados y lodos con contenidos poliméricos.

2.6 ESPECIFICACIÓN DE PROPIEDADES

Las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación se especifican sobre la base de obtener una perforación óptima y los mas económicamente posible. De particular importancia se tiene:

- Optima reología para obtener la mejor limpieza del pozo
- Generar menor perdida de filtrado y obtener una torta y/o revoque con la mejor calidad posible así generando una optima tasa de penetración.
- Mantener una alcalinidad estable así como su contenido de sal para ofrecer un optimo rendimiento del lodo y así generar inhibición con la formación
- Tipos de sólidos y concentración

2.7 OBJETIVOS TÉCNICOS Y COSTOS

Los costos de los componentes individuales deben distinguirse de los costos del bien en general. Por ejemplo, usando un tipo de lodo inhibido más caro puede permitir perforar un pozo más rápido. La limpieza eficiente del pozo de diámetros más grandes puede requerir la compra de una sarta de perforación de mayor diámetro, instalación de bombas de lodo adicionales, y más capacidad de los equipos de control de sólidos.

Este flujo de capital es justificable si la sección del pozo puede ser perforado sin ningún problema. Una reducción en el tiempo de perforación debido a menos problemas de limpieza del pozo trae beneficios adicionales como la incertidumbre que va relacionada con el tiempo es reducida.

La protección de la productividad en las zonas marcadas como de gran interés por

su alto potencial debe ser también considerada. Una especificación más estricta y la inclusión de agentes que puedan reducir el daño de la formación causado por la invasión de filtrado incompatible con la formación y sólidos de lodo.

El pozo debe ser considerado sección por sección, el lodo entonces igualmente será definido en cada sección; cada etapa debe comenzar con una declaración que detalla el objetivo del programa de lodos y una explicación de cómo y por qué tiene algunas propiedades particulares y el sistema se eligieron.

2.8 FORMULACIÓN DEL LODO

Aspectos fundamentales para ser tomados en consideración son los siguientes:

- En áreas donde predominan rocas blandas y alta *ROP*, grandes volúmenes de lodo podrían usualmente ser requeridos, y la inhibición no es lo primordial. Preferiblemente en este caso se tomaría como principal opción lodos económicos con sistemas diseñados para alta tolerancia a los sólidos. Estos sistemas podrían incluir lodos *bentoníticos/calados* o sistemas *poliméricos/bentoníticos*.
- En áreas donde la temperatura sea un inconveniente, como cuando se utilizan lodos de altas densidades, sistemas diseñados por tener tolerancia en altas temperaturas pueden ser usados. Estos incluyendo sistemas poliméricos de bajo contenido de arcilla, sistemas poliméricos sintéticos para la alta temperatura o sistemas base aceite.
- En pozos o secciones de gran diámetro ($12\frac{1}{4}$ in o mayores), con lodos de bajo peso, tanto la limpieza de este como la ampliación son por lo general las principales preocupaciones. Sistemas de bentonita floculada con altos valores de viscosidad deben ser considerados.

La formulación o el diseño del fluido de perforación puede derivar comúnmente de una combinación de experiencia de campo y laboratorio. Los productos en el lodo deben ser estrechamente especificados de manera que su rendimiento en campo sea el más óptimo.

En esta etapa se podría especificar la concentración del material (usualmente en *lb/bbl*) de todos los aditivos del lodo. Mayores variaciones en la densidad del lodo son esperadas durante la construcción del pozo, luego más de una formulación debe ser incluida en el programa de perforación. Por ejemplo, si durante la perforación de un intervalo la densidad del lodo es programada para incrementar de 10,5 a 14,4 *ppg*, las formulaciones de incremento de densidades pueden ser dadas de 10,5, 12,0, 13,0, 14,5 *ppg*.

2.9 PROPIEDADES DEL LODO

En muchas áreas existen programas de fluidos de perforación “estándar”. La desviación de estos sistemas estándar se puede ir justificando. Las ventajas esperadas y diferencias entre el lodo elegido y el programa estándar deben ser descritas. Las propiedades reológicas están diseñadas como una consecuencia de las consideraciones de la hidráulica y el peso del lodo. La formulación debe incluir sólo aquellas propiedades que se consideran necesarias para el éxito del programa de lodos. No hay necesidad de incluir todas aquellas propiedades que figuran en el formulario de Informe de lodo *API*. Se debe indicar que propiedades son muy importantes y qué propiedades son menos importantes. Por lo general, se debe indicar el motivo para el control de la propiedad y , si es aplicable , cómo controlar la propiedad.

2.10 APLICANDO UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La aplicación de un programa de fluidos de perforación en términos de implementación y análisis de tendencias

2.10.1. Implementación

Los materiales de lodo deben ser pedidos y entregados al sitio de perforación. El ingeniero de lodos y personal de perforación deberían estar familiarizadas con los fines y objetivos de los sistemas de lodo y cualquier otro requerimiento especial. El equipo de remoción de sólidos debe ser especificado e instalado en la plataforma.

2.10.2. Análisis

Durante el proceso de perforación, el pozo y el fluido de perforación proporcionan información valiosa y van alimentando de nuevo en la operación en general, a veces, la retroalimentación es inmediata y directa, otras veces es más sutil, y la tendencia sólo puede ser visto por un cuidadoso análisis durante un tiempo más largo período.

3. DESARROLLO DEL MANUAL DE ESTUDIOS PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO (MEPP)

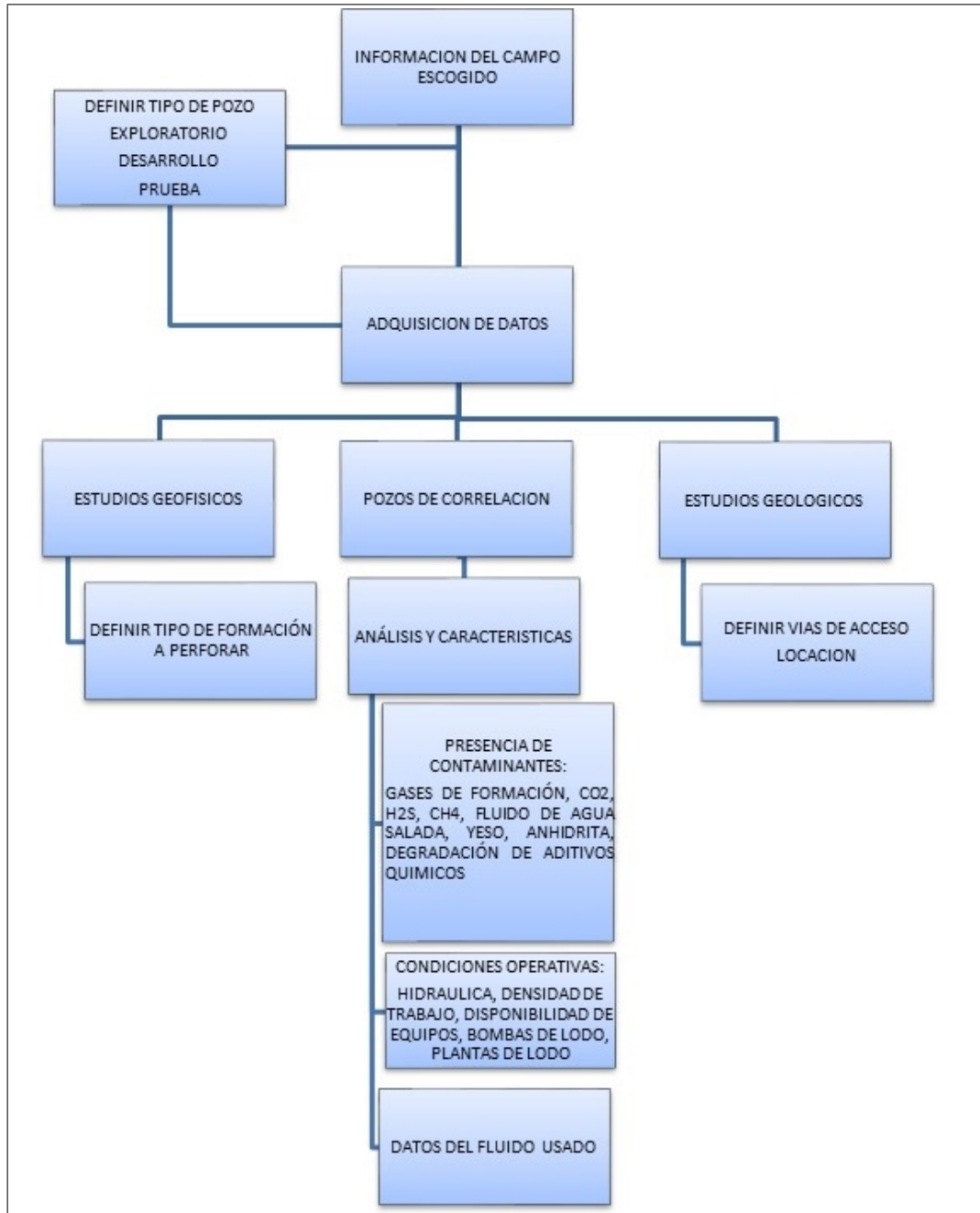
En este manual se recopila la información que resulta del análisis detallado de cada uno de los parámetros que intervienen en las operaciones y ejecución de la perforación. Un programa apropiado de la perforación es la llave para optimizar las operaciones, llevándose a cabo en el menor tiempo posible y minimizando costos. Nuestro punto de partida será el de analizar la información geológica del campo (a partir de pozos vecinos y de correlación), este análisis es de suma importancia, ya que nos ayuda a predecir el comportamiento del pozo, prever y evitar la presencia de riesgos potenciales y corregir desviaciones al programa durante la perforación, de esta manera se busca aminorar el impacto sobre los objetivos propuestos del proyecto.

Una vez realizado el análisis de dicha información, se contara con la capacidad efectuar un diseño de acuerdo a las necesidades y características del pozo a perforar, evaluando las diferentes condiciones de presión y temperatura del yacimiento, características geológicas del campo, columna geológica probable, perfil de geopresiones y asentamiento de tuberías de revestimiento, estado mecánico programado y características de la geometría del pozo, estimación del gradiente geotérmico, proyecto direccional, programa de fluidos de perforación y control de sólidos, programa de barrenas e hidráulica, aparejos de fondo y diseño de sartas, programa de registro eléctricos por etapa, programa de tuberías de revestimiento, cementaciones, conexiones superficiales de control, identificación de riesgos potenciales, tiempos de perforación programados, programa calendarizado de materiales y servicios, costos estimados de perforación, información de pozos de correlación, características del equipo de perforación, seguridad y ecología; lo anterior es la información general del contenido de un programa detallado de

perforación de un pozo exploratorio y/o de desarrollo y deberá incluir entre los anexos la información que respalde los resultados propuestos en cada uno de los puntos del programa detallado de la perforación.

3.1 PROCESO DE DISEÑO DE PERFORACIÓN DE UN POZO

Figura 18. Proceso de diseño de Perforación de un pozo



El propósito principal de establecer un programa de perforación es reducir las condiciones de riesgo para así obtener una excelente rentabilidad de los proyectos de exploración y explotación, se pretende con esto darle al estudiante la posibilidad de profundizar en la búsqueda de esquemas de trabajo diferentes, así como la incorporación de metodologías que optimicen el uso de recursos y aseguren el alcance de los objetivos propuestos en el proyecto.

En este contexto estratégico es necesario entender y aplicar rigurosamente mejoras en el desarrollo de proyectos profundizando la utilización de diferentes metodologías como principal herramienta para incursionar en los mismos, que demandan una mayor eficiencia de ejecución.

Para ello, se utiliza la metodología *FEL (Front End Loading)* que ha representado una alternativa muy eficiente puesto que con su aplicación se logra:

- Asegurar una definición detallada del alcance del proyecto, con una visión integral subsuelo-superficie, para satisfacer los objetivos planteados.
- Minimizar los cambios durante la ejecución del proyecto para reducir tiempos y costos, así como mejorar la calidad del proyecto final.
- Planear los proyectos basados en información confiable, ideas oportunas, buenas prácticas, aplicación de nuevas tecnologías y objetivos comunes.
- Disminuir el riesgo y aumentar la certidumbre en el desarrollo de proyectos.
- Maximizar la eficiencia operativa y la productividad de la inversión.

3.1.1. Metodología FEL (Front End Loading)

La Metodología *Front-end Loading* es un proceso de planificación de proyectos de 3 pasos cuyo propósito es medir y aumentar el nivel de definición del proyecto, lo que aumenta la probabilidad de éxito de este en términos de costo, cronograma y operatividad. *FEL* es el proceso por el cual una empresa desarrolla una definición detallada del alcance de un proyecto, objetivos de negocio etc. Índices *FEL* se han

establecido para medir el nivel de definición y la integridad de las fases es decir, se han abordado y concluido las etapas de planificación de un proyecto.

Porque aplicar la metodología *FEL* (Front End Loading):

Este método se puede aplicar a cualquier proceso de toma de decisiones durante la exploración, evaluación, desarrollo del campo¹⁰ . Así como su construcción o los diferentes desafíos de la optimización en la producción.

Proceso de ejecución de la metodología *FEL*:

La metodología se realiza en dos etapas, la etapa de planeación y la etapa de ejecución, La planeación del proyecto está conformada por tres fases: Visualización, Conceptualización y Definición, esta primera etapa que corresponde a la planeación e ingeniería, es en estas fase donde El equipo activo (miembros del equipo a tiempo completo y parcial) se reunieron inicialmente una lluvia de ideas sobre el actual estado del campo, los hechos y las oportunidades que llevarían a la visualización de los escenarios posibles. Esta reunión dio inicio a la fase de visualización, es aquí donde se genera el mayor valor del proyecto pozo, por tanto, se deben analizar con detalle esas oportunidades, y diseñar los planes y opciones de reducción de riesgos para garantizar la selección de la mejor opción de diseño técnico-financiera, así como el diseño de estrategias de ejecución.

3.1.2. Fases de la metodología

La metodología esta dividida en varias fases las cuales son:

- Fase de Visualización

- Fase de Conceptualización

- Fase de Definición

¹⁰Society of Petroleum Engineers, SPE-150318-MS, 2011

- Fase de Seguimiento
- Fase de Evaluación

Tabla 3. Ciclo de vida de un proyecto

¿Es factible este proyecto?		¿Es el mejor escenario?	Trabajo, calidad y rendimiento	
FEL (Front End-Loading)			Perforar	Operar
Identificar Oportunidades y escenarios	Selección, conceptos y análisis de opciones y mejor estimado	Definición del alcance, propuesta de ejecución con presupuesto	Implantación del programa hasta la fase de completación	Pruebas de operación y entrega
Objetivos del Proyecto	Definir opciones posibles	Ingeniería Básica	Planes y Logísticas	Comparación planeado vs real
Definición de los aspectos técnicos de área (geología, yacimientos etc.)	Ordenar por valor, riesgo y esfuerzo requerido	Mejores practicas	Supervisión	Planes de corrección futuros
Estimación de tiempos	Estudio y evaluación mas detallada	Plan de riesgos	Diseño detallado	

Fuente:Front-End-Loading in the Oil and Gas Industry, Gerbert

3.2 METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología aplicada para la Visualización, conceptualización y definición (VCD) sera detallada en las diferentes etapas del proceso. Sin embargo, se presenta una metodología general la cual es ilustrada en el siguiente diagrama de flujo. En esta metodología de trabajo, se observa que para generar el proceso de planificación de un pozo, se requiere cubrir una serie de etapas las cuales a su vez están asociadas a actividades con sus respectivas sub-actividades. A continuación se presentan las actividades de cada una de las etapas:

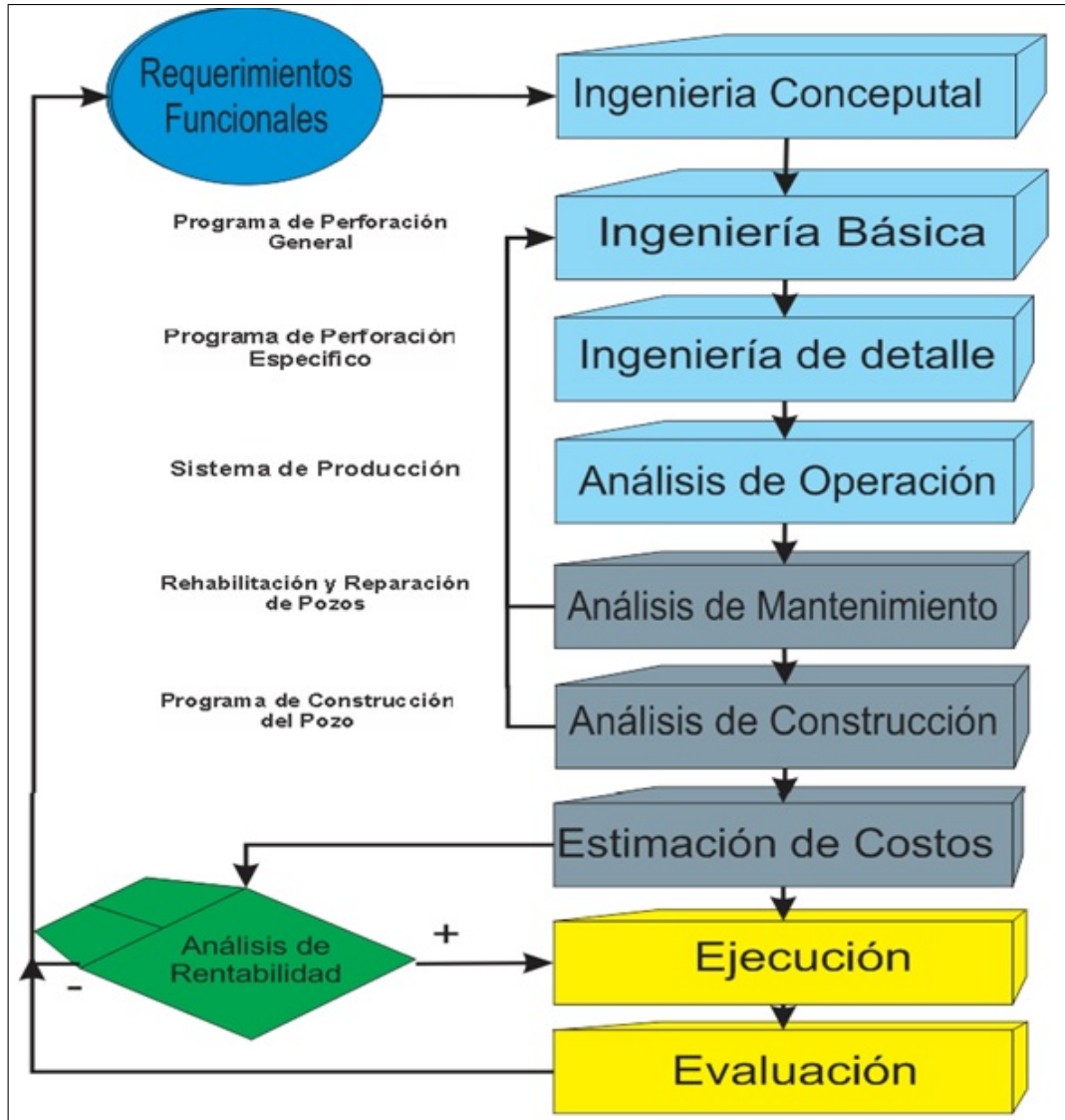
3.2.1. Requerimientos funcionales

Definir el objetivo y el tipo de pozo:

- Exploratorio (Wildcat, Outpost)
- Delimitador (Limites, Información, Tecnología)
- Desarrollo (Productor)

- De Pruebas

Figura 19. Metodología FEL



Revisar los objetivos de la compañía:

- Minimizar costos y aumentar rentabilidad
- Requisitos para optimizar la calidad
- Mínimo riesgo ambiental y seguridad

Documentar los objetivos de la unidad de Explotación:

- Manejo de fluidos (gas, crudo y agua.)
- Drenar la sección de yacimiento especificada (coordenadas de subsuelo).
- Aislar zonas productoras con distintas presiones y crudos.
- Evitar daño de formación.
- Objetivos estratégicos: pozo observador, adquisición de datos.
- Valor económico del proyecto.

Verificar los objetivos de Perforación:

- Practicas para futuros trabajos y mejorar tiempos de perforación
- Mantenable en el tiempo
- Ser la opción más rentable

3.2.2. Ingeniería conceptual.

Recolectar los requerimientos y la información disponible del proyecto:

- Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura.
- Presión de fondo fluyente de diseño y método de producción.
- Caracterización de fluidos y roca.
- Planes para trabajos de estimulación, inyección, levantamiento.
- Prognosis de intervalos productores, radio de drenaje.
- Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie.

- Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.
- Estrategia de aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas.

Visualizar los requerimientos funcionales:

- Visión y definición de la completación mecánica preliminar.
- Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.
- Visión y definición del Dimensionamiento del revestimiento.
- Visión y definición de la geometría de los hoyos.
- Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo.
- Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación.
- Estimación de costos

3.2.3. Ingeniería básica

Realiza el diseño básico de la estructura del pozo:

- Diseño del completamiento Tipo
 - ▷ Tipo.
 - ▷ Dimensiones.
 - ▷ Funcionalidad.
 - ▷ Fluido de Completación.
- Diseño de Trayectoria.
 - ▷ Geomecánica.

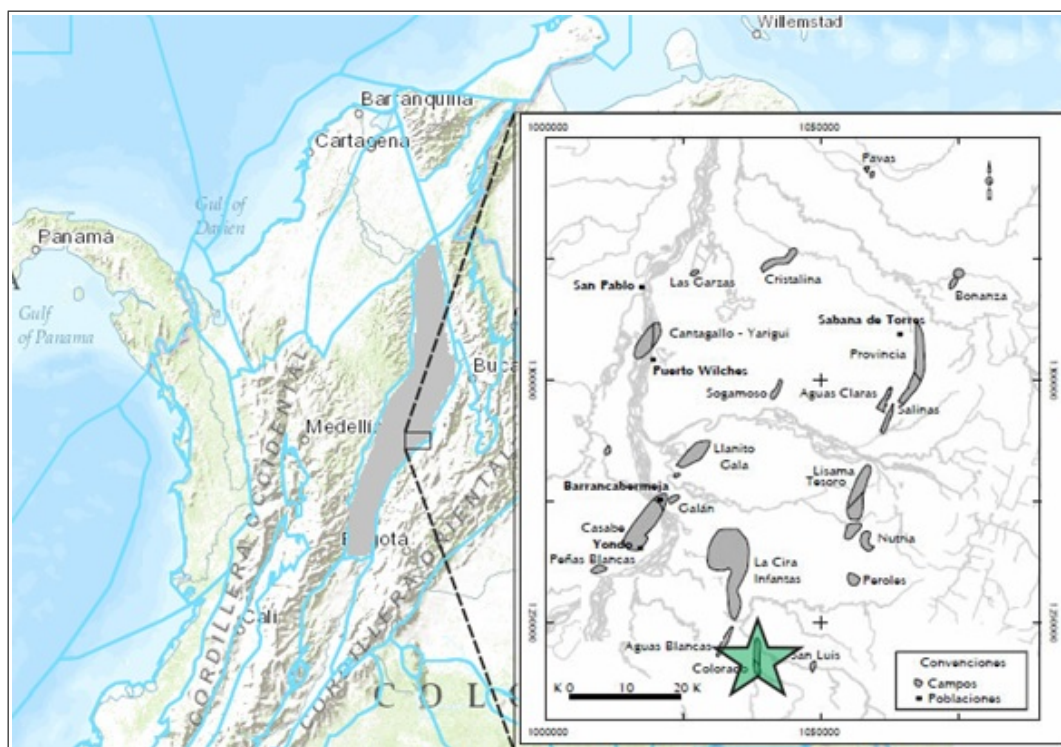
- ▷ Direccionalidad.
- ▷ Optimización.
- Diseño de Revestidores.
 - ▷ Tipo.
 - ▷ Puntos de Asentamiento.
 - ▷ Dimensiones.
 - ▷ Funcionalidad.
- Definición general de requerimientos de equipos, brocas, etc
 - ▷ Diseño general de fluidos.
 - ▷ Cementación.
 - ▷ Mechas.
 - ▷ Sartas.
 - ▷ Cañoneo.

4. ÁREA DE EVALUACIÓN Y DESARROLLO

4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

El campo escuela colorado está localizado en el corregimiento de Yarima, Departamento de Santander, lo que comprende geológicamente la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira- Infantas, entre las coordenadas $X = (1,036,000 - 1,040,500)$ Este y $Y = (1,238,000 - 1,247,500)$ Norte, tomando como referencia Bogotá

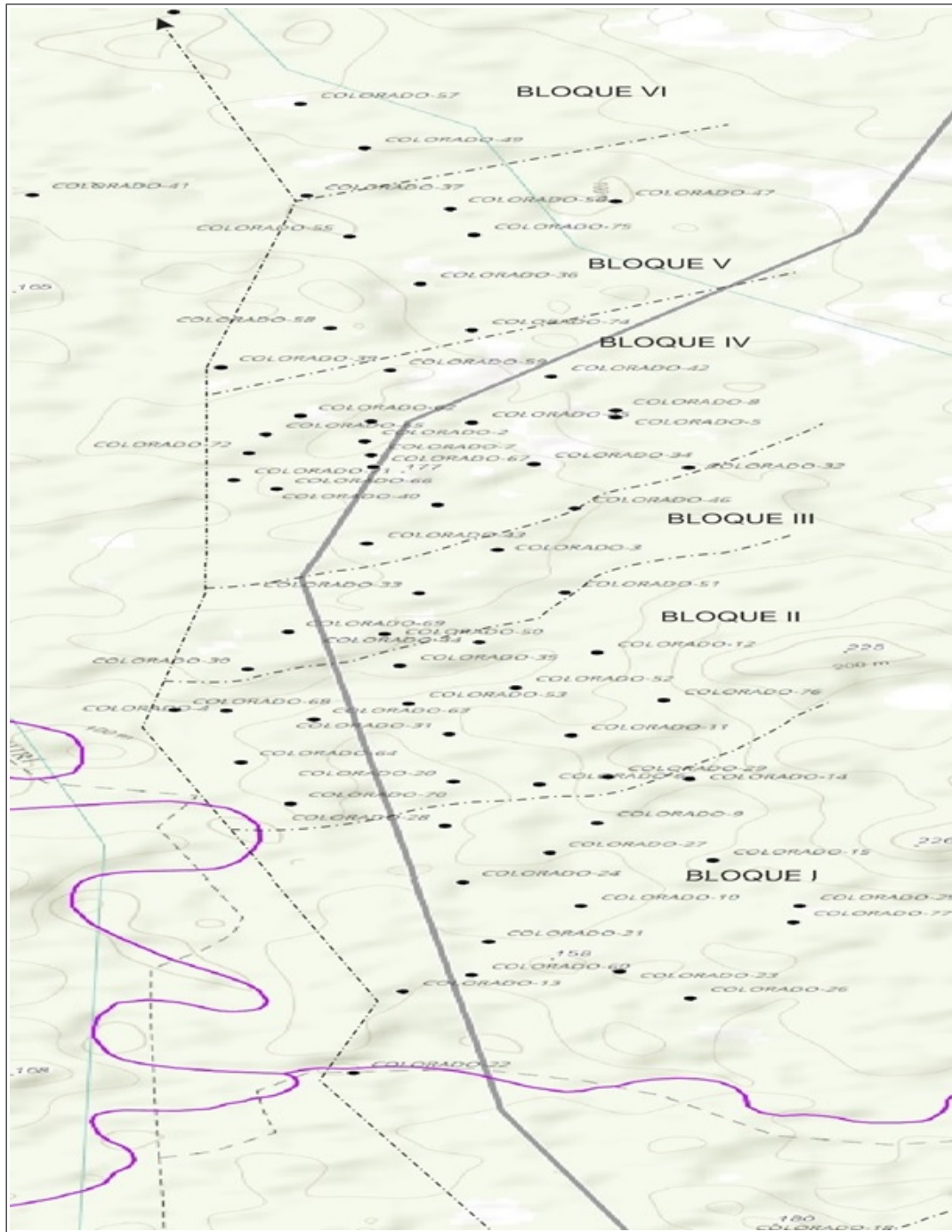
Figura 20. Localización del Campo Colorado



Fuente: Modificado de Diagnóstico y Estrategias de Recobro, Ecopetrol 2003

Una vista general de los pozos pertenecientes al Campo Colorado se muestran en la *Figura 21*

Figura 21. Organización de Campo Colorado



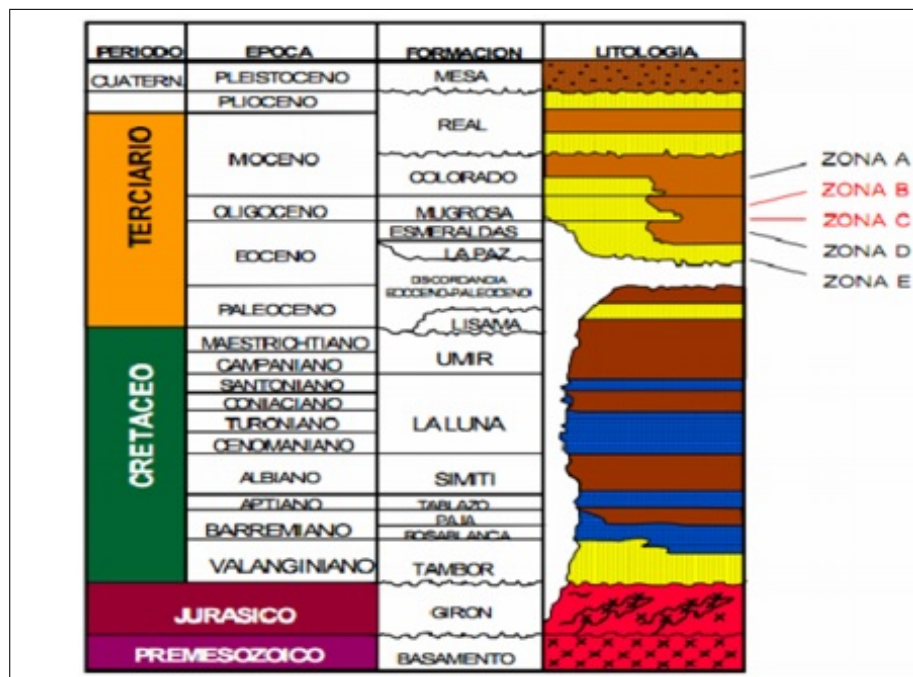
Fuente: Modificado por Los autores de Geovisor ANH, 2014

4.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DE PRODUCCIÓN

El petróleo se extrae directamente de la formación Mugrosa (Zona B y C) y Esmeraldas (Zona D), la cual tiene un espesor que varía aproximadamente de 1800 a 4500 *ft*. De edad Oligoceno-Mioceno Inferior, depositadas por un sistema fluvial Meándrico y caracterizados por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales (*Figura 22*)

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía y a sus arenas delgadas (por debajo de 20 *ft*) hace que la producción acumulada de los pozos sea baja. Además se caracteriza por poseer el mecanismo de producción primaria de empuje por gas en solución¹¹.

Figura 22. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado. ECOPEPETROL S.A 2003

¹¹CORREA J. Fabio R. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga 2008

La *Tabla 4* presenta una descripción general de las formaciones que atraviesan los pozos del campo colorado

Tabla 4. Ciclo de vida de un proyecto

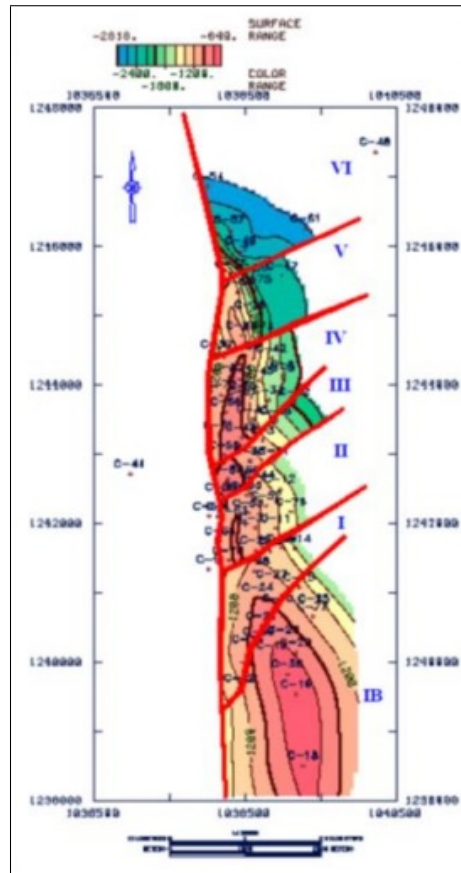
FORMACIÓN COLORADO	FORMACIÓN MUGROSA
La formación Colorado presenta un espesor de hasta 3200ft en el sector de los pozos Sogamoso 1 y El Dorado 1 (Campo Sogamoso hacia el norte del campo Colorado). Esta conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial	La formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1900 a 2400ft y esta compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos méandricos
FORMACIÓN ESMERALDA	FORMACIÓN LA PAZ
La formación Esmeralda se encuentra suprayaciendo la formación la La Paz, con un espesor que puede alcanzar unos 1500ft. Litológicamente esta compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meandricos	La formación La Paz esta constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas y su espesor puede alcanzar hasta los 2000ft

Fuente:Front-End>Loading in the Oil and Gas Industry, Gerbert

4.2.1. Estructura del campo

La estructura del campo Colocado está conformado por un anticlinal asimétrico, en el cual el flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones de 25° a 45°, con eje *N – S* y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-Sur y con buzamiento al Este y que se denomina como la falla Colorado. De la sísmica disponible en el área cercana al campo se infiere una geometría anticlinal. El anticlinal del Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido *W – E* y *W – NE*. De Sur a Norte en este trabajo se denominan los bloques *IB, I, II, III, IV* están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el Sur, cabalgándose unos a otros hacia el Norte, de tal manera que el bloque *IB* esta mas alto y el bloque *IV* esta más bajo. El bloque *IV* está limitado al Norte por una falla inversa con buzamiento hacia el Norte y que lo separa del Bloque *V*, el cual a su vez está limitado por una falla normal con buzamiento hacia el Norte y que está separado del bloque *VI* en la parte Norte del Campo.

Figura 23. Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (Zona B)



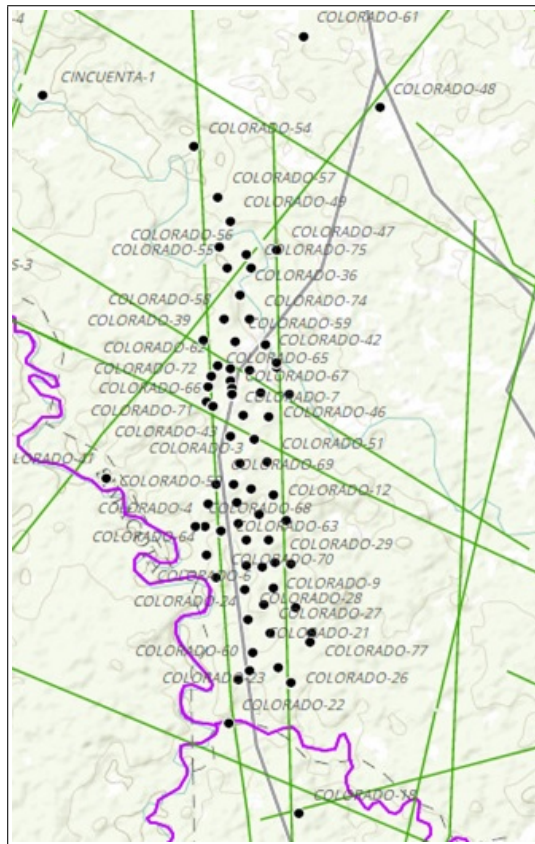
Fuente:Diagnósticos y estrategias de recobro Campo Colorado. ECOPETROL S.A 2003

4.2.2. Modelo estructural

En este modelo se presenta la sísmica existente en el campo, la cual permitirá modelar la estructura geológica del subsuelo y de esta forma entender la correlación entre las estructuras complejas (como las fallas que presenta el campo) y los problemas de perforación. Un modelo estructural nos permite una adecuada construcción de un esquema de perforación de los pozos del campo.

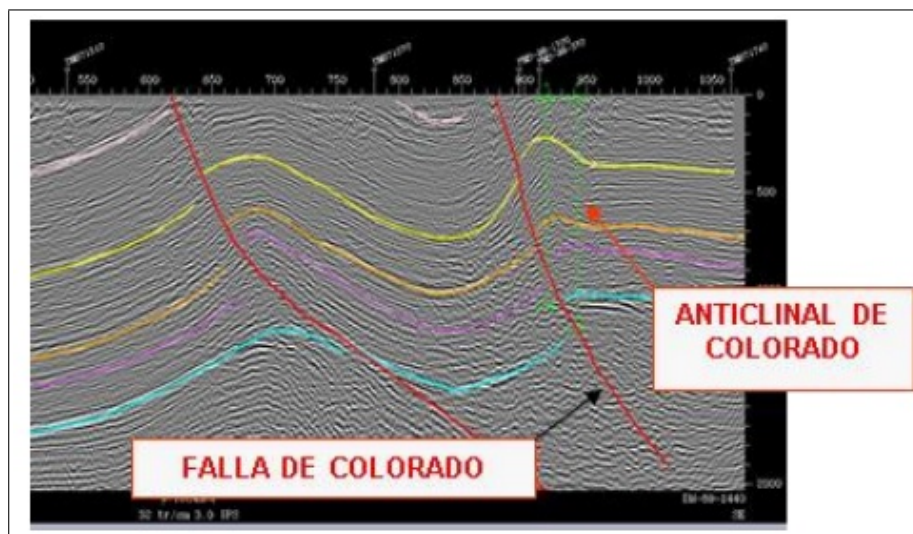
La *Figura 24*, *Figura 25*, *Figura 26* y *Figura 27* corresponden a los perfiles sísmicos mas cercanos al campo.

Figura 24. Localización líneas sísmicas cercanas al campo Colorado



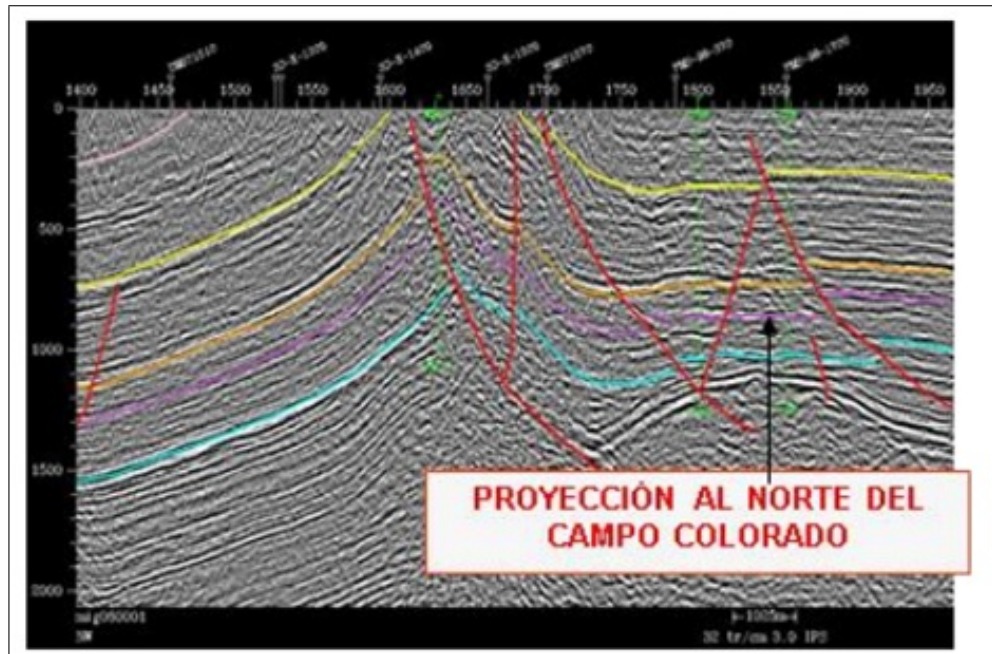
Fuente: Geovisor ANH, 2014

Figura 25. Línea Sísmica DM-1989-1440



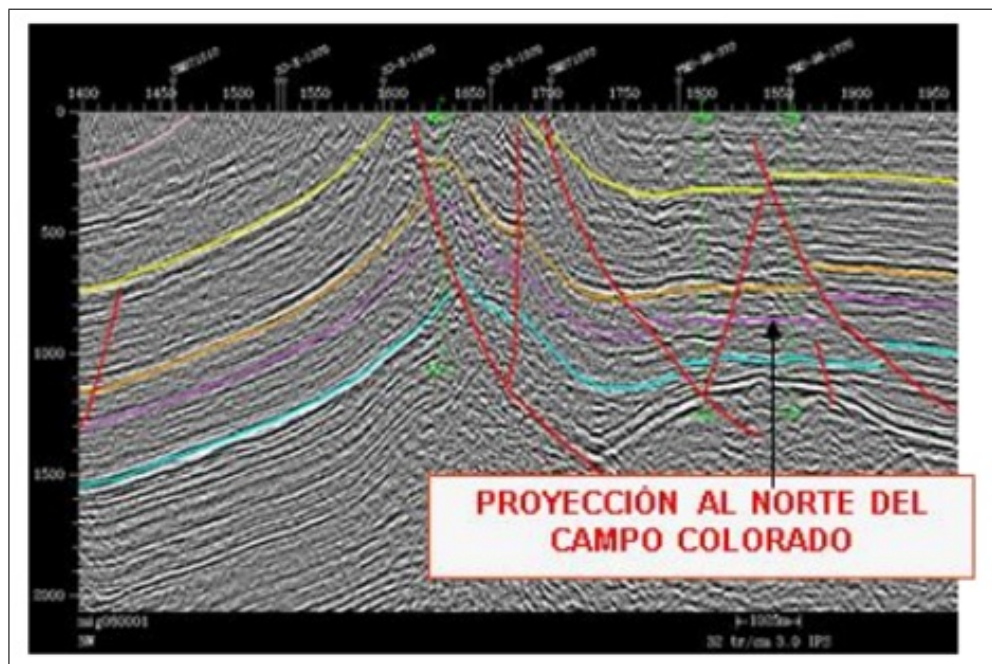
Fuente: Tomado de Ecopetrol., 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

Figura 26. Línea Sísmica PMS 1998-1700 Sentido SW-NE



Fuente: Tomado de Ecopetrol., 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

Figura 27. Línea Sísmica PMS 1998-1700 Sentido SW-NE



Fuente: Tomado de Ecopetrol., 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

4.2.3. Antecedentes

Los pozos que se perforaron en Campo Colorado atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del *VMM* que descansa sobre la discordancia del Eoceno Medio. Desde la base hasta el tope se tienen referidas las formaciones La paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. De forma general estas formaciones se caracterizan por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a Trenzado. Tales depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera oriental al Oriente, los cuales están directamente relacionados en la literatura existente¹².

El campo Colorado no tiene certeza acerca de las unidades estratigráficas presentes a la base de la secuencia terciaria por debajo de la discordancia del Eoceno Medio. La regresión marina ocurrida a finales del cretáceo está marcada en el área del norte del *VMM* por el contacto entre las formaciones *Umir (Maestrichtiano)* y *Lisama (Paleoceno)*, aunque también aparecen otras unidades al tope de la secuencia cretácea como es el caso de la formación La Luna en el pozo Infantas 1625KRST1(*ECOPETROL*, 2003). La relación de angularidad entre la discordancia del Eoceno y la secuencia del Terciario sería la explicación de tener reportadas diferentes formaciones cretáceas (*Umir, Tablazo, Girón, La Luna, Tambor, Rosablanca*) en los pozos de campo colorado a base de la formación La Paz.

En cuanto a la secuencia terciaria no se tiene reportada la presencia de la Formación Lisama, aunque es la unidad productora en el Campo San Luis (Morales et al, 1994) al Este, y se presenta en varios campos hacia el Norte (*Lisama, Provincia*). Aunque se tiene reportada la presencia del “Toro Shale” en pozos del Campo Colorado, término que se ha utilizado ampliamente en el Norte del *VMM* para designar unas lodolitas presentes a la base de la Formación La Paz.

Para realizar la estimación del *OOIP* se generaron los promedios de porosidad,

¹²ICP 1998; 2001; Gómez, 200; Pardo et al, 2003

saturación de agua y se calculó el espesor neto petrolífero para cada uno de los pozos de las estructuras. Esta información se cargó en *OFM*, donde se generaron mapas para cada una de las propiedades que se involucran para seguidamente, aplicando aritmética de mapas, se calcula el *OOIP* para cada sub-unidad como se muestra en la *Tabla 5*.

Tabla 5. OOIP Campo Colorado

Descripcion	B1	B2	C1	C2
Área(m ²)	6,92E + 06	5,34E + 06	7,39E + 06	5,35E + 06
Sw(fracción)	0,304	0,321	0,291	0,323
Espesor neto(ft)	24,549	36,825	21,432	35,902
S _o	0,695	0,678	0,708	0,676
OOIP(MMBIs)	24,39	31,84	27,43	37,37
TOTAL OOIP CAMPO COLORADO(MMBIs) 121,02				

Fuente:Datos de Producción CEC

4.2.4. Información de Geología

El programa debe tener claramente definido todos los aspectos geológicos del prospecto, conocer la Roca Generadora, Roca Reservorio, Roca Sello y las trampas que se puedan tener en el transcurso del trabajo

Roca Generadora:

La Formación La Luna, se considera la principal roca generadora, En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Adicionalmente las calizas y *shales* de las formaciones Rosablanca, Paja, y Tablazo se pueden considerar también rocas fuente de hidrocarburos aunque con un potencial limitado¹³.

¹³GARCIA Mario. UMAÑA Ricardo .Evaluación del potencial hidrocarburiífero de las cuencas colombianas. ANH 2009

Roca Reservorio:

En el Cretáceo cuatro formaciones pueden considerarse como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En el Cenozoico, las rocas almacén están conformadas por los niveles de areniscas presentes en las formaciones La Paz hasta la Formación Mugrosa-Colorada.

Trampas:

Estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina. Pliegues extensos que involucren grandes espesores de roca, asociados a fallas. Las variaciones laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia Cenozoica, se pueden asociar con barreras de permeabilidad.

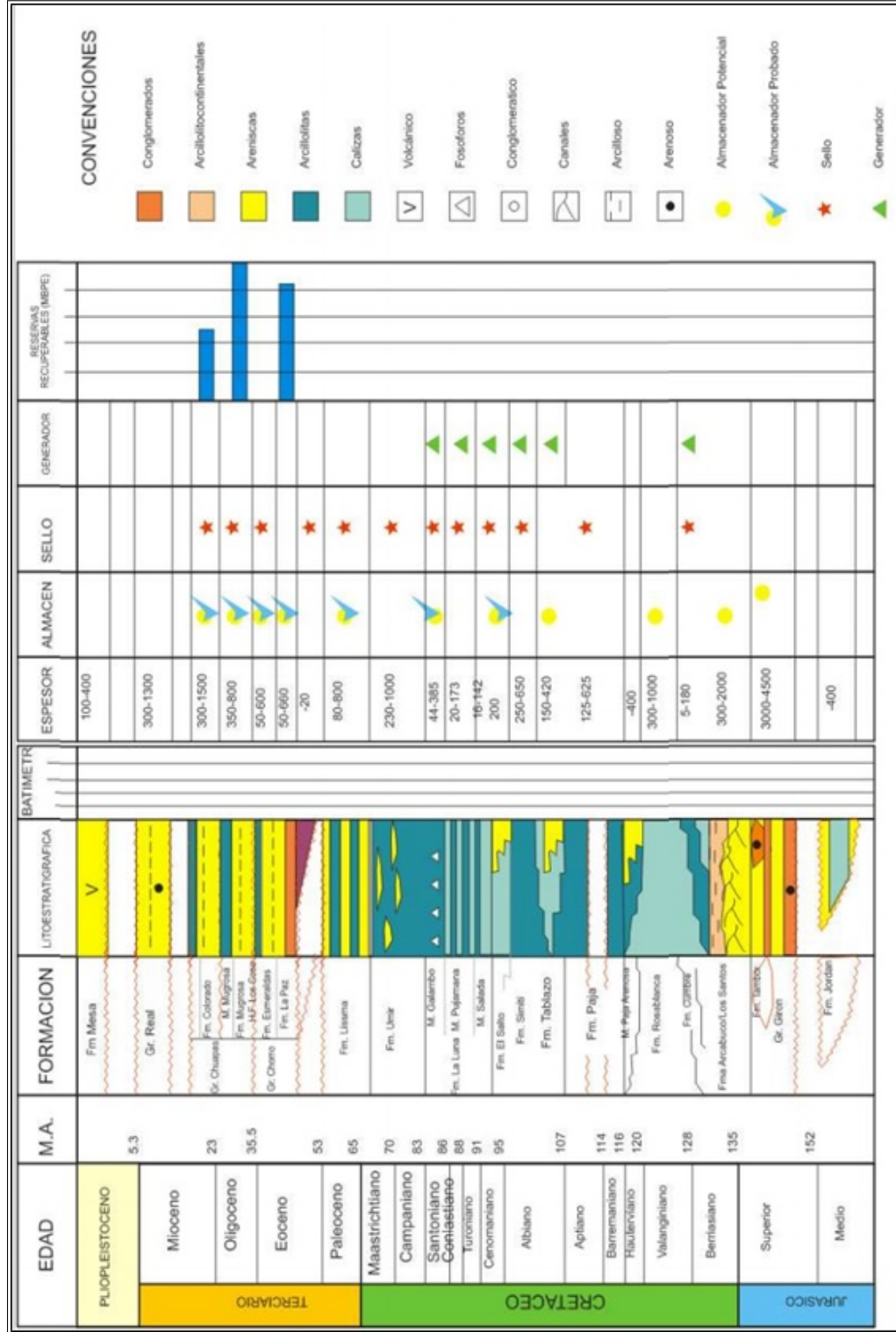
Roca Sello:

Son roca sello los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado su espesor y extensión regional. Fallas inversas y normales actúan como sello cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello. Dentro de la secuencia cretácea los shales de las formaciones Paja y Simití pueden constituir el sello de los intervalos de calizas fracturados.

4.2.5. Columna geológica y litológica probable

En la realización de cualquier programa de perforación se debe conocer la litología que se va a perforar, esta información presentada a continuación (*Figura 28*) conocida en campo como la prognosis, nos indica que formaciones a travesar, cual es la profundidad o los topes a encontrar, además del buzamiento de las capas; información importante para realizar el diseño de un plan de perforación direccional u horizontal.

Figura 28. Columna geológica y litológica probable

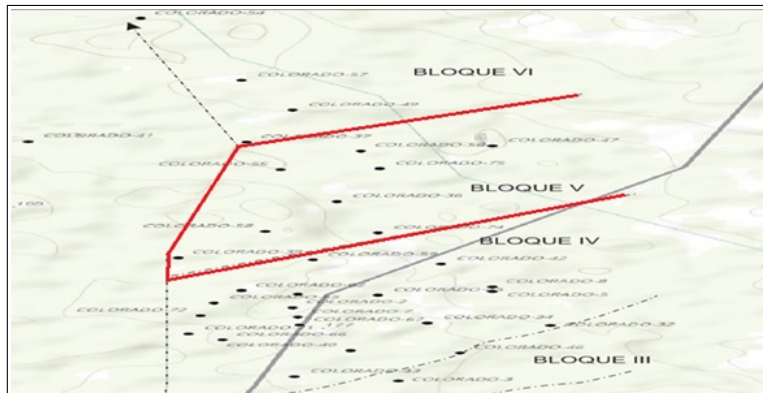


Fuente: Evaluación del potencial hidrocarbúrrifero de las cuencas colombianas. ANH 2009

4.3 INFORMACIÓN DEL BLOQUE EN ESTUDIO

El proyecto de estudio se va a llevar a cabo al Norte del Campo Colorado, específicamente en el Bloque “V”

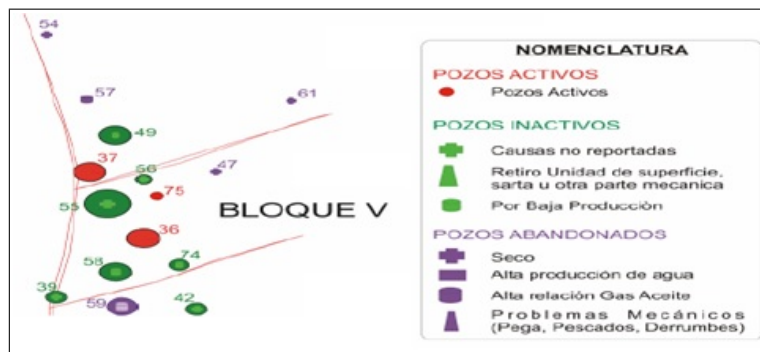
Figura 29. Ubicación del Bloque “V”



4.3.1. Antecedentes bloque “V” norte del campo

En este bloque se han perforado 8 pozos hasta la fecha, de los cuales 2 se encuentran activos (COL 75, COL 36)

Figura 30. Distribución de los pozos Bloque “V”



Fuente: Información Técnica Campo Escuela Colorado, CALVETE, F. 2007

4.4 INFORMACIÓN DE CORRELACIÓN DE LOS POZOS

A continuación se presentará la información a la perforación de dos pozos localizados en el Campo Escuela Colorado ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La información arrojada después de la perforación del pozo se presenta a continuación: Nombre del pozo, **COLORADO 56**, denominado pozo de desarrollo, con trayectoria vertical, cuya profundidad total es de *5760ft*, con dos objetivos a nivel de la Formación Mugrosa (B y C) y la Formaciones Esmeraldas-La Paz (D), el primero objetivo alcanzado a la profundidad de *4600ft* y el segundo a la profundidad de *5400ft*.

El siguiente pozo de Correlación es el **COLORADO 55**, denominado pozo de desarrollo, trayectoria vertical, con objetivo geológico la Formación Mugrosa (Zona B) y la Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D).

Por último pozo de correlación escogido es el **COLORADO 58**, igualmente calificado como un pozo de desarrollo, cuya trayectoria es vertical con una profundidad de *5900ft*, teniendo como objetivos geológicos la Formación Mugrosa (Zona B) y la Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D).

La información de los pozo perforado nos será de gran utilidad para realizar un análisis pertinente y elaborar un Programa Detallado de Perforación óptimo de un nuevo pozo, para lo cual se considera que la información con la que se cuenta es la necesaria y suficiente para incrementar la certidumbre en la información de dicho programa y en consecuencia minimizar el factor de riesgo que impacte directamente y afecte el cumplimiento de los tiempos de perforación programados. De esta

manera lograr una optimización en los tiempos de perforación y en consecuencia obtener el mayor beneficio económico posible.

Tabla 6. Nombres y datos principales de los pozos de Correlación

POZO	COLORADO 55	COLORADO 56	COLORADO 58
CLASIFICACIÓN	Desarrollo	Desarrollo	Desarrollo
TIPO	Vertical	Vertical	Vertical
LOCALIZACIÓN	Campo Colorado	Campo Colorado	Campo Colorado
MUNICIPIO	San Vicente de Chucuri	San Vicente de Chucuri	San Vicente de Chucuri
DEPARTAMENTO	Santander	Santander	Santander
ELEVACION S.N.M	370ft	350ft	440ft
ALTURA DE LA MESA S.T		9,92ft	
PROFUNDIDAD TOTAL	5800ft	5761ft	5900ft
OBJETIVO 1	4770ft	4600ft	4660ft
OBJETIVO 2	5500ft	5400ft	5640ft
COORDENADAS UTM SUPERFICIE	X = 1,038,408, 875	X = 1,038,629, 4	X = 1,038,367, 4375
	Y = 1,245,336, 375	Y = 1,245,521	Y = 1,244,709, 125
COORDENADAS UTM SUPERFICIE	X = 1,038,414, 625	X = 1,038,635, 18	X = 1,038,373, 1875
	Y = 1245336, 25	Y = 1245520, 87	Y = 1,244,709

Fuente: Datos de Perforación Campo Escuela Colorado

Tabla 7. Resumen de tiempos de equipo y perforación del pozo

POZO	COLORADO 55	COLORADO 56	COLORADO 58
INICIO DE LA PERFORACIÓN	2 de Mayo de 1960	9 Enero 1961	9 de Febrero de 1961
FINAL DE LA PERFORACIÓN	17 de Junio de 1960	7 Marzo 1961	12 de Marzo de 1961
DÍAS DE OPERACIÓN	47	58	68

Fuente: Datos de Perforación Campo Escuela Colorado

4.4.1. Datos de Localización

El pozo Colorado 55 se encuentra a 0,30Km en dirección NW del pozo Colorado 56 y a 0,63km al Norte del pozo Colorado 58.

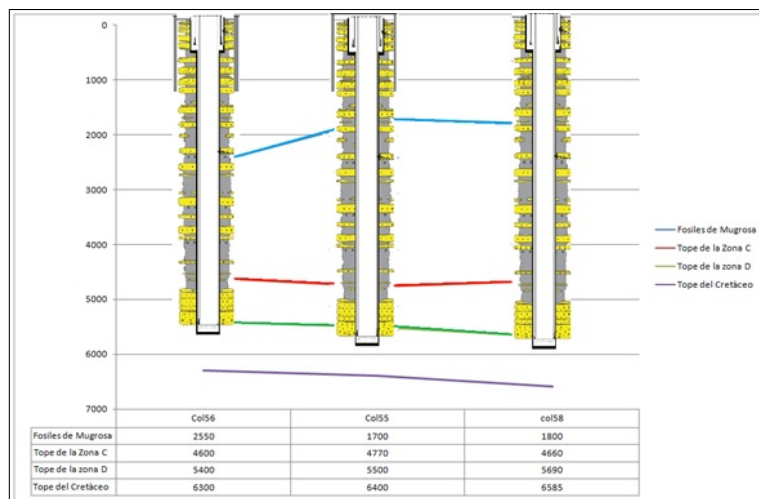
El pozo Colorado 58 se encuentra 0,84 en dirección NW del pozo Colorado 56 y a 2,2km del Corregimiento de Yarima.

Figura 31. Ubicación espacial Pozos de Correlación



Fuente: Geovisor ANH

Figura 32. Situación estructural pozos de correlación



Fuente: Datos de Perforación Campo Escuela Colorado

4.4.2. Columna Geológica

En la *Tabla 8* se muestra la composición de la formaciones perforadas obtenidas mediante los datos obtenidos de las muestras de zangas de los pozos ya trabajados

(**Colorado 56:** Cambia la profundidad, la composición es la misma; **Colorado 58:** Cambia la profundidad, la composición es la misma.)

Tabla 8. Colorado 55

Marcadores Geológicos	Profundidad TVD (ft)	Litología
Formación Mesa	0	80 % Arcillas, 20 % Areniscas y Tr. Chert
Formación Real	650	80 % Arcilla variadas, 20 % Arena Suelta, Tr. Arenisca, Yeso, Costras Ferruginosas
Formación Colorado	1753	70 % Arcilla, 30 % Arcilla Arenosa, Tr. Pirita, Abundante Yeso
Fósiles de Mugrosa (B)	1700	60 % Arcilla Arenosa, 20 % Arcilla Variada, 20 % Arena Suelta, Tr. Pirita, Margas, Yeso
Tope de la Zona C	4770	50 % Arcilla Arenosa, 30 % Arcillas Variadas, 20 % Arena Suelta, Tr. Yeso, Chert, Carbon.
Tope de la Zona D	5500	50 % Arenisca bien consolidada, material calcáreo, 40 % Arcillas Variadas, 10 % Arcilla Arenosa, Tr. Pirita, Yeso
Tope del Cretáceo	6400	
Objetivos de Producción: Zona B, C		

Fuente: Datos de Perforación Campo Escuela Colorado

4.5 ANÁLISIS DE GEOPRESIONES.

4.5.1. Presión de Sobrecarga

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. La presión de sobrecarga (S) es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad. Esta dada así:

$$S = \text{peso de la matriz rocosa} + \text{peso del fluido intersticial} \quad (7)$$

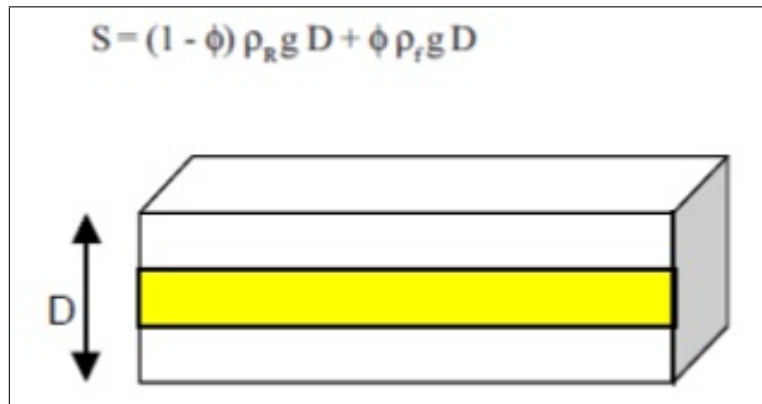
$$GSC = (1 - \phi)\rho R + \phi\rho R \quad (8)$$

Donde:

- $GSC =$ Gradiente de Sobrecarga (gr/cm^3)

- ϕ = Porosidad promedio de las formaciones encima del punto de interés (%)
- ρ_R = Densidad promedio de las rocas encima del punto de interés (gr/cm^3)

Figura 33. Presión de Sobrecarga



Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementará con la profundidad, pero no en forma lineal. Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es $0,231 kg/cm^2/m$, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de $2,31 gr/cc$.

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular de presión de sobrecarga se deben de leer datos del registro de densidad de varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determina la densidad promedio.

4.5.2. Presión de Formación

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro. Las presiones de formación que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. La densidad del lodo requerido para perforar estos pozos varía entre 8,51 y 9,51 lb/gal. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos de presionados por su explotación.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es: ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán $kg/cm^2/m$ o $lb/plg^2/ft$. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades como gradiente. Si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal $g_n = 1,00kg/cm^2/m = 0,433lb/plg^2/ft$.

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones.

4.5.3. Resumiendo:

Presión Normal: La presión Normal de poros es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta la formación en el subsuelo.

Presión Anormal: Se define como cualquier presión del poro que sea mayor que la presión hidrostática Normal del agua de la formación (de salinidad normal promedio) que ocupa el espacio poroso.

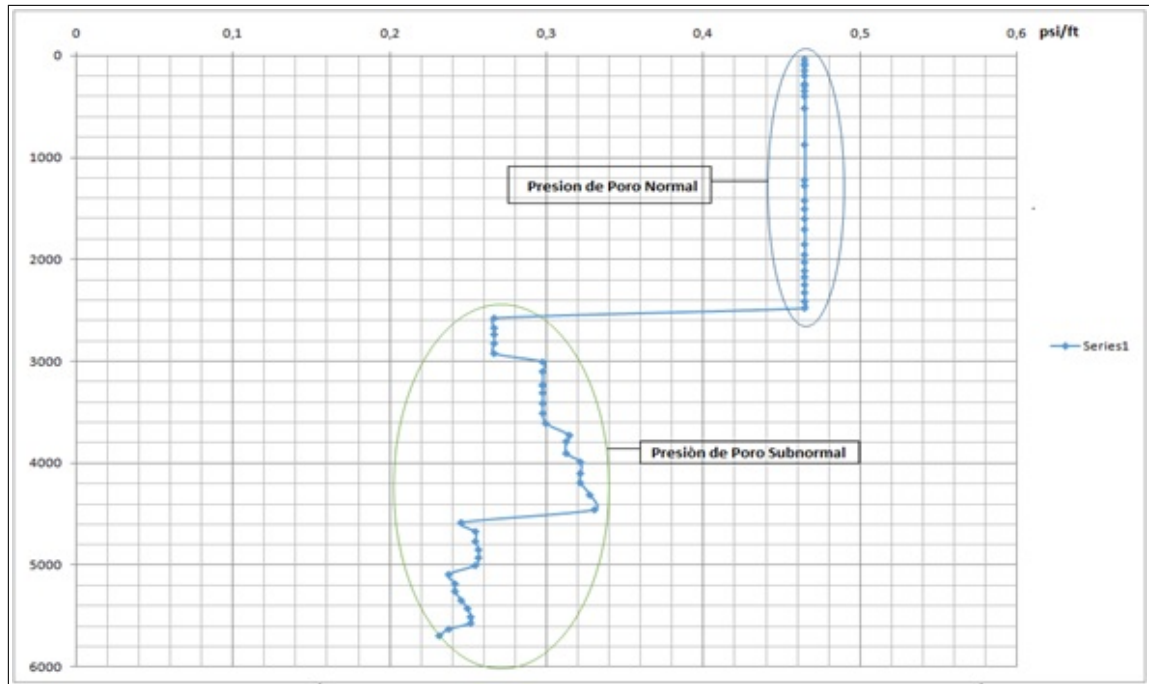
Presión Subnormal: Se define como cualquier presión de poros que sea menor a la correspondiente presión hidrostática NORMAL (de una columna de fluido de salinidad Normal promedio) a una profundidad dada.

Tabla 9. Clasificación de Presiones de Formación

Presion Anormal	$> 0,465\text{psi}/\text{ft}$
Presion Normal entre	$0,433 \text{ y } 0,465\text{psi}/\text{ft}$
Presion Subnormal	$< 0,433\text{psi}/\text{ft}$

Fuente: Programa de Entrenamiento.Schlumberger

Figura 34. Gradientes de Presion de Formación Bloque V



Fuente:Datos de Perforación Campo Escuela Colorado. 2007

4.5.4. Presión de Fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se somera. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia original por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las

fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

Si no hay datos disponibles, se usan otros métodos empíricos, por ejemplo:

- Matthews & Kelly (1967)
- Eaton (1969)
- Daines (1982)

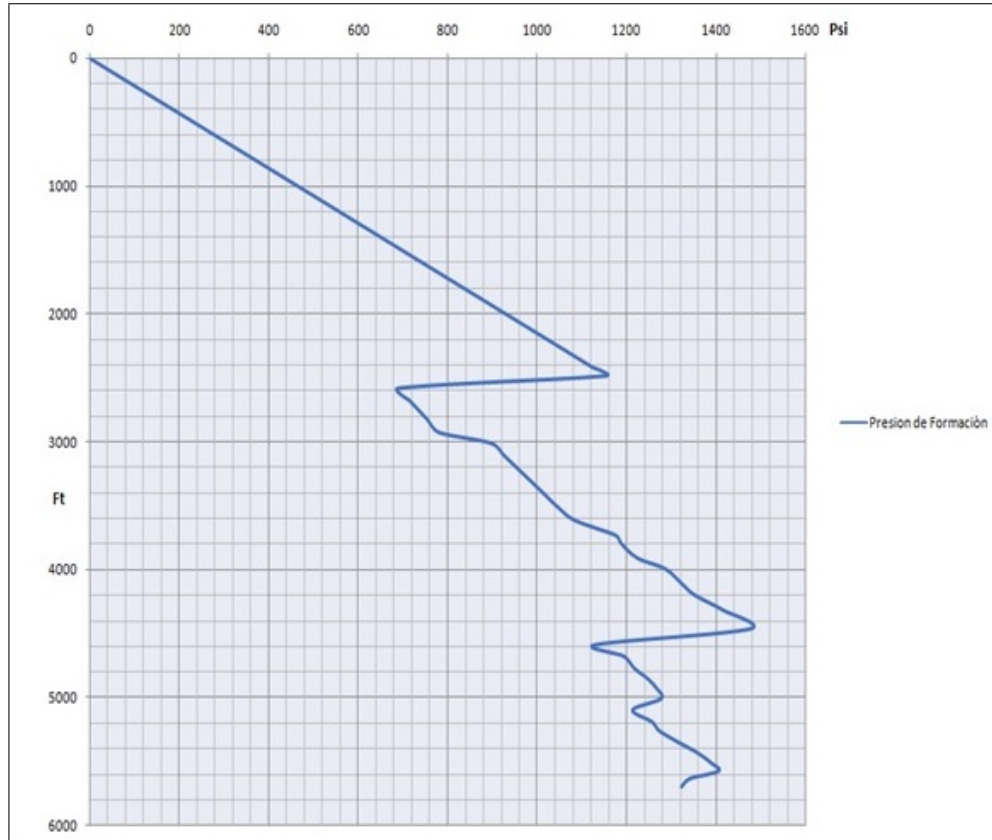
4.5.5. Metodología utilizada para el cálculo de Geopresiones

Para el cálculo de geopresiones para los pozos ubicados en el **bloque V** se utilizaron datos de registros de los pozos de correlación, datos de reportes de perforación de pozos vecinos y se correlacionan con eventos geológicos interpretados a partir de secciones sísmicas estructurales, tales como fallas y zonas anómalas. Se usaron métodos conocidos en la industria como el de Ben Eaton para el cálculo de presión de poro, así como del gradiente de fractura.

El proceso para el cálculo de geopresiones en forma general se lleva a cabo a través de 3 etapas:

1. Calcular la Sobrecarga.
2. Estimar el Esfuerzo Efectivo (σ_e) de información de registros: sísmico, resistivos y vsp.
3. Calcular la presión de poro. Presión de poro = Sobrecarga-Esfuerzo Efectivo

Figura 35. Presión de Formación- Bloque V Campo Colorado



Fuente:Modificado de Predicción de formación y fractura en el Campo Colorado. Gómez Mario, 2007

Tabla 10. Presion de Formación estimada Bloque V

Profundidad(<i>ft</i>)	Gradiente de formación <i>psi/ft</i>	Presión de Formación <i>psi</i>	Densidad del lodo <i>lb/gal</i>	Densidad del lodo mínima <i>lb/gal</i>
520	0,465	242	8,9	9,4
877	0,465	408	8,9	9,4
1226	0,465	570	8,9	9,4
1280	0,465	595	8,9	9,4
1426	0,465	663	8,9	9,4
1509	0,465	702	8,9	9,4
1604	0,465	746	8,9	9,4
1709	0,465	795	8,9	9,4
1856	0,465	863	8,9	9,4
1958	0,465	910	8,9	9,4
2030	0,465	944	8,9	9,4
2116	0,465	984	8,9	9,4
2176	0,465	1012	8,9	9,4
2253	0,465	1048	8,9	9,4
2329	0,465	1083	8,9	9,4
2415	0,465	1123	8,9	9,4
2482	0,465	1154	8,9	9,4

Fuente:Predicción de formación y fractura en el Campo Colorado. Gómez Mario, 2007

Tabla 11. Continuación *Tabla 10*

Profundidad(ft)	Gradiente de formación <i>psi/ft</i>	Presión de Formación <i>psi</i>	Densidad del lodo <i>lb/gal</i>	Densidad del lodo mínima <i>lb/gal</i>
2580	0,267	689	5,1	5,6
2677	0,267	715	5,1	5,6
2740	0,267	732	5,1	5,6
2829	0,267	755	5,1	5,6
2927	0,267	782	5,1	5,6
3010	0,298	897	5,7	6,2
3104	0,298	925	5,7	6,2
3233	0,298	963	5,7	6,2
3244	0,298	967	5,7	6,2
3313	0,298	987	5,7	6,2
3416	0,298	1018	5,7	6,2
3514	0,298	1047	5,7	6,2
3614	0,3	1084	5,8	6,3
3730	0,315	1175	6,1	6,6
3792	0,313	1187	6,0	6,5
3908	0,313	1223	6,0	6,5
3992	0,322	1285	6,2	6,7
4105	0,322	1322	6,2	6,7
4197	0,322	1351	6,2	6,7
4317	0,328	1416	6,3	6,8
4461	0,331	1477	6,4	6,9
4587	0,246	1128	4,7	5,2
4674	0,255	1192	4,9	5,4
4772	0,255	1217	4,9	5,4
4854	0,257	1247	4,9	5,4
4932	0,257	1268	4,9	5,4
5008	0,255	1277	4,9	5,4
5096	0,238	1213	4,6	5,1
5188	0,242	1255	4,7	5,2
5262	0,242	1273	4,7	5,2
5352	0,246	1317	4,7	5,2
5431	0,25	1358	4,8	5,3
5514	0,252	1390	4,8	5,3
5575	0,252	1405	4,8	5,3
5634	0,238	1341	4,6	5,1
5698	0,232	1322	4,5	5,0

Fuente: Predicción de formación y fractura en el Campo Colorado. Gómez Mario, 2007

Tabla 12. Presión de Fractura estimada Bloque V

Profundidad(ft)	Gradiente de Fractura(<i>psi/ft</i>)	Presión de Fractura (<i>psi</i>)	Densidad equivalente de fractura <i>lb/gal</i>	Densidad Máxima del lodo (<i>lb/gal</i>) Inicial
0	0	0	0	0
40	0,55	22	10,6	10,1
80	0,55	44	10,6	10,1
100	0,55	55	10,6	10,1
150	0,55	82,5	10,6	10,1
200	0,544	108,8	10,5	10,0
280	0,543	152,04	10,4	9,9
300	0,544	163,2	10,5	10,0
350	0,55	192,5	10,6	10,1
400	0,5	200	9,6	9,1
520	0,5	260	9,6	9,1
877	0,5	438,5	9,6	9,1

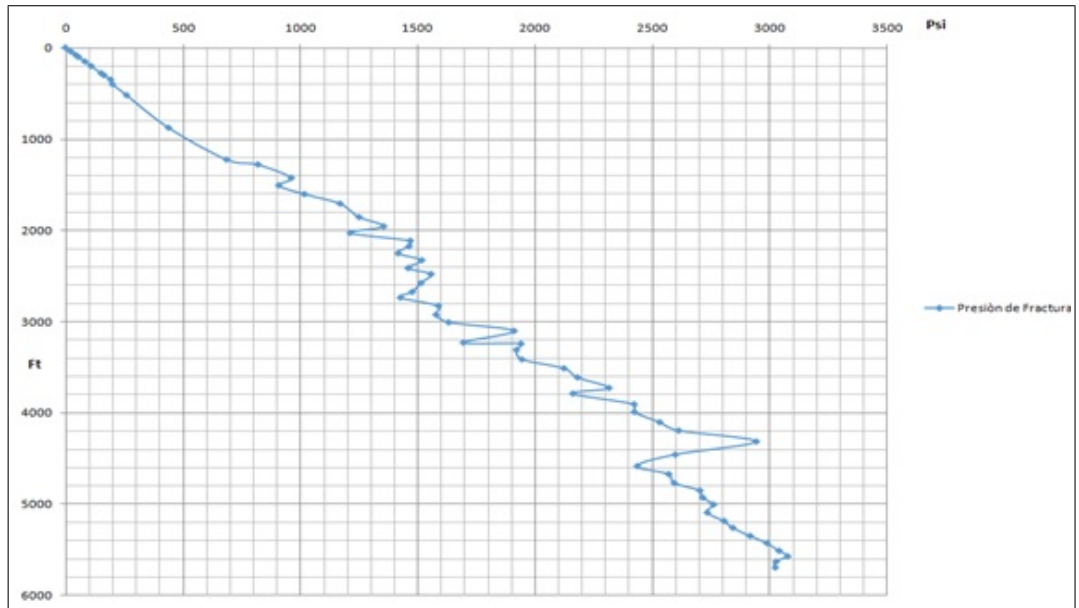
Fuente: Predicción de formación y fractura en el Campo Colorado. Gómez Mario, 2007

Tabla 13. Continuación *Tabla 12*

Profundidad(ft)	Gradiente de Fractura(psi/ft)	Presión de Fractura (psi)	Densidad equivalente de fractura lb/gal	Densidad Máxima del lodo (lb/gal) Inicial
1226	0,56	686	10,8	10,3
1280	0,64	819	12,3	11,8
1426	0,674	961	13,0	12,5
1509	0,602	908	11,6	11,1
1604	0,634	1017	12,2	11,7
1709	0,684	1169	13,2	12,7
1856	0,673	1250	13,0	12,5
1958	0,692	1355	13,3	12,8
2030	0,597	1212	11,5	11,0
2116	0,694	1468	13,3	12,8
2176	0,672	1463	12,9	12,4
2253	0,629	1416	12,1	11,6
2329	0,651	1517	12,5	12,0
2415	0,604	1459	11,6	11,1
2482	0,627	1556	12,1	11,6
2580	0,657	1513	11,3	10,8
2677	0,618	1476	10,6	10,1
2740	0,583	1426	10,0	9,5
2829	0,628	1588	10,8	10,3
2927	0,604	1578	10,4	9,9
3010	0,615	1631	10,4	9,9
3104	0,698	1910	11,8	11,3
3233	0,595	1694	10,1	9,6
3244	0,678	1939	11,5	11,0
3313	0,657	1920	11,1	10,6
3416	0,645	1943	10,9	10,4
3514	0,685	2122	11,6	11,1
3614	0,685	2180	11,6	11,1
3730	0,709	2314	11,9	11,4
3792	0,651	2160	11,0	10,5
3908	0,707	2421	11,9	11,4
3992	0,695	2422	11,7	11,2
4105	0,707	2530	11,9	11,4
4197	0,713	2611	12,0	11,5
4317	0,783	2941	13,1	12,6
4461	0,67	2596	11,2	10,7
4587	0,641	2434	10,2	9,7
4674	0,668	2568	10,6	10,1
4772	0,661	2592	10,4	9,9
4854	0,678	2701	10,7	10,2
4932	0,67	2713	10,6	10,1
5008	0,67	2759	10,6	10,1
5096	0,644	2733	10,3	9,8
5188	0,651	2804	10,4	9,9
5262	0,65	2841	10,4	9,9
5352	0,658	2915	10,5	10,0
5431	0,667	2987	10,6	10,1
5514	0,668	3038	10,6	10,1
5575	0,669	3075	10,6	10,1
5634	0,645	3025	10,3	9,8
5698	0,634	3022	10,2	9,7

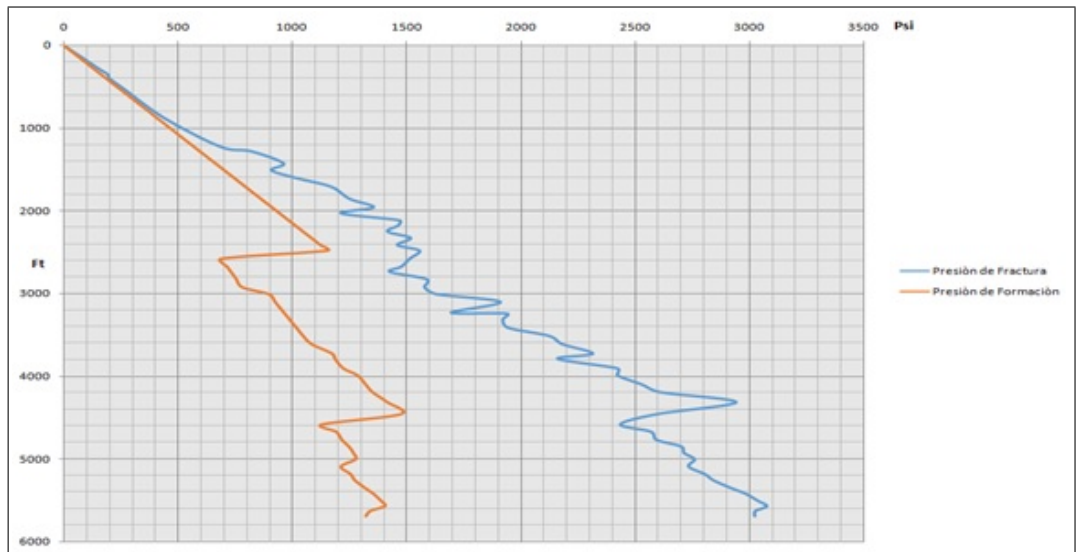
Fuente: Predicción de formación y fractura en el Campo Colorado. Gómez Mario, 2007

Figura 36. Presión de fractura- Bloque V Campo Colorado



Fuente:Modificado de Predicción de formación y fractura en el Campo Colorado. Gómez Mario, 2007

Figura 37. Presión de formación y fractura-Bloque V Campo Colorado



Fuente:Modificado de Predicción de formación y fractura en el Campo Colorado. Gómez Mario, 2007

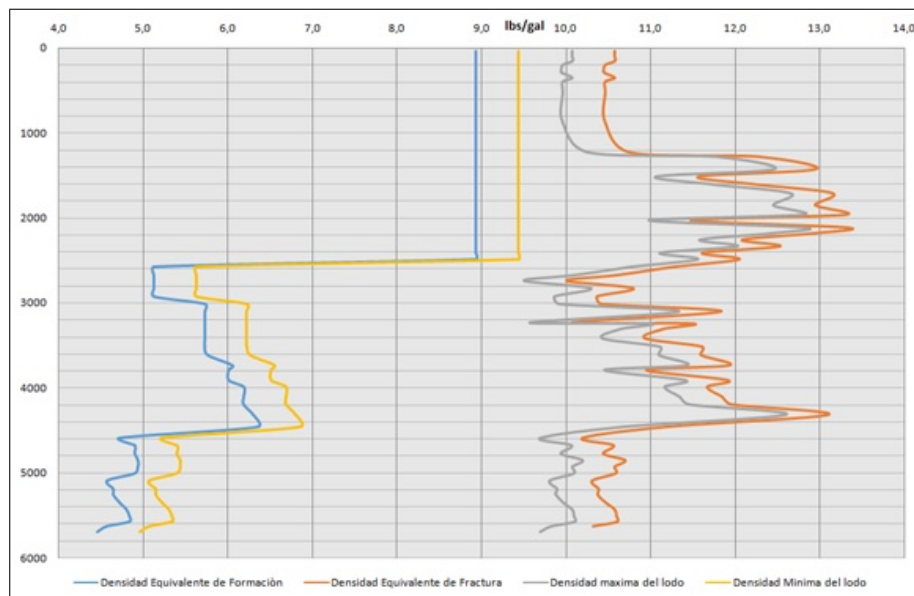
4.5.6. Ventana Operacional de Presión de Lodo

Los problemas de estabilidad del pozo tienen lugar cuando los esfuerzos en las cercanías del hoyo exceden la resistencia de la roca. Para prevenir este problema, debe existir y mantenerse un balance entre esfuerzos y la resistencia de la roca durante toda la perforación del pozo.

La manera de establecer un balance entre esfuerzos, resistencia de la roca ya perforada y presiones del hoyo es a través de un control de la composición y peso del fluido de perforación, es decir un programa de lodos en el cual se tome en cuenta los estados de esfuerzos presentes en el hoyo, sin que el fluido de perforación reacciones químicamente con las rocas que conforman.

A partir de datos obtenidos en campo escuela se construyo la ventana operacional de lodo como se muestra en la *Figura 38*

Figura 38. Ventana de lodos Bloque V

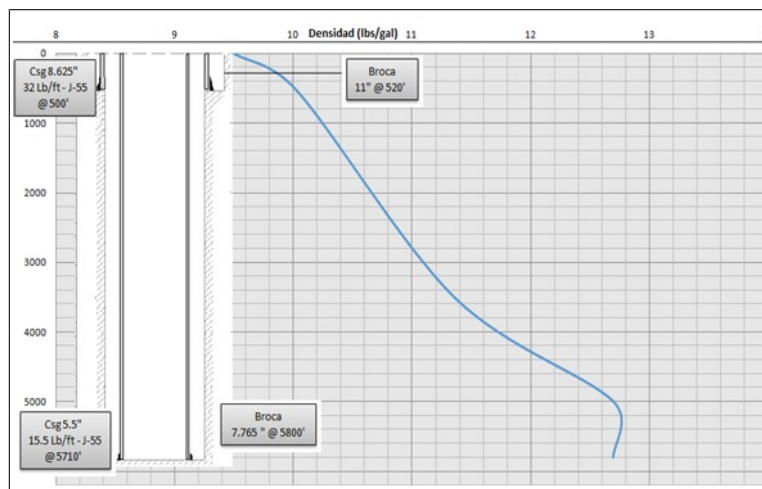


Fuente:Datos de Perforación Campo escuela Colorado. 2007

4.6 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS Y SUS VALORES OPERACIONALES DE LODOS

4.6.1. Colorado 55

Figura 39. Datos Pozo Colorado 55



Fuente:Datos de Perforación, Pozo Colorado 55, Campo Escuela Colorado

Tabla 14. Tamaño del Hoyo de Colorado 55

Tope	Base	Dimensión Broca
0 ft	520 ft	11 in
520 ft	5800 ft	7-7/8 in

Fuente:Programa de Perforación Colorado 55. Campo Escuela Colorado

Tabla 15. Programa de Revestimiento de Colorado 55

Tipo de casing	OD	ID	Peso (lb/ft)	Tope (ft)	Fondo (ft)	CAP. (bbl/ft)
Superficie	8,625	8,097	32	0	500	0,063689
Producción	5,5	5,012	15,5	0	5710	0,024403

Fuente:Programa de Perforación Colorado 55. Campo Escuela Colorado

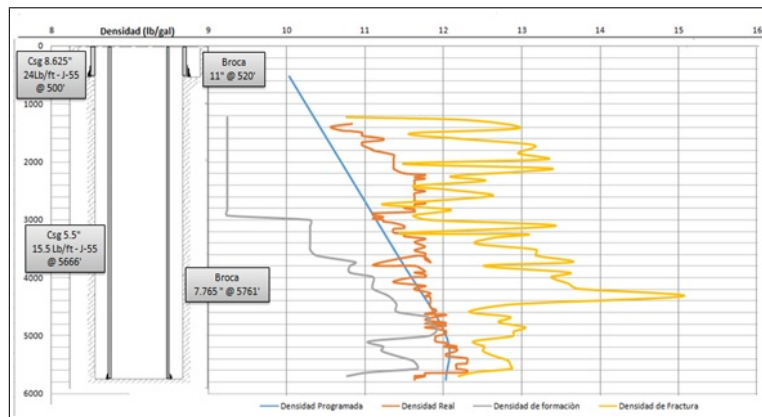
Tabla 16. Características lodo de perforación de Colorado 55

Desde	Hasta	Tipo	Lb/gal	Filtrado(c.c)	Cal (lb/bbl)	% Aceite	pH
0	520	Convencional					
520	3500	Calado	10,03 – 11,3	5	3 – 5		11,5
3500	5000	Calado-Emulsionado	11,36 – 12,03	4	4 – 5	6	12
5000	5800	Calado-Emulsionado	12,03	3	4 – 5	6	12

Fuente: Programa de Perforación Colorado 55. Campo Escuela Colorado

4.6.2. Colorado 56

Figura 40. Datos Pozo Colorado 56



Fuente: Datos de Perforación, Pozo Colorado 56, Campo Escuela Colorado

Tabla 17. Tamaño del Hoyo de Colorado 56

Tope	Base	Dimensión Broca
0 ft	520 ft	11 in
520 ft	5761 ft	7-7/8 in

Fuente: Programa de Perforación Colorado 56. Campo Escuela Colorado

Tabla 18. Programa de Revestimiento de Colorado 56

Tipo de casing	OD	ID	Peso (lb/ft)	Tope (ft)	Fondo (ft)	CAP. (bbl/ft)
Superficie	8,625	8,097	24	0	509	0,063689
Producción	5,5	5,012	15,5	0	5666,5	0,024403

Fuente: Programa de Perforación Colorado 56. Campo Escuela Colorado

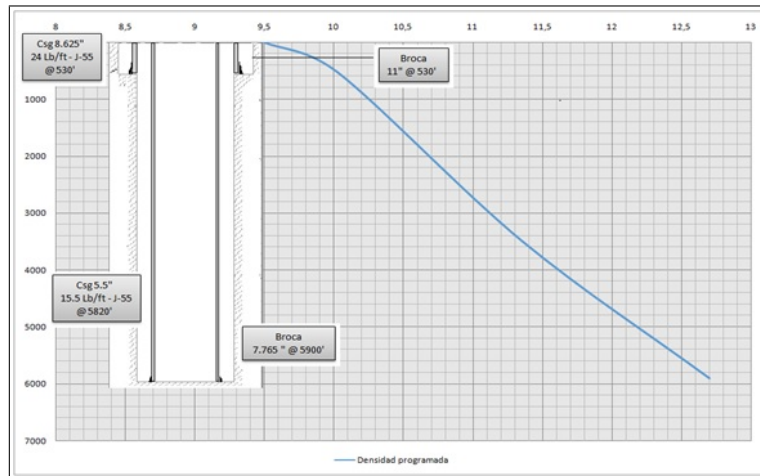
Tabla 19. Características lodo de perforación de Colorado 56

Desde	Hasta	Tipo	Lb/gal	Filtrado(c.c)	Cal (lb/bbl)	% Aceite	pH
0	520	Convencional					
520	3500	Calado	10,03 – 11,3	5	3 – 5		11,5
3500	5761	Calado-Emulsionado	11,36 – 12,03	3	4 – 5	6	12

Fuente: Programa de Perforación Colorado 56. Campo Escuela Colorado

4.6.3. Colorado 58

Figura 41. Datos Pozo Colorado 58



Fuente:Datos de Perforación, Pozo Colorado 58, Campo Escuela Colorado

Tabla 20. Tamaño del Hoyo de Colorado 58

Tope	Base	Dimensión Broca
0 ft	530 ft	11 in
530 ft	5900 ft	7-7/8 in

Fuente:Programa de Perforación Colorado 58. Campo Escuela Colorado

Tabla 21. Programa de Revestimiento de Colorado 58

Tipo de casing	OD	ID	Peso (lb/ft)	Tope (ft)	Fondo (ft)	CAP. (bbl/ft)
Superficie	8,625	8,097	24	0	530	0,063689
Producción	5,5	5,012	15,5	0	5820	0,024403

Fuente:Programa de Perforación Colorado 58. Campo Escuela Colorado

Tabla 22. Características lodo de perforación de Colorado 58

Desde	Hasta	Tipo	Lb/gal	Filtrado(c.c)	Cal (lb/bbl)	% Aceite	pH
0	520	Convencional					
520	3500	Calado	10,03 – 11,3	5	3 – 5		11,5
3500	5000	Calado-Emulsionado	11,36 – 12,03	5	4 – 5	6	12

Fuente:Programa de Perforación Colorado 56. Campo Escuela Colorado

4.7 INFORMACIÓN DETALLADA DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO COLORADO V1

A continuación se presentará la información del programa detallado de perforación del pozo Colorado VI, localizado en el Campo Escuela Colorado, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Para la elaboración del presente programa fue necesario contar con los datos y la información de las operaciones de perforación de los pozos de correlación: **Colorado 55, Colorado 56 y Colorado 58**, no toda la información es representativa para el siguiente pozo a perforar, así que se tiene que hacer un buen manejo de ella y de la información general del campo para la realización de un programa de perforación óptimo que nos lleve a cumplir con los objetivos de un determinado proyecto.

4.7.1. Información del pozo a perforar

El objetivo principal de este punto es establecer las características principales y el tipo de pozo que se va a perforar, para lograr este primer punto es necesario ofrecer la siguiente información necesaria.

Basados en la ubicación geográfica a partir de las coordenadas gauss preliminares, se desplaza al sitio la comisión técnica integrada por personal de geología, geofísica, ingeniería civil de petróleos y ambiental, quienes acompañados de una cuadrilla de topografía, localizan en el terreno el sitio más adecuado para la construcción de la localización, evalúan el área para la construcción de vías de acceso si se requieren y determinan la propiedad de los predios que se verán afectados. En esta primera etapa se adjunta lo siguiente.

4.7.2. Nombre del Pozo

Tabla 23. Características lodo de perforación de Colorado VI

POZO	COLORADO V1
CLASIFICACIÓN LAHEE	Desarrollo (A2)
TIPO	Vertical
LOCALIZACIÓN	Campo Colorado
MUNICIPIO	San Vicente de Chucuri
DEPARTAMENTO	Santander
ELEVACION S.N.M	452 <i>ft</i>
ALTURA DE LA MESA S.T	460 <i>ft</i>
PROFUNDIDAD TOTAL	5550 <i>ft</i>
OBJETIVO 1	Formación Mugrosa C1
OBJETIVO 2	Formación Mugrosa C2
COORDENADAS UTM SUPERFICIE (Origen BTA)	X=1'038.388 Y=1'245.022
COORDENADAS UTM OBJETIVO	X=1'038.388 Y=1'245.022

4.7.3. Localización del prospecto

El prospecto se encuentra ubicado en el sector norte del Campo Escuela Colorado perteneciente a la cuenca del valle medio del Magdalena, departamento de Santander.(Figura 42)

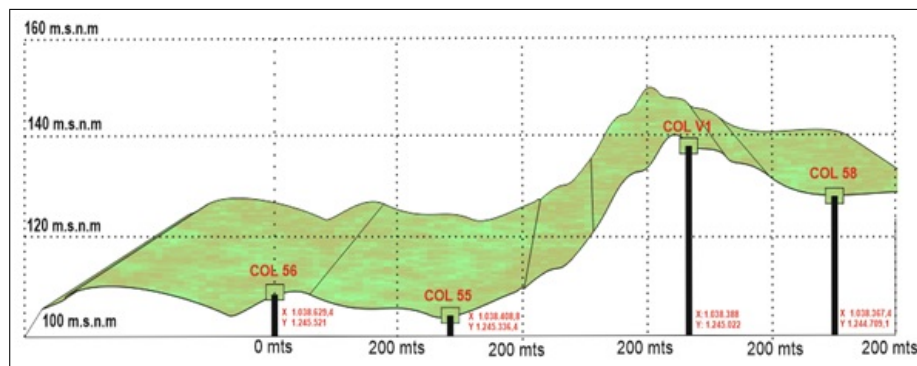
Figura 42. Ubicación geográfica Pozo VI



4.7.4. Marcadores geológicos estimados

Para estimar los marcadores geológicos se recolecto la información de los datos de perforación de los pozos vecinos y se ubicaron según su altura respecto al nivel del mar, se posicionaron con ayuda de software de Geoposición satelital teniendo las coordenadas de cada uno y se graficaron como se muestra en la *Figura 43*.

Figura 43. Marcadores geográficos de los pozos en estudio



Fuente: Base de datos Campo Escuela Colorado

La siguiente fase fue interpretar en cada pozo los topes históricos. El primer marcador fue los “Fósiles de Mugrosa”, nivel fosilífero identificado en las muestras de zanjas de cada pozo. Este horizonte aparece descrito: Fragmentos calcáreos gasterópodos, y se identifica claramente por su buena continuidad lateral en diferentes campos del Valle Medio del Magdalena. Los Fósiles de Mugrosa marcan el tope de la Zona B y se usan como “Datum” estratigráfico. El segundo marcador fue el “Tope de la Zona C” de la Formación Mugrosa, caracterizado por un paquete de arenas con excelente impregnación de aceite y fácil identificación en los registros eléctricos.

Luego se realizó un amarre con los datos históricos de cada pozo y se estimó los marcadores omitiendo la presencia de fallas en esta zona, y teniendo en cuenta las zonas que contarán con mayor continuidad lateral para así obtener una aproximación de la profundidad de las zonas estratigráficas.

Figura 44. Correlación Estratigráfica Pozos Vecinos y COL-VI

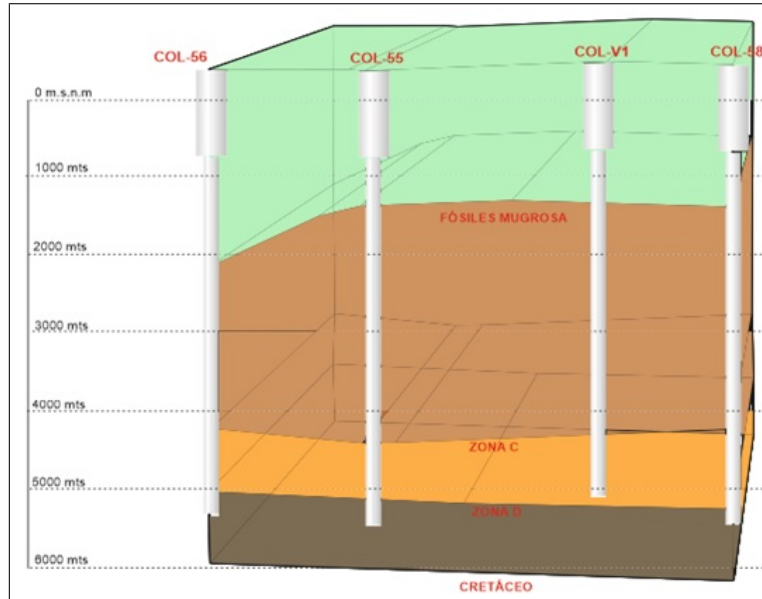


Tabla 24. Marcadores Geológicos estimados COL-VI

Marcadores Geológicos Estimados	TVD
Fósiles de Mugrosa	1753 <i>ft</i>
Tope y Base Zona B1	2153 <i>ft</i>
Tope de la Zona C	4842 <i>ft</i>
Tope de la Zona D	5653 <i>ft</i>
Tope del Cretáceo	6633 <i>ft</i>

Objetivo Geológico: 100 *ft* por encima del tope de la Zona D que se encuentra ubicado aproximadamente a 5653 *ft* de profundidad

Profundidad Total: 5550 *ft*.

4.7.5. Prognosis Geológica

La columna estratigráfica perforada por los pozos en esta área se inicia en Superficie con la Formación Mesa, seguida de la formación Real y continuando con las formaciones Colorado, Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas-La Paz (Zona D).

- **Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D):** Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.
- **Zona C:** Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza. Con un espesor promedio de 550 pies.
- **Zona B:** Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.
- **Formación Mugrosa:** El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa.
- **Formación Colorado:** Su tope lo constituye el horizonte la *Cira Shale*, compuesto por lutita gris verdosa, subliminar, micro micácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silícea color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 ft.
- **Formación Real:** Descansa discordantemente sobre el Colorado, formado por un conglomerado basal, seguido de areniscas compactas, con intercalaciones de arcillas grises, algunos niveles contienen gran número de troncos silicificados, en la parte superior las areniscas contienen material volcánico

- **Formación Mesa:** Está compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, areniscas friables y conglomerados, su espesor aproximado es de 600*ft*.

Tabla 25. Marcadores Geológicos estimados COL-VI

Marcadores Geológicos	TVD
Formación Mesa	0
Formación Real	650
Fósiles de Mugrosa	1753
Tope de la Zona B	2153
Tope de la Zona C	4852
Tope de la Zona D	5653
Tope del Cretáceo	6633

Fuente: Base de datos Campo Escuela Colorado.

4.7.6. Corazonamiento

La obtención de corazones en arenas productoras es de vital importancia para la retroalimentación del conocimiento de las propiedades petrofísicas, así como para obtener una mejor caracterización del campo que nos permita seguir ajustando el modelo petrofísico y reducir las incertidumbres en el actual programa de desarrollo. Se sugiere que en las Zonas B y C de la arena Mugrosa, se tomen muestras de 100*ft* para la zona B y 100*ft* para la Zona C.

4.7.7. Registros

El objetivo de los registros eléctricos es definir la litología y propiedades petrofísicas de las formaciones perforadas para validar y ajustar los modelos existentes, para así planear futuras acciones relacionadas con los yacimientos de interés (Zona A de la Formación Colorado, zonas B y C de la Formación Mugrosa).

4.7.8. Formato General del Pozo

En este formato se plasma la información pertinente al pozo a perforar, como su localización dentro del campo, su inclinación (si es direccional), que unidades pretende alcanzar, su *TD* (Total Depth), sus pozos vecinos con respecto a los cuales se va a perforar, así como se estima la posibilidad de producir a partir de zonas secundarias.

También se pueden adjuntar algunas advertencias de riesgos presentes durante la elaboración de la perforación; tales como riesgos geológicos que pueden ser fallas no identificadas, y cambios laterales de facies etc.

Todos esos datos se adjuntan en un formato *Excel* como se puede apreciar en la siguiente figura. En la parte superior de la hoja se encuentra la información del nombre del pozo, el reservorio a perforar, su clasificación entre productor e inyector, el tipo de fluido que se va a extraer o inyectar, y el área que este va a drenar.

Posteriormente se tiene las coordenadas del objetivo primario y secundario, como así también las coordenadas de superficie y de fondo del pozo, la elevación del terreno, la elevación de la mesa giratoria (KB) y el TD estimado.

Se calculan las presiones esperadas a encontrar de los intervalos que van a ser perforados obteniendo sus gradientes de formación y fractura, esto se hace con la finalidad de determinar las propiedades principales que van a ser creadas para los lodos de perforación.

Figura 45. Formato de Perforación Pozo COL-VI

Campo		Colorado			
POZO NO <u>V1</u>	RESERVORIO <u>Formacion Mugrosa</u>	AÑO <u>2015</u>			
<input checked="" type="checkbox"/> PRODUCTOR	<input type="checkbox"/> INYECTOR	<input checked="" type="checkbox"/> POZO VERTICAL	<input type="checkbox"/> POZO DESVIADO		
<input type="checkbox"/> AGUA	<input checked="" type="checkbox"/> ACEITE	<input type="checkbox"/> GAS			
OBJETIVOS PRINCIPALES	<u>Zona C1</u>				
OBJETIVOS SECUNDARIOS	<u>Zona B</u>				
INTERVALO APROXIMADO A CAÑONEAR	<u>Zona C1</u>				
POZOS ADYACENTES	<u>Col 56, Col 47, Col 55, Col 75, Col 36, Col 58, Col 39, Col 74</u>				
OBJETIVO					
OBJETIVO	ZONA	COORDENADAS (O. Bgta)	ELEVACIÓN		
PRIMARIO	Zona C	X:1'038.388 Y: 1'245.022	Objetivo Zona C @ -4390 tvdss		
SECUNDARIO	Zona B	X:1'038.388 Y: 1'245.022	Objetivo Zona B @ -1701 tvdss		
TD	Base Zona C	X:1'038.388 Y: 1'245.022	TD @ -5098 tvdss		
Radio de Tolerancia					
Elevación del Terreno	<u>452'</u>	Elevación de la "KB"	<u>460'</u>		
Coordenadas en Superficie	TD Estimado	Coordenadas en Fondo			
X <u>1'038.388</u>	<u>5550'</u>	X	<u>1'038.388</u>		
Y <u>1'245.022</u>		Y	<u>1'245.022</u>		
TOPES Y PRESIONES					
MARCADOR	TVDSS (ft)	TVD (ft)	MD (ft)	P. Formacion Esperada (Psi)	P. Fractura Esperada (Psi)
REAL	-198	650	650	302	325
FOSILES MUGROSA	-1301	1753	1753	815	1192
ZONA B	-1701	2153	2153	1001	1486
ZONA C	-4390	4842	4842	1244	3244
ZONA D	-5201	5653	5653	1345	3618
CRETACEO	-6181	6633	6633	--	--
WIRE LOGGING				LOGS	
1	Induccion Electrico (en toda la seccion perforada)				
2	Micro Caliper (Donde el registro de induccion indica arenas petroliferas)				
Muestras de Zanja	Cada 10 pies				
Corazon	Zonas B y C Formacion Mugrosa				
Zonas mas someras en aceite	Zona B Formacion Mugrosa				
Zonas con perdida de circulacion	Formacion Real, Colorado				

4.7.9. Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento

En esta etapa del proyecto se explicara una metodología que puede ser aplicada en la construcción y /o diseño de las tuberías de revestimiento con los datos que se obtuvieron en Campo Escuela.

Los objetivos principales están dados de la siguiente forma

- Determinar la densidad de control del fluido de perforación
- Estimar el posicionamiento de las tuberías de revestimiento para aislar formaciones problemáticas
- Definir el número de etapas de las que constará el pozo
- Calcular el diámetro y longitud de las tuberías de revestimiento
- Establecer los diámetros de las brocas para perforar el pozo

Para poder realizar los siguientes objetivos se deber contar con la siguiente información:

- Perfiles de presión de poro y fractura del pozo
- Columna geológica y litología del pozo
- Eventos de los pozos de correlación

4.8 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

Para poder realizar la correcta selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento se deben analizar las presiones de la formación (poro

y fractura), las características geológicas y litológicas y los eventos ocurridos en los pozos de correlación.

El criterio principal deberá basarse en el control de presiones de formaciones anormales altas, zonas de pérdidas de circulación, formaciones inestables y consideraciones sobre presiones diferenciales.

Con los gradientes de presión de formación y de fractura (mostrados anteriormente), se estima la densidad de control del lodo. En condiciones normales de perforación (perforación sobre balanceada), la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido de perforación se programa mayor a la presión de formación en toda la longitud del pozo.

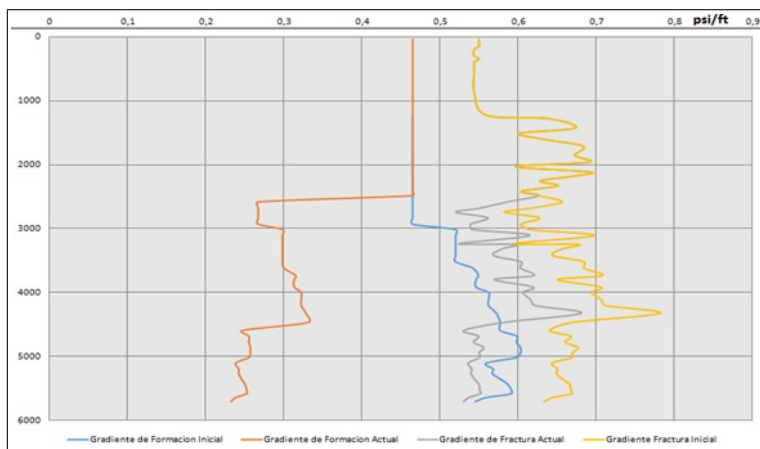
La densidad del lodo deberá ser, por lo tanto, ligeramente mayor al gradiente de presión de formación, el valor dependerá principalmente de las características de la formación y las experiencias obtenidas en la perforación de los pozos de correlación, por lo que se recomienda revisar y analizar el comportamiento de la densidad de lodo en estos pozos. En nuestro trabajo se obtienen a partir de los datos de pozos correlación unos gradientes de presión y fractura al momento de la creación de los pozos **COL-56, COL-58, COL-55** (1970), durante este tiempo el yacimiento se ha depletado, por ende las presiones de la formación y fractura han disminuido y se observa un cambio notorio en estas presiones, dándonos como alternativa trabajar con un margen mas actualizado de presiones de formación y fractura, obtenidos de trabajos anteriores¹⁴.

4.8.1. Márgenes de control sobre la presión de Poro

Durante la etapa en la cual existe movimiento de tuberías es muy probables que se produzcan cambios en la presión de fondo que pueden ocasionar flujo de fluidos de la formación al pozo (brote), si no se consideran estos efectos durante los viajes.

¹⁴Gonzales Andrés. GOMEZ Mario .Reevaluación de las presiones de fractura a partir de Registros en el Campo Colorado. 2011

Figura 46. Comparación Gradientes de Formación y Fractura Bloque V (CEC)



Fuente: Base de datos Campo Escuela Colorado

Lo anterior hace indispensable tener en cuenta un margen de control para el diseño del asentamiento de las tuberías de revestimiento cuando se analizan por efecto de la densidad fluido de control.

El margen de control sobre la presión de poro estará conformado por la suma del margen de viaje y un factor de seguridad. Para estos márgenes es necesario realizar cálculos de las presiones de empuje y succión en pozos de correlación o suponiendo una geometría conocida del pozo a perforar. Esto se debe realizar a diferentes profundidades, en función de las propiedades del fluido de control, la geometría del pozo y a diferentes velocidades de viaje de la sarta de perforación en condiciones críticas (barrena embolada) y/o diferentes velocidades de introducción de las tuberías de revestimiento. Sin embargo, existen valores reportados en la literatura que varían entre 0,2 a 0,5 lb/gal para el margen de viaje (succión y empuje)¹⁵.

Además de estos márgenes, es deseable emplear pesos de lodo que ejerzan una presión mayor a la presión de formación, por lo que se debe considerar un factor de seguridad para la densidad equivalente del lodo a utilizar, de entre 0,2 a 0,3 lb/gal.

Asumiendo lo anterior, se puede definir el margen de control como la suma del

¹⁵PEMEX-Gerencia de Desarrollo de Campos e Instituto Mexicano del Petróleo. Manual de Diseño de Tuberías de Revestimiento. 1991

margen de viaje y el factor de seguridad dando como resultando valores entre 0,41 a 0,8lb/gal sobre el gradiente de presión de poro. Los valores recomendados se muestran en la *Tabla 26*:

Tabla 26. Margen sobre la Presión de poro

Margen sobre la Presión de Poro	Valores Dados lb/gal	Valor Recomendado lb/gal
Viajes	0.2-0.5	0.3
Seguridad	0.2-0.3	0.2
Total		0.5

Fuente:Manual de Diseño de Tuberías de Revestimiento. PEMEX-Gerencia de Desarrollo de Campos e Instituto Mexicano del Petróleo. 1991

4.8.2. Margen de Control sobre la presión de Fractura

Así mismo, se debe utilizar un margen de fractura por efecto de empuje durante la introducción de tuberías o en el caso del control de un brote, por lo que se debe reducir al gradiente de fractura pronosticado en el rango del margen de viaje (0,2 a 0,5lb/gal).

Este valor puede ser obtenido para cada área en particular de pozos de correlación donde se hayan realizado operaciones de control de brotes, es decir, la densidad del fluido para controlar el brote menos la densidad del fluido de perforación antes de que ocurriera el brote; el valor recomendado es de 0,4lb/gal.

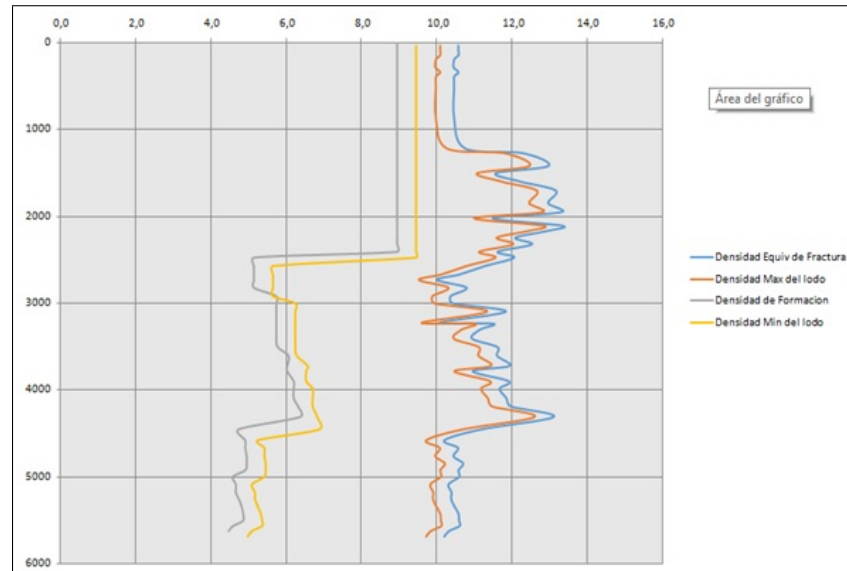
Tabla 27. Margen sobre la Presión de fractura

Margen sobre la Presión de Poro	Valores Dados lb/gal	Valor Recomendado lb/gal
Viajes	0.2-0.5	0.4
Total		0.4

Fuente:Manual de Diseño de Tuberías de Revestimiento. PEMEX-Gerencia de Desarrollo de Campos e Instituto Mexicano del Petróleo. 1991

A continuación en la *Figura 47* en la cual se observa la densidad máxima y mínima para perforar el Pozo COL-VI.

Figura 47. Rango de Densidades Mínima y Máxima para el Pozo COL-VI



Fuente: Diseñada por autores a partir de datos de Perforación Campo Escuela

Debido al rango de baja presión de formación se re-diseñan valores de la densidad del lodo y se deben definir los puntos en donde la presión hidrostática del fluido generará fracturas en la formación, y por ende deberán estar aisladas previamente.

- Se determinaron los valores máximo de lodo que se pueden generar en el pozo, considerando movimientos de tubería (empuje y succión) y proporcionando un margen de seguridad de $-0,41b/gal$ para la presión de fractura se establecieron los puntos más problemáticos en la formación y se encerraron en una elipse como se muestra en la *Figura 48*, en estas zonas son los puntos más propensos a generar fracturas y por ende serán zonas tentativas para asentar la tubería de revestimiento.
- A la profundidad previa determinada se verifica que no se exceda la presión diferencial (presión hidrostática del lodo menos presión de la formación) máxima permitida. tanto para zonas de presión normales como anormales,

una práctica común es asignar el valor de $2,200lb/pg^2$ para zonas de presión anormal alta y $2,000lb/pg^2$ a zonas de presión normal.

Figura 48. Identificación de posibles zonas problemáticas COL VI

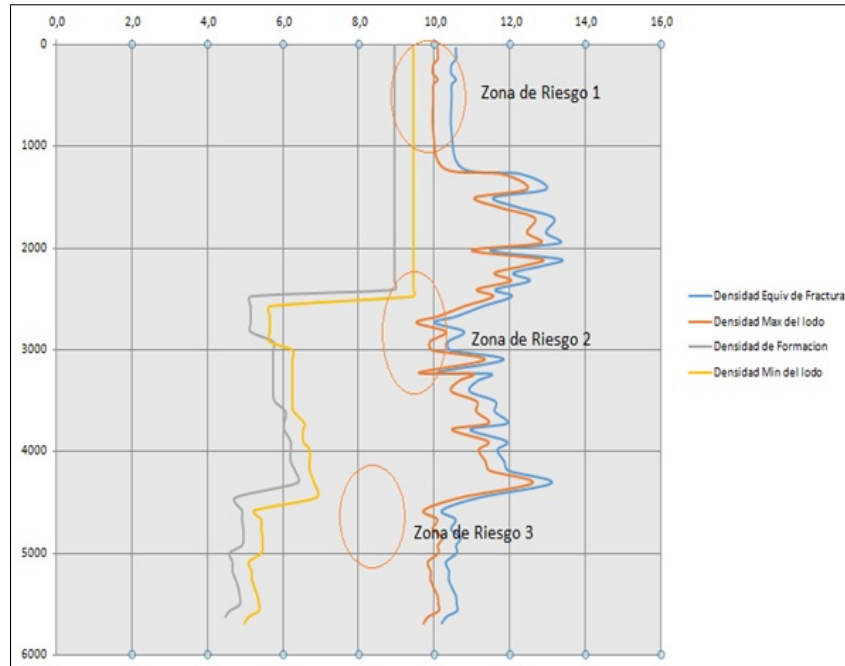


Figura 49. Determinación de la Profundidad de Asentamiento de las tuberías de Revestimiento- Método gráfico

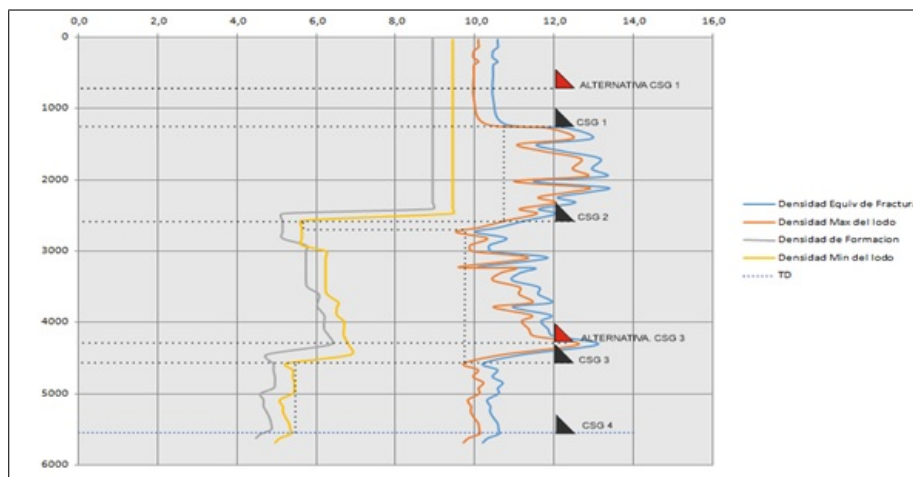
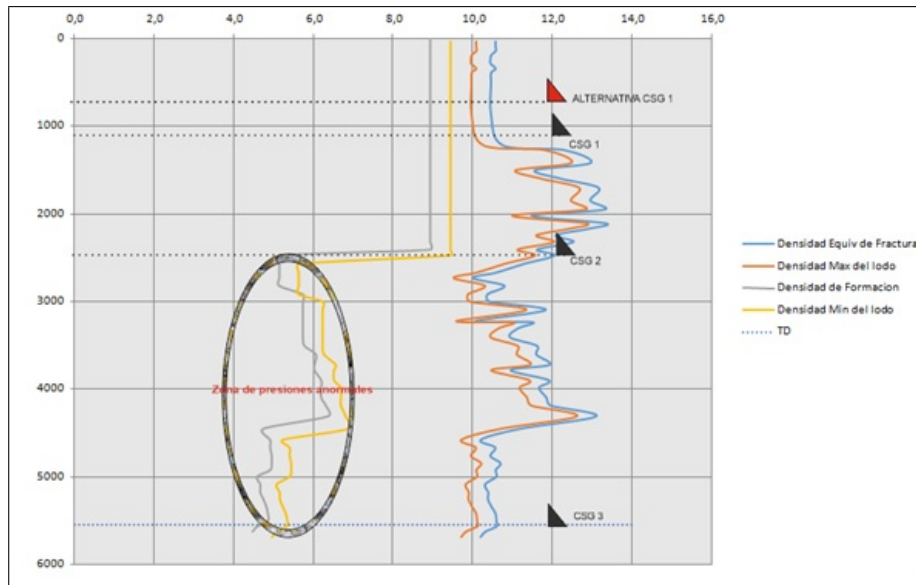


Figura 50. Determinación de la Profundidad de Asentamiento de las tuberías de Revestimiento- Análisis de Zonas de Presión Anormales

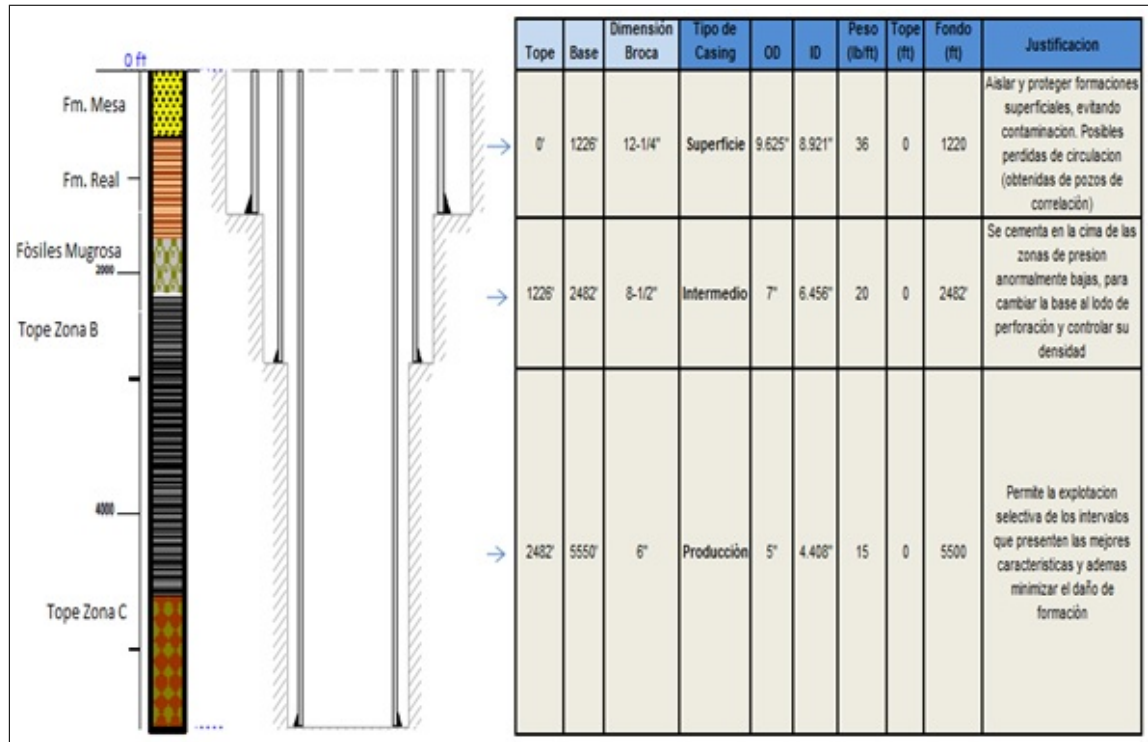


La *Figura 49* y *Figura 50* corresponden al diseño de asentamiento de las tuberías de revestimiento para el pozo *Colorado VI*, basándonos en el método gráfico de diseño de tuberías, que relaciona *presión de formación vs presión de fractura* y en la observación de las zonas de presiones anormales como se muestra en la figura anterior.

Antes del revestimiento de producción se decide aislar la zona debido a las condiciones de presión anormalmente bajas, sin embargo existe una alternativa basada en el método gráfico de posicionar un nuevo *casing* que finaliza en *4317ft* como se muestra en la *Figura 50*, quedando el pozo con 4 tipos de *casing*; En el método de análisis de presiones anormales se opta por una configuración de tres tipos de *casing* manteniendo la presión que ejerza el lodo lo más baja posible, por cuestiones de costos se optó por diseñar una configuración para el pozo con tres tipos de *casing*, manteniendo la alternativa de instalar un revestimiento en caso de que la zona presente demasiados problemas relacionados con la estabilidad y pérdida de fluidos. En la sección del *casing* de superficie, según pozos de

correlación la profundidad de asentamiento varia de los 550 a 900 *ft* debido al riesgo de pérdida de circulación, en los métodos gráficos y de presiones se da una profundidad de asentamiento un poco mayor. A continuación se muestra la configuración del pozo.(Figura 51)

Figura 51. Justificación estado mecánico Pozo Colorado VI



4.8.3. Metodología para la selección del fluido de Perforación

Resulta ciertamente práctico utilizar el mismo lodo de perforación que ha sido usado en los últimos pozos, quizás porque se ha desempeñado adecuadamente y se tuvieron pocos problemas, aunque el costo haya resultado muy alto. Sin embargo siempre existirá la idea en mejorar el desempeño del lodo y los costos de perforación.

Estas diferentes etapas pretenden facilitar el procedimiento de selección del fluido

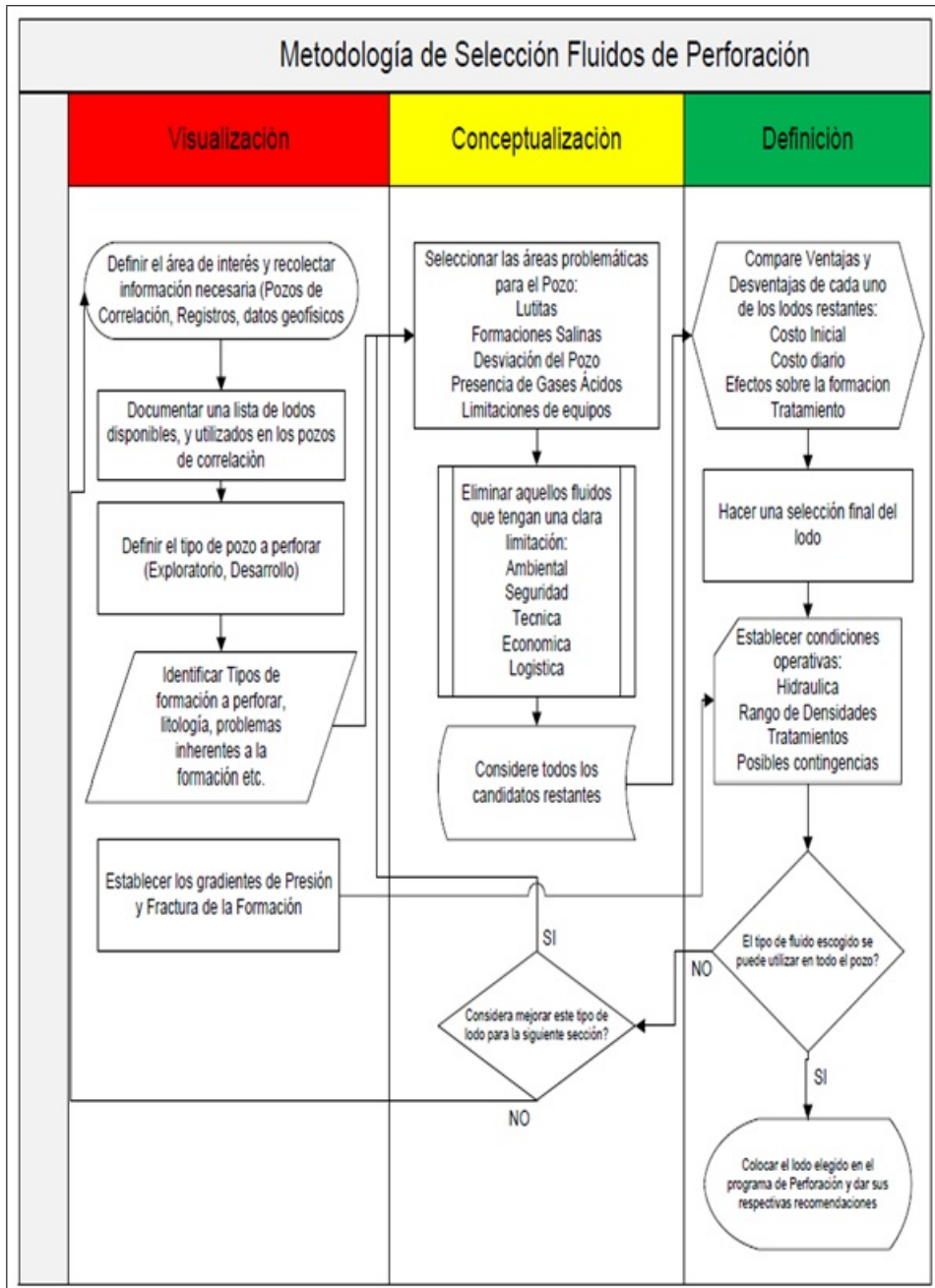
de perforación cubriendo todos los factores requeridos y de forma sistemática. Para cualquier tipo de selección se debe mirar todas las opciones y luego comparar los *Resultados Reales Vs. Calculados*. A menudo una gran razón por la cual nosotros se escoge determinado tipo de fluido, esta determinación se impone a otras razones menores y a nuestros deseos. Se debe encontrar esa gran causa para la determinación del tipo de fluido entre las otras y respetarla.

Asegurarse de haber revisado todos los factores y que la información de las historias de pozos perforados este correctamente desglosada y analizada. En algunos casos como el nuestro que se basa en la perforación de un pozo en el Campo Colorado, pueda ser que algunos tipos de lodos sean descartados debido a que en la época de perforación de los pozos antiguos, un tipo de lodo que que se elija hoy no sirve, ya sea porque no trabajo en esa época (por ejemplo Colorado 56-1961), en tal pozo. Eso no aplica para esta selección, porque hay que recordar que los sistemas actuales de control de sólidos hacen funcionales lodos que antes no lo eran.

Todo tipo de lodo debe tener su debida consideración. Pero siempre hay que hacer una lista de chequeo final. En el último análisis se deben considerar los aspectos técnicos, económicos y ambientales.

A continuación se muestra un diagrama en el cual se indica las etapas que pueden ser seguidas para obtener una metodología de selección de un determinado fluido de perforación. (*Figura 52*)

Figura 52. Metodología Básica de Selección de Fluidos de Perforación



Aplicando lo expuesto en la *Figura 52*, se diseña la metodología para la selección del fluido para la perforación del pozo **COLORADO VI**, Este método se basa en una comparación numérica de distintos tipos de lodos comúnmente usados en la

industria de los hidrocarburos, basándonos en diferentes escenarios y recopilando material bibliográfico que nos enseña las opciones de fluidos de perforación más aptos para ser usados según sea el caso. Como se observa la metodología se basa en visualizar, conceptualizar y definir, para así llegar a una solución.

4.9 ETAPA DE VISUALIZACIÓN

4.9.1. Recolección de información (pozos de correlación, datos geofísicos, registros)

Esta etapa ya se encuentra en el análisis de los pozos de correlación, es de vital importancia, ya que nos brinda información que se puede relacionar con nuestro proyecto de crear un nuevo pozo, acá se encuentra los parámetros de los fluidos de perforación, daños que se produjeron en el pozo, zonas inestables, pruebas de laboratorio y de campo y nos van a facilitar la obtención de los parámetros óptimos en el fluido de perforación.

4.9.2. Documentarse con una lista de los tipos de lodos disponibles y utilizados en los pozos de correlación

En la *Tabla 28* se muestra las composiciones de los fluidos de perforación comúnmente usados y se enumera con un ID (o número de identificación) para después comparar los rendimientos según los distintos escenarios.

Tabla 28. Fluidos de Perforación

ID	COMPOSICIÓN BÁSICA DEL FLUIDO	RANGOS DE DENSIDAD
01	Aire, gas, vapor, espuma	0,1 - 3lb/gal
02	Agua fresca, agua salada (sin sólidos)	8,3 - 8,5lb/gal
03	Agua con: soda cáustica, sólidos perforados, bentonita	8.6 - 10 lb/gal
04	Agua con: polímero extendedor (LSND)	8.4 - 12 lb/gal
05	Agua con: polímero PHPA, PAC, bentonita	8.4 - 17 lb/gal
06	Agua con: bentonita, lignosulfonato, lignito, cáustica	8.6 - 19 lb/gal
07	Agua con: bentonita, cal, almidón	8.6 - 17lb/gal
08	Agua con: bentonita, yeso, almidón	8.6 - 17 lb/gal
09	Agua con: 20 a 26 % de NaCl, almidón, polímero	9 -19 lb/gal
10	Agua con: 3 - 20 % de KCl, PAC, almidón, polímero	8.6 - 19 lb/gal.
11	Agua salada con: PAC, almidón, polímeros	8.4 - 19 lb/gal
12	Agua salada con: bentonita, lignosulfonato, lignito, cáustica	8.6 - 19 lb/gal
13	Lodo base aceite: alta pérdida de filtrado	8 - 20 lb/gal
14	Lodo base aceite mineral: alta pérdida de filtrado	8 - 20 lb/gal
15	Lodo base aceite: baja pérdida de filtrado	8 - 20 lb/gal
16	Lodo base aceite mineral: baja pérdida de filtrado	8 - 20 lb/gal
17	Lodo base aceite: fluido de corazonamiento	8 - 18 lb/gal
18	Lodo base agua: fluido de corazonamiento	8.4 - 18 lb/gal
19	Agua con: bentonita, poli glicerol, etc.	8.4 - 17 lb/gal
20	Agua, bentonita, floculante catiónico	8.4 - 18 lb/gal

Fuente:Manual de Fluidos de Perforación API

En los pozos de correlación se utilizo un lodo convencional para la primera etapa y posteriormente un lodo base cal, con densidades que oscilaban de los 9 a 13 lb/gal

¹⁶.

4.9.3. Definir el tipo de Pozo a Perforar

El pozo **COLORADO V1**, está definido como un pozo de Desarrollo y Evolución según clasificación Lahee como A2.

4.9.4. Identificar tipos de formación a perforar, litología, problemas inherentes a la formación.

En *Tabla 29* se muestran las formaciones a perforar con su litología y sus posibles problemas a presentar.

¹⁶CAMPO ESCUELA COLORADO. Reportes Diarios de Perforación COL55, COL58, COL56

Tabla 29. Formaciones a perforar. COL V1

Formaciones	Profundidad TVD (ft)	Litología	Contaminante en la formación
Formación Mesa	0	80 % Arcillas, 20 % Areniscas, Tr. Chert	Arcillas ligeramente sensibles, Perdidas de Circulación moderadas
Formación Real	650ft	80 % Arcilla variadas, 20 % Arena Suelta, Tr. Arenisca, Yeso, Costras Ferruginosas	Arcillas ligeramente sensibles, Perdidas de Circulación moderadas, Contaminación de calcio moderada
Formación Colorado	1753	70 % Arcilla, 30 % Arcilla Arenosa Tr. Pirita, Abundante Yeso	Arcillas ligeramente sensibles, Perdidas de Circulación moderadas y/o altas, Contaminación excesiva de Calcio, Problemas de limpieza del pozo, Posibilidad de derrumbes.
Fósiles de Mugrosa (B)	2153	60 % Arcilla Arenosa, 20 % Arcilla Variada, 20 % Arena Suelta Tr. Pirita, Margas, Abundante Yeso	Arcillas ligeramente sensibles, Perdidas de Circulación moderadas y/o altas, Contaminación excesiva de Calcio, Problemas de limpieza del pozo, Posibles pegas de tubería
Tope de la Zona C	4852	50 % Arcilla Arenosa, 30 % Arcillas Variadas, 20 % Arena Suelta Tr. Yeso, Chert, Carbon	Arcillas ligeramente sensibles, Perdidas de Circulación moderadas y/o altas, Contaminación excesiva de Calcio, Problemas de limpieza del pozo, Posibles pegas de tubería de tipo diferencial. Daño de formación en zona productora
Tope de la Zona D	5653	50 % Arenisca bien consolidada, material calcáreo, 40 % Arcillas Variadas, 10 % Arcilla Arenosa, Tr. Pirita, Yeso	Arcillas ligeramente sensibles, Perdidas de Circulación altas, Contaminación excesiva de Calcio, Problemas de limpieza del pozo, Posibles pegas de tubería de tipo diferencial, precaución con el daño de formación

Fuente: Datos de Registros y muestras de zanja pozo COL 58-COL55-COL 56. Campo Escuela Colorado

Como se puede observar los problemas de formación que pueden ser generados están dados por la inestabilidad de arcillas durante toda la etapa de perforación, Problemas de pérdida de circulación, contaminación excesiva de Calcio y problemas de limpieza del pozo

4.9.5. Establecer gradientes de Presión y Fractura de la formación.

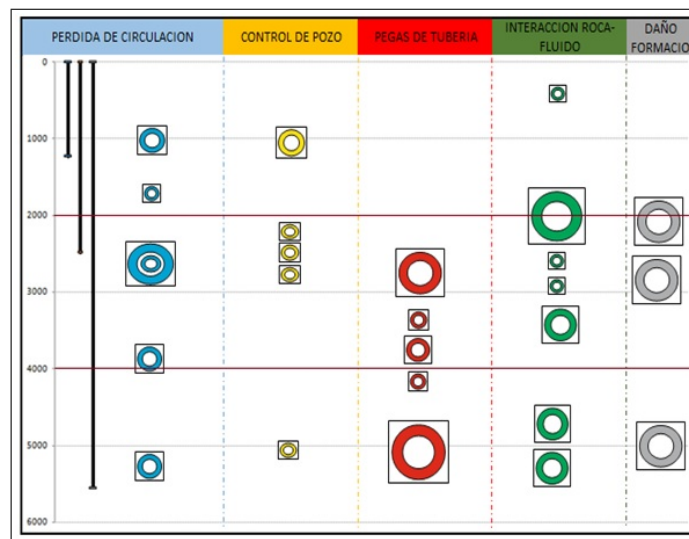
Como anteriormente se mostró la gráfica de gradientes de formación y fractura, expresa que el sitio de perforación tendrá una tendencia a zonas de presiones

subnormales durante el intervalo de 2482ft a la zona final 5550ft muy posiblemente a que este es un campo maduro y las zonas ya se encuentran depletadas. Concluyendo es necesario que utilizar un lodo de bajo peso para evitar problemas como la perdida de circulación y pegas de tipo diferencial. En la etapa de definición de esta metodología se presentaran los rangos de densidades a manejar una vez elegido el tipo de lodo.

4.10 ETAPA DE CONCEPTUALIZACIÓN

4.10.1. Seleccionar las áreas problemáticas del pozo

Figura 53. Mapa de Riesgos COL-VI



4.10.2. Consideración de los fluidos de perforación más aptos

En el siguiente estudio se compara el uso y la aplicabilidad de distintos fluidos de perforación según las formaciones y los contaminantes que se encuentren durante el proceso.

Se creó una tabla numérica (*Tabla 30*) en la cual se muestra la aplicabilidad de cada fluido en una escala de 1 a 5 como se muestra a continuación:

Tabla 30. Tabla numérica

Numero	Categoría
1	No especificado
2	No recomendado
3	Recomendación baja
4	Recomendado
5	Muy recomendado

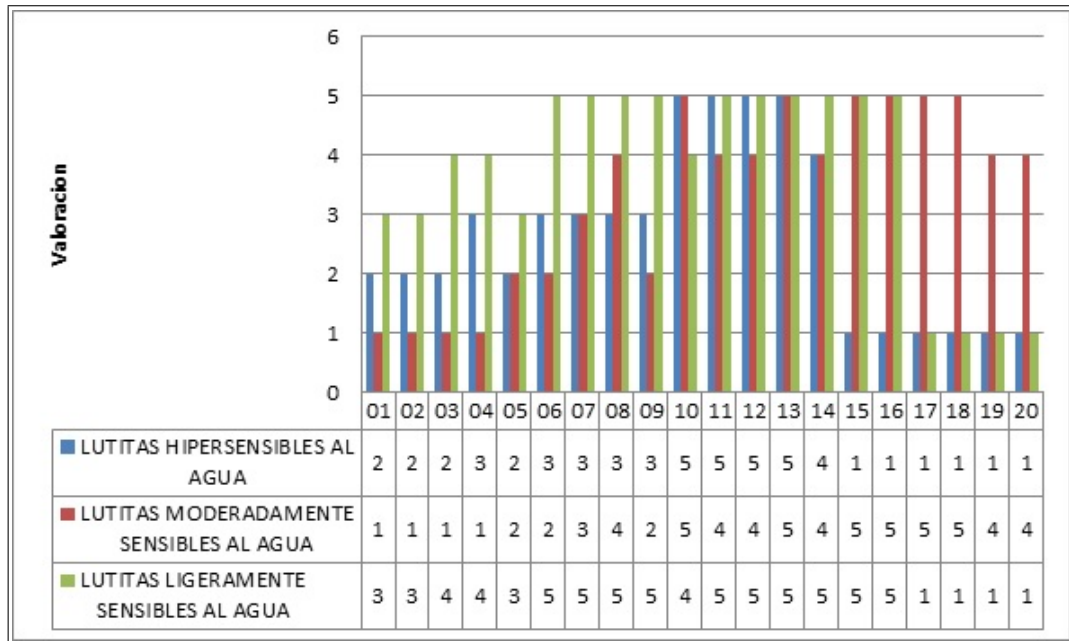
4.10.3. Presencia de lutitas sensibles al agua

El éxito de perforar a través de formaciones de lutitas problemáticas, requiere de la evaluación continua de los cortes durante la perforación. Hay seis pruebas útiles para esta evaluación: hinchamiento, dispersibilidad, capacidad de intercambio catiónico, capacidad de hidratación, contenido coloidal y tiempo de succión capilar. Las cuatro primeras son las más útiles.

Se han desarrollado y usado exitosamente fluidos basados en sales disueltas (*KCl*) y polímeros de cadenas largas solubles en agua, para reducir los problemas de hinchamiento de arcillas y reducción de la dispersión. Los lodos base aceite disminuyen los problemas con las lutitas, teniendo en cuenta que el peso de lodo sea el adecuado y la salinidad de la fase acuosa interna esté de acuerdo con (iguale o exceda) la salinidad del agua de los espacios porosos, para evitar la transferencia osmótica de iones.

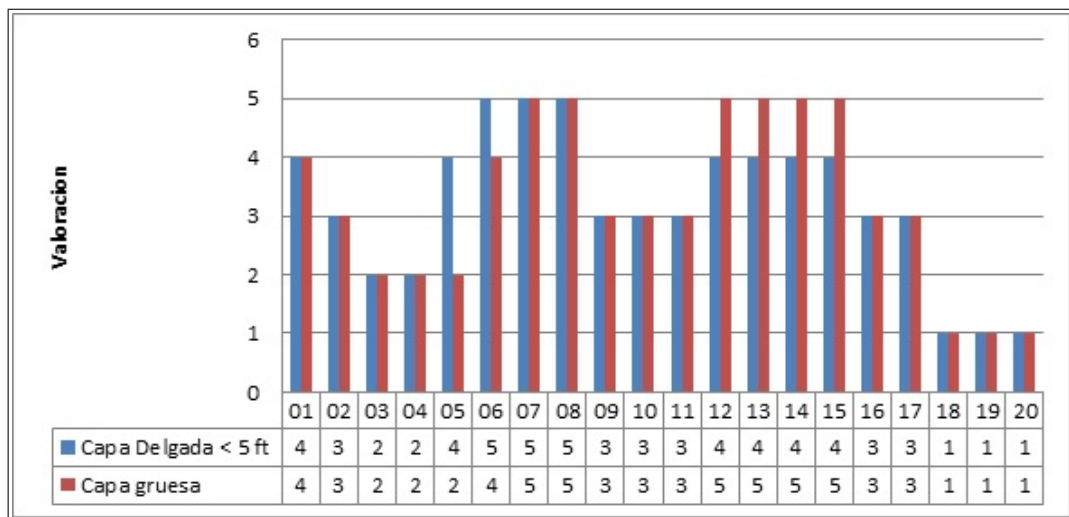
En la *Figura 54* se muestra la evaluación numérica de los 20 tipos de lodos frente a la presencia de lutitas.

Figura 54. Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de lutitas



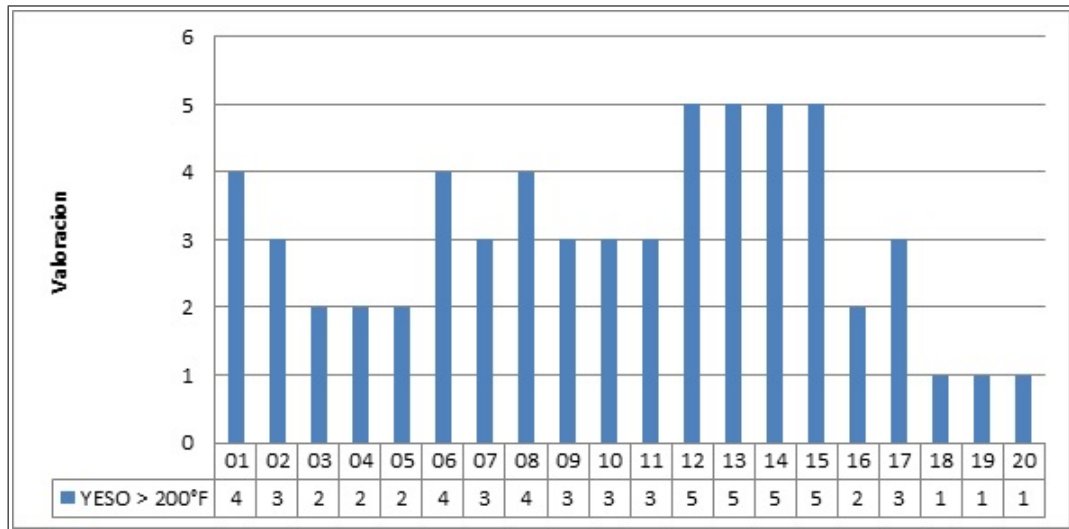
4.10.4. Presencia de Yeso y/o anhídrita con una temperatura de pozo $< 200^{\circ}F$

Figura 55. Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Yeso a $T < 200^{\circ}F$.



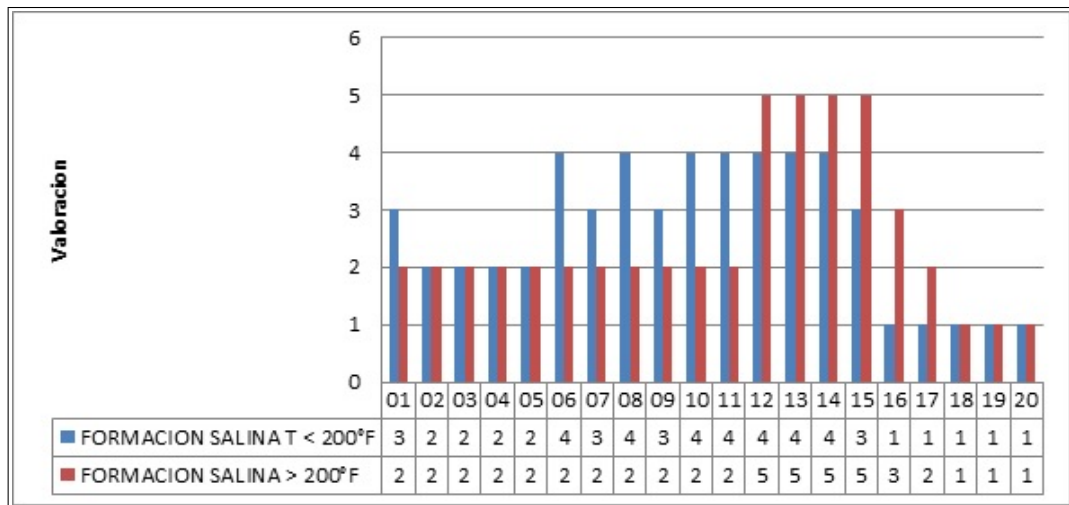
4.10.5. Presencia de Yeso y/o anhidrita con una temperatura de pozo $> 200^{\circ}F$

Figura 56. Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Yeso a $T > 200^{\circ}F$



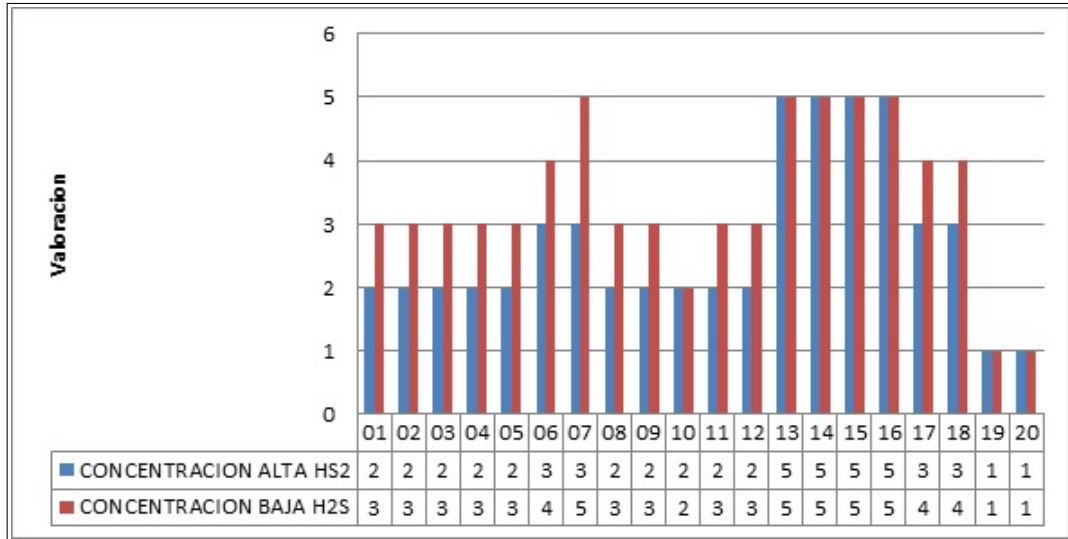
4.10.6. Presencia de una formación Salina con una Temperatura de Pozo $< 200^{\circ}F$

Figura 57. Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Formaciones Salinas



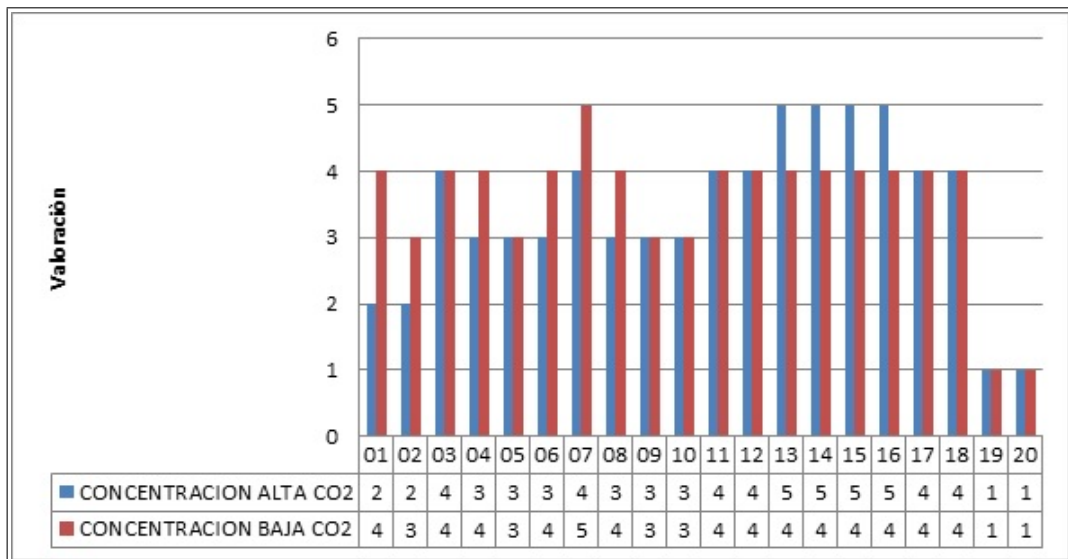
4.10.7. Presencia de H_2S

Figura 58. Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de Gases Ácidos



4.10.8. Presencia de CO_2

Figura 59. Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la presencia de dióxido de Carbono



4.10.9. Pérdidas de Circulación

Figura 60. Evaluación numérica de los tipos de lodos frente a la posibilidad en pérdidas de circulación.

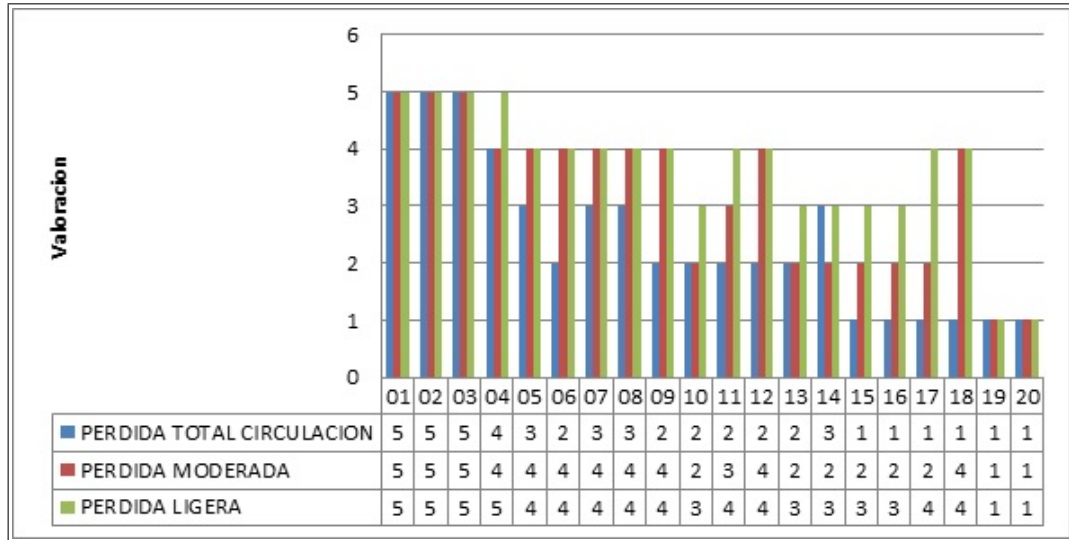


Figura 61. Peso del lodo bajo en hueco de alto ángulo

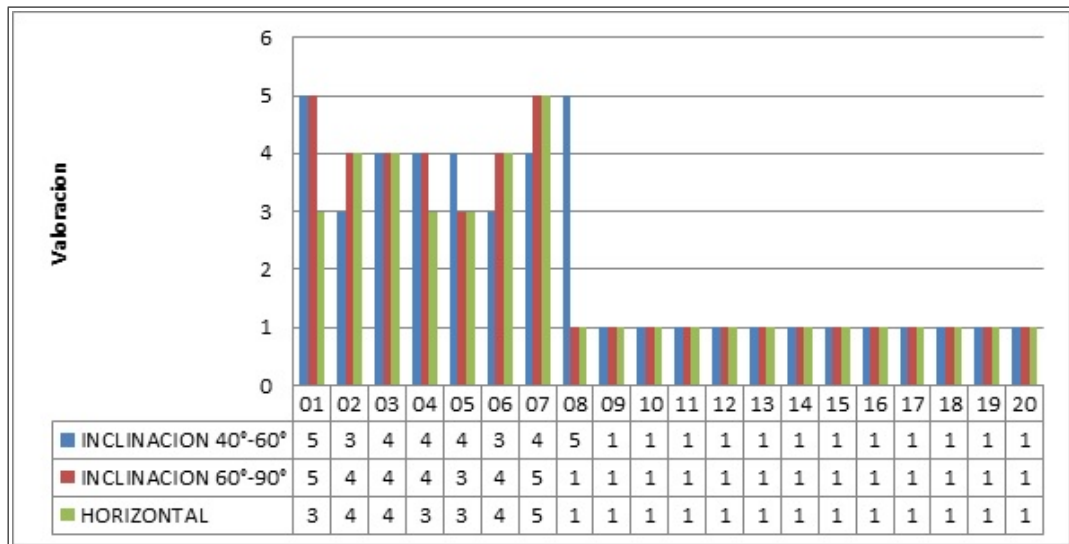


Figura 62. Prioridades Ambientales

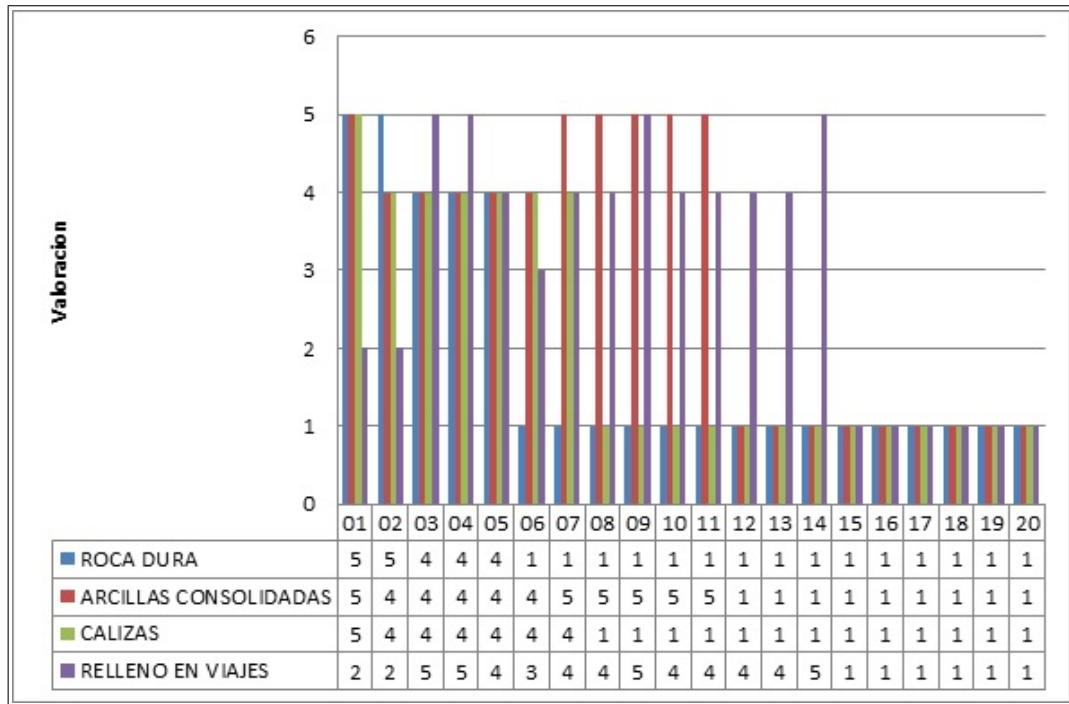


Figura 63. Lenta Mejoria en la ROP

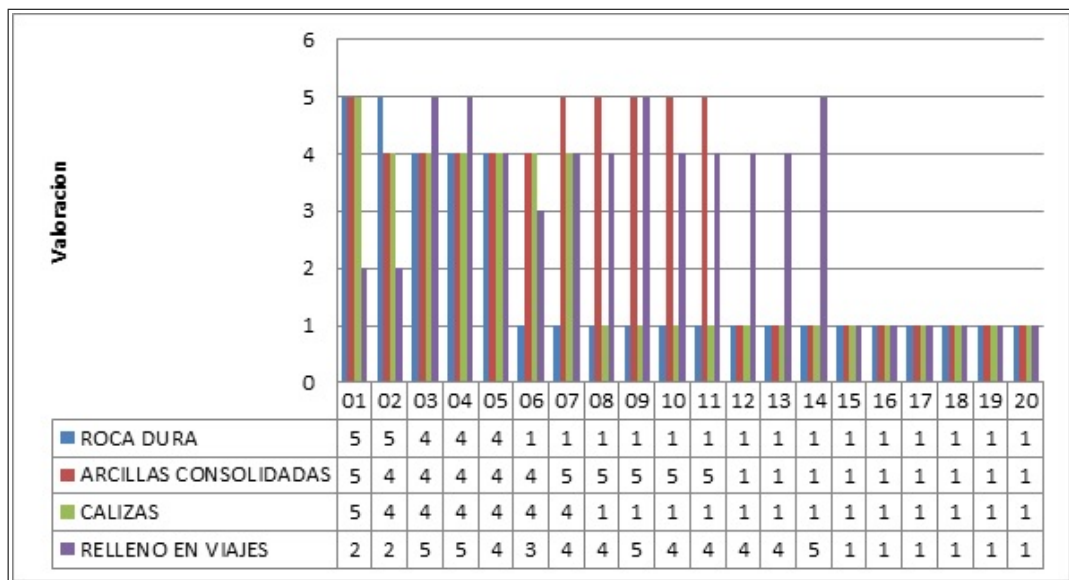
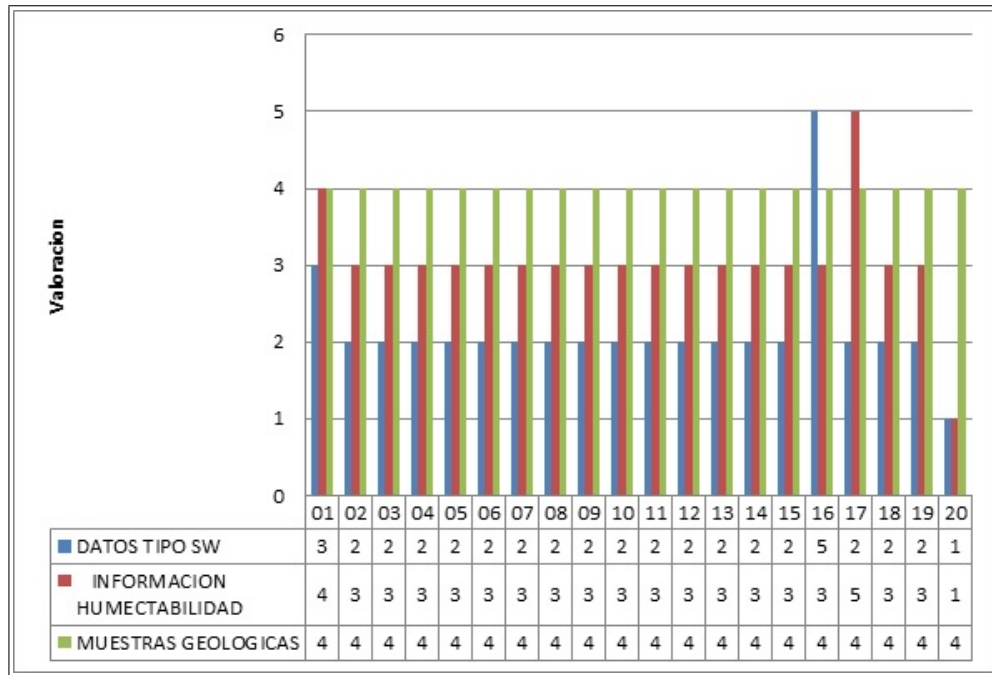


Figura 64. Operaciones de Corazonamiento



Según las figuras anteriores se creó un archivo de *Excel* en el cual se hará la comparación numérica, observando cuales son los principales inconvenientes de la perforación del pozo **COLORADO VI**.

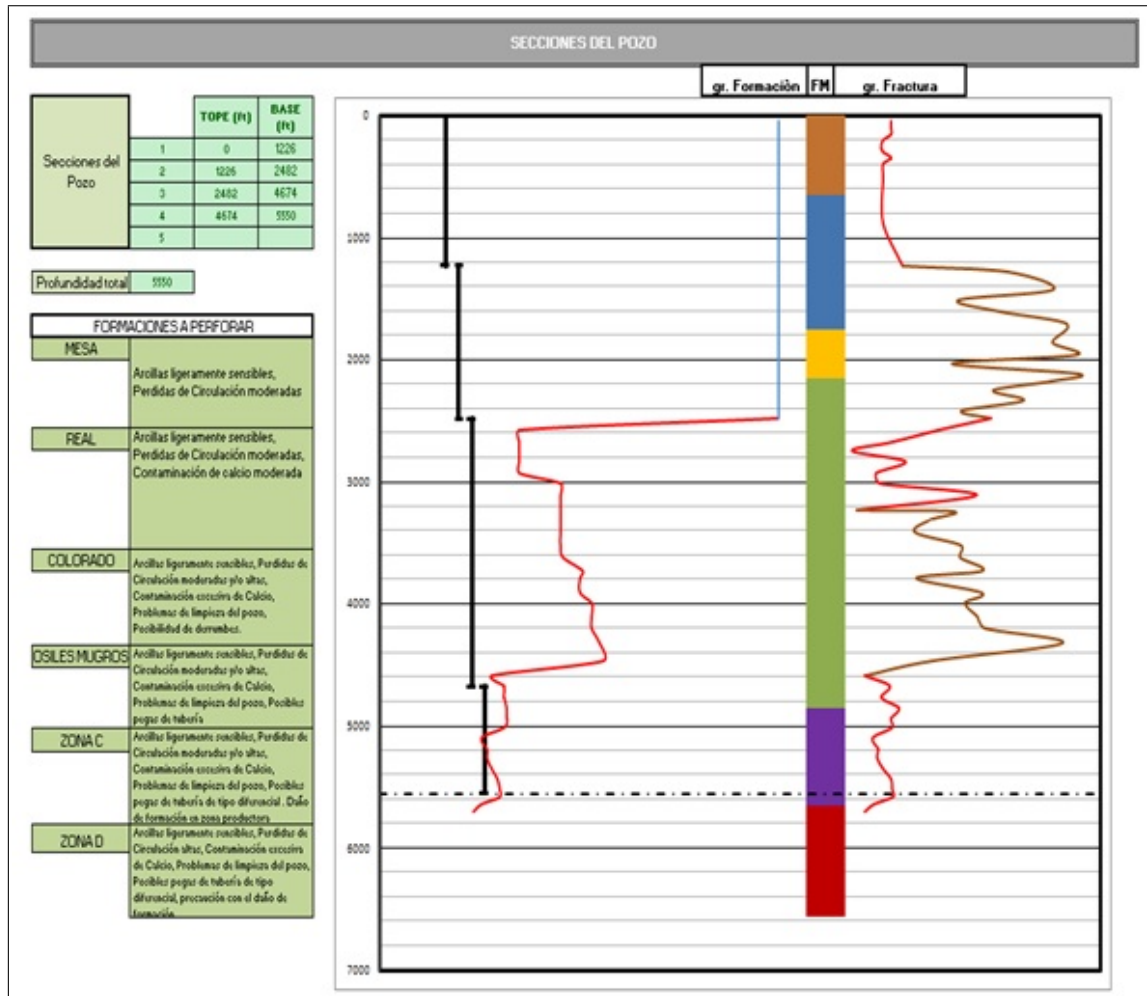
Se definió por medio de los estudios de litología, gradientes de formación y fractura que la perforación del pozo COL VI se va a dividir en 4 secciones como se muestra en la *Figura 65* para analizar sección por sección y escoger el tipo(s) de fluido de perforación mas afín y rentable para el pozo.

4.10.10. Primera Sección Pozo Colorado VI

En esta sección se atraviesan las formaciones mesa y parte de la formación Real su litología está conformada principalmente por Arcillas variadas, ligeramente limolíticas, Arenisca Cuarcítica, bien consolidada, Arenas sueltas, entre otras¹⁷.

¹⁷CAMPO ESCUELA COLORADO. Muestras de Zanjas COL55, COL58, COL56

Figura 65. Secciones de análisis del pozo COL-VI



Además el historial de los pozos de correlación indica la presencia de zonas de alta probabilidad de pérdidas de circulación moderadas.

Analizando todos estos parámetros se procede a realizar una evaluación numérica teniendo en cuenta los 20 tipos de lodos anteriormente mostrados y creando una tabla en la cual se muestra los diferentes problemas que se pueden presentar durante la perforación.

Figura 66. Primera Sección 0ft – 1226ft

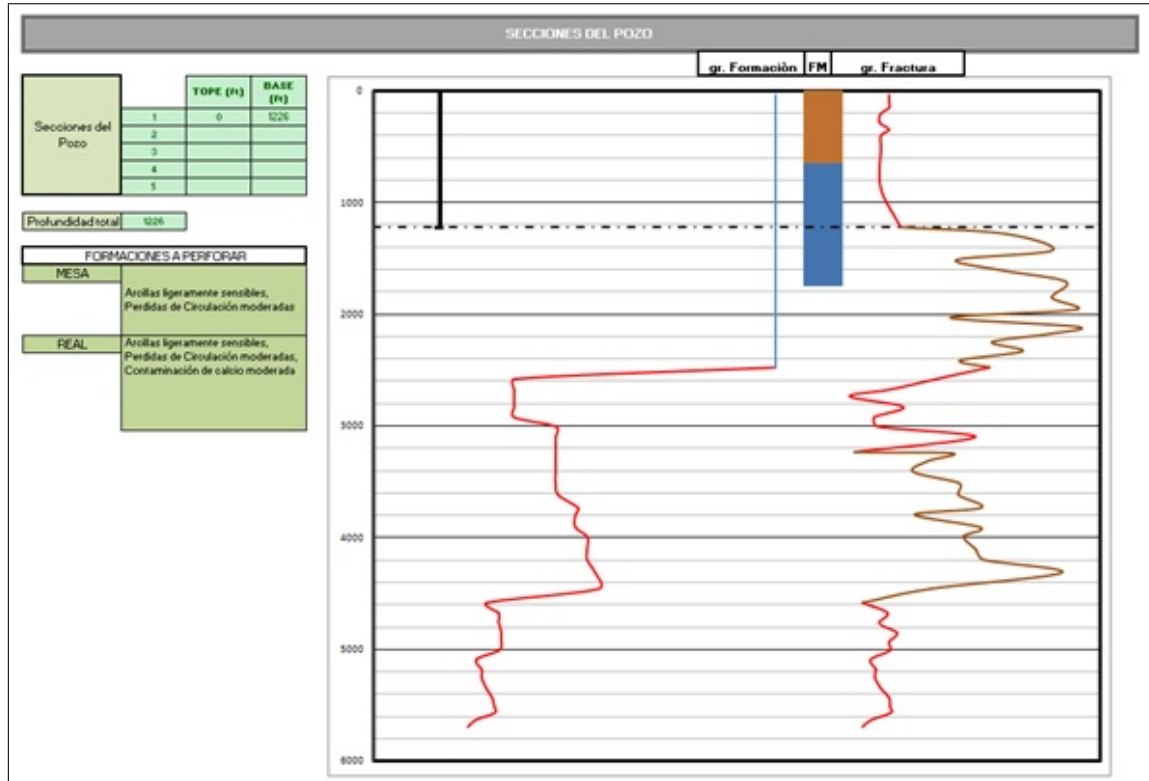


Figura 67. Evaluación Numérica Lodos probables-Sección 1

COD	CARACTERISTICAS DE LA FORMACION	COD SEVERIDAD
1	LUTITAS SENSIBLES AL AGUA	1.1 1.2 1.3
2	YESO ANHIDRITA - T < 200 °F	2.1 2.2
3	YESO ANHIDRITA - T > 200 °F	3.1
4	FORMACION SALINA - T < 200 °F	4.1
5	LECHO SALINO - T > 200 °F	5.1
6	GAS H2S EN ZONA DE INTRUSION	6.1 6.2
7	GAS CO2 EN ZONA DE INTRUSION	7.1 7.2
8	PERDIDA DE CIRCULACION	8.1 8.2 8.3
9	PESO DEL LODO BAJO EN HUECO DE ALTO ANGULO	9.1 9.2 9.3
10	LENTA MEJORIA EN ROP LENTO	10.1 10.2 10.3 10.4
11	PRIORIDADES AMBIENTALES	11.1 11.2 11.3 11.4 11.5
12	CONTROL DE LOS DAÑOS EN FORMACION	12.1
13	EVALUACION DE LA FORMACION MEDIANTE EL USO DE CORAZONES	13.1 13.2 13.3
14	PRESENCIA DE AGUA DE FORMACION	14.1 14.2 14.3

DIGITE LAS CARACTERISTICAS DE LA FORMACION Y SUS CODIGOS DE SEVERIDAD																							
COD	CARACTESTICA FORM	COD SEV	SEVERIDAD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	LUTITAS SENSIBLES AL AGUA	1.3	LIGERAMENTE SENSIBLE	3	3	4	4	3	5	5	5	5	4	5	5	5	5	5	5	1	1	1	1
8	PERDIDA DE CIRCULACION	8.2	Pérdida moderada	5	5	5	4	4	4	4	4	2	3	4	2	2	2	2	2	4	1	1	1
11	PRIORIDADES AMBIENTALES	11.5	Ausencia de desechos aceitosa	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	2	2	2	2	2	4	4	1	1
11	PRIORIDADES AMBIENTALES	11.3	Límite de LC-50	4	4	4	4	4	4	4	4	2	4	2	2	2	2	2	4	4	1	1	1

Se evalúan también otros factores a ser tenidos en cuenta para los tipos de lodos

Figura 68. Otros Factores Importantes

ACTIVE OTROS FACTORES DE PERFORACION QUE NECESITEN SER TENIDOS EN CUENTA (1-ACTIVA)(0-DESACTIVA)																				
PERFORACION RUTINARIA EN TIERRA	1		2	4	5	5	2	5	4	4	2	2	2	2	1	1	1	1	1	
PERFORACION DE ARCILLAS POCO ESTABLES	1		2	2	2	2	4	2	3	3	2	5	4	2	5	5	5	5	2	2
PERFORACION EN AREAS SALINAS O DE YESO	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASOS EN QUE SE PRESENTEN T > 350°F	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PERFORACION DE RUTINA COSTA AFUERA	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ROCAS DURAS	1		1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
PERFORACION VERTICAL	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BAJO COSTO	1		2	2	2	1	1	1	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	1	1
LIMPIEZA DEL POZO	1		-1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1.5	1.5	1.5	1	1	1

Luego de realizar la sumatoria de los diferentes problemas con más probabilidad de presentarse en la primera etapa de perforación del pozo **COL-VI**, los lodos más adecuados son los **número (3)** Agua con: Soda Caustica, sólidos perforados y bentonita y el **número (6)** Agua con: bentonita, lignosulfonato, lignito, caustica.

Figura 69. Lodos probables seleccionados

RESULTADOS DE SELECCIÓN DEL LODO(S) PROBABLE(S)			
# LODO		LODOS PROBABLES	RANGOS DE DENSIDAD
1			
2			
3	3	Agua con: soda caústica, sólidos perforados, bentonita	8.6 - 10 lb/gal
4			
5			
6	6	Agua con: bentonita, lignosulfonato, lignito, caústica	8.6 - 19 lb/gal

LISTE EL NUMERO LODO PROBABLES	
LP	3
LP	6

4.11 COMPARACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA UNO DE LOS LODOS PROBABLES SELECCIONADOS

Una vez seleccionados los fluidos más aptos se procede a realizar una comparación entre estos teniendo en cuenta las ventajas y desventajas del uso de cada uno y se da un margen de probabilidad de éxito.

4.11.1. Análisis del manejo de los contaminantes o problemas relacionados con la formación

En la *Figura 70* se muestran los contaminantes o problemas mas dañinos en la perforación del pozo **COL VI** y se analiza que tan preparado esta el lodo de perforación probable para estos contaminantes, además de darnos indicadores a tener en cuenta durante la perforación de esa etapa.

Figura 70. Contaminación con datos relacionados con la formación

CONTAMINACION CON DATOS RELACIONADOS CON LA FORMACION				
COD	CONTAMINANTE	SINTOMAS A PRESENTAR	TRATAMIENTO	Concentraciones IBM
13	ARCILLA	Incremento en el contenido de sólidos, y MBT, disminución de la Alcalinidad	Usar al maximo los equipos de control de sólidos, diluir y agregar barita si el peso disminuye, usar dispersantes y soda ash	SCX + (vol lodo a densificar (bbl)) * 14.9 g (30N-MV) / (25.4 MN)
12	FORMACIONES PERMEABLES, FRACTURADAS, PRESENCIA DE	Pérdida parcial o total de los retomos y una disminución en el volumen de los tanques	Reducir lo mas posible el peso del lodo, tratar el sistema con una combinación de productos para pérdida de circulación de grano fino a mediano	Lodos base aceite : IM+XL, MIT PLUG, mica y carbonato de calcio fino o medianos Lodos base agua: Mica, MIT PLUG, KVR, SEAL y

Figura 71. Composición lodo Número 3

COD		ANALISIS LODO PROBABLE
3	Agua con: soda cáustica, sólidos perforados, bentonita	Controle el contenido de pH y PF en lo adecuado mediante la adición de soda cáustica, NaOH. Ajuste el nivel de geles y el nivel de YP con lignosulfonato y bentonita. Utilice un excelente control de sólidos para evitar una acumulación innecesaria de sólidos activos.

ADITIVOS	CONCENTRACION	OBSEVACIONES
Bentonita, prehidratada en agua fresca	5 a 25 libras por barril	Se debe utilizar cantidades menores en lodos de un peso mayor
Soda cáustica, NaOH,	En la medida en que se necesite	Mantener el rango de pH de 9.5 a 12.0.
Barita, BaSO4	De acuerdo a la necesidad para obtener la densidad.	

Figura 72. Composición lodo Numero 6

COD		ANALISIS LODO PROBABLE
6	Agua con: bentonita, lignosulfonato, lignito, cáustica	Controle el contenido de pH y PF en lo adecuado mediante la adición de soda cáustica, NaOH. Ajuste el nivel de geles y el nivel de YP con lignosulfonato y bentonita. Mejore la calidad de la torta utilizando el lignito, los derivados del lignito o los celulósicos. Mantenga el nivel de bentonita tan bajo como sea posible a medida que el peso del lodo se incremente, utilizando una referencia de 5 libras por barril como mínimo.

ADITIVOS	CONCENTRACION	OBSEVACIONES
Bentonita, prehidratada en agua fresca	5 a 25 libras por barril	Se debe utilizar cantidades menores en lodos de un peso mayor
Soda cáustica, NaOH	En la medida en que se necesite	Mantener el rango de pH de 9.5 a 12.0.
Lignosulfonatos con cromo o sin cromo,	2 a 10 libras por barril	(de acuerdo a las necesidades en el control YP y en la formación de una torta delgada)
Lignita, con cáustica para mejorar la solubilidad,	4 a 20 libras por barril.	--
Barita	En la medida en que se necesite	--

4.12 HACER LA SELECCIÓN DEL LODO FINAL

En esta etapa se hace una comparación por medio de una lista de chequeo final en el cual se realizan una serie de preguntas para evaluar el rendimiento de cada uno de los lodos probables, dependiendo de las respuestas obtenidas se concluye cual de los tipos de lodos tiene mayor probabilidad de éxito, a continuación se muestran los tipos de preguntas más adecuados, el número de preguntas puede variar dependiendo del tipo de operación que se desea realizar.

1. El lodo que ha seleccionado va en contra de las restricciones ambientales o empresariales?
2. Existencia de riesgos concernientes a la seguridad del personal, el impacto ambiental o la disposición adecuada de materiales peligrosos?
3. Están disponibles los materiales a un costo razonable en el área de perforación?
4. Existe apoyo técnico tanto de laboratorio como de asesores o técnicos en el campo, si se requiere?
5. Está el equipo de perforación preparado para manejar este tipo de lodo?. Lo relacionado con el control de sólidos, tanques de mezcla, hidráulica de las bombas, sarta de perforación.
6. Se podrá utilizar el mismo lodo en más de un intervalo del hueco? Si no es así, se podrán usar otros tipos de lodos más eficazmente para intervalos múltiples?
7. Es aceptable este tipo de lodo para completar el pozo?
8. El cambio de lodo presentará problemas en la operación?
9. Se necesitará un espaciador?
10. Habrá daño en el yacimiento por la filtración de los lodos o habrá perjuicio para la productividad del mismo?. Se necesitan de estudios o pruebas adicionales para determinar este factor?
11. El lodo seleccionado permite la evaluación del pozo, tanto para la perforación como para las operaciones posteriores? Relacionado con estudios de fósiles y muestras de aceite, análisis de corazones, registros eléctricos, muestras con cable o pruebas “drillstem” y de producción.

12. El lodo seleccionado se podrá usar para el corazonamiento, o se necesitará de un fluido especial para dicho fin?

A continuación se muestra en la *Figura 73* en la cual se escogieron unas preguntas relacionadas con la perforación de la primera sección del pozo COL-V1

Figura 73. Lista de chequeo final sección 1

OBSERVACIONES		
Aumento contenido de sólidos, Monitorear PH, Control peso de lodo, según ventana de lodos, usar productos para el manejo de pérdida de circulación de grano fino a medio		
Molitoreo equipo de control de sólidos		
Material de control de filtrado, Cascaras de Nuez, Mica, Papel desmenuzado, Fibras de Celulosa		

SECCIONES DEL POZO			COD LODO
TOPE FT	BASE FT		
0	125		6

LISTA DE CHEQUEO	
IMPACTO AMBIENTAL BAJO?	SI
CAMBIO DE TIPO DE LODO SIN PROBLEMAS?	SI
ES FACTIBLE USARLO PARA TODO EL POZO?	NO
COSTO BAJO DEL LODO?	SI
EVITA DAÑO DE FORMACION?	NO
EL LODO ESTA PREPARADO PARA COMBATIR LOS SIGUIENTES CONTAMINANTES?	
ARCILLA	NO
FORMACIONES PERMEABLES, FRACTURADAS, PRESENCIA DE ARENAS	NO

PROBABILIDAD ÉXITO		
LODO	%	%FIN
Agua con: soda cáustica, sólidos perforados, bentonita	3	37,50
Agua con: bentonita, lignosulfonato, lignito, cáustica	6	37,50

PROBABILIDAD DE ÉXITO	
37,50	%

Como se puede apreciar, para esta sección fue seleccionado el lodo identificado con el **numero 6** (Agua con: bentonita lignosulfonato, lignito, caustica), ya que según la lista de chequeo final es el de mayor probabilidad de éxito en esta etapa.

4.12.1. Establecer condiciones operativas

En esta sección se hace un análisis de la ventana operacional mostrado anteriormente y se define los intervalos de densidad más aptos a ser operados. Concluyendo lo siguiente:

Figura 74. Densidad de Trabajo primera sección - COL V1

SECCIONES DEL POZO		COD LODO	Min lb/gal	Max lb/gal
TOPE FT	BASE FT			
0	1226	6	9,4	9,9

Siguiendo la metodología anteriormente mostrada para la **sección 1** se trabajaron las otras secciones obteniendo los siguientes resultados (*Tabla 31*).

Tabla 31. Resultados Metodología de Selección Fluido de Perforación

Desde(ft)	Hasta(ft)	Tipo	Lb/gal	Filtrado(c/c)	Cal (lb/bbl)	% Aceite	pH	Viscosidad Plástica (cp)	Viscosidad de Em-budo (s/ctgl)	Sólidos (%)	Sedimentos 1/32in
0	1226	CONVENCIONAL: Agua con: bentonita, lignosulfonato, lignito, soda caustica	9.4 - 9.9	5 - 6			11.5	25-27	55-60	10	0.5 - 1
1226	2482	CALADO Agua con: Bentonita, Cal y Almidón	9.4 - 11	3 - 5	3-5		11.5	18-27	55-65	10	0.5 - 1
2482	4674	CALADO Agua con: Bentonita, Cal y Almidón	8.8 - 10.7	3	3-5		11.5	18-27	50-60	5	0.5 - 1
4674	5550	CALADO con bajo contenido de solidos, Agua con: Bentonita, Cal y Almidón	8.6 - 9.4	3	3-5		11.5	25	50-60	2 - 4	0.5 - 1

4.13 PRUEBA PILOTO RECOMENDADA

La prueba piloto consiste en un ejemplo o un prototipo a escala menor con el fin de estudiar los resultados, sacando conclusiones acerca de lo que podría acontecer en el sistema global de fluidos de perforación, si este fuese tratado con un sistema de aditivos en especial.

Para efectos de pilotos se toma:

- 1 gramo = 1 libra
- 350 ml = 1 bbl (42 galones).

Por lo general se requieren hornos rotatorios y celdas de lodo para realizar las pruebas mencionadas. Un conjunto portátil de pruebas de lodo también se requiere para que el ingeniero verifique las muestras y realice las pruebas en el campo¹⁸.

Los ejemplos más comunes que existen para las pruebas son los siguientes:

1. Probar varias cantidades del aditivo “X” en un lodo base, con el fin de ver cuál concentración en libras por barril es la correcta, relacionada con el aditivo “X”.
2. Hacer una prueba de varios aditivos; “X”, “Y”, “Z” de un tipo muy parecido o similar, para observar cuál aditivo tiene mejor desempeño y sea el más económico.
3. Hacer pruebas de varias alternativas para dar solución al problema, con el fin de ver cuál químico será el más efectivo en esta operación.
4. Hacer una evaluación de los efectos del lodo con el tiempo, a una temperatura constante, para observar el comportamiento del lodo a esa temperatura.
5. Hacer una evaluación de los efectos de la temperatura en un período constante de tiempo, con el fin de ver en qué momento el lodo se vuelve inestable.
6. Hacer una evaluación de aumentar la densidad del lodo a varios pesos, para determinar que adición máxima de barita tolerará el lodo en cuestión.
7. Hacer una evaluación del efecto de un contaminante anticipado, y así ver los efectos del mismo en el lodo en cuestión o los resultados de un influjo.
8. Hacer una evaluación de diluir el lodo con agua o aceite (según el caso), y así determinar si el lodo se asienta o se necesita adicionar gelificante después de la dilución.

¹⁸EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS, Manual de Fluidos de Perforación, 1994

9. Se necesita hacer una prueba en blanco. La muestra en blanco es idéntica a la muestra de la prueba piloto, pero no contiene el aditivo “X”, o no ha padecido los efectos rigurosos de calentamiento o de añejamiento como en la prueba piloto.

4.14 SARTA DE PERFORACIÓN

4.15 OBJETIVO

Seleccionar la cantidad y posición de las tuberías de perforación, extra pesada y lastrabarrenas así como los demás componentes del aparejo de fondo (martillos, estabilizadores, motores de fondo, etc).

La Información requerida para realizar este diseño es la siguiente:

- Trayectoria del pozo
- Gradientes de presión de poro y fractura
- Programa de densidades de los fluidos de control
- Especificaciones de tuberías (de Perforación, extra pesada, lastrasbarrenas, etc)
- Especificaciones de los componentes del aparejo de fondo

4.16 PROBLEMAS OPERATIVOS COMUNES

4.16.1. Lodos de bajo peso - limpieza del hueco

Unos de los problemas más comunes que existe alrededor de los lodos de bajo peso es su capacidad de transporte. La capacidad de transporte en los lodos livianos

es principalmente función del punto de cedencia. Por lo general la indicación de falta de limpieza en el hueco es el torque, el arrastre, el relleno o amagos de la tubería a pegarse. Muchos técnicos no interpretan bien esta indicación y lo consideran como una necesidad de reducir la pérdida de filtrado e inician el tratamiento químico. El tratamiento químico para reducir la pérdida de filtrado también reduce el punto de cedencia y por lo tanto afecta la capacidad de transporte. Si no se le da una interpretación adecuada a esta indicación, el problema por lo general se empeora.

4.16.2. Lodos de peso intermedio - Control de sólidos

Un problema común que tiene que ver con los lodos de peso intermedio, en especial los que clasifican dentro del rango de 12 a $13lpg$, es el del atascamiento, la pérdida de circulación y los altos costos en el tratamiento. A menudo dichos problemas tienen que ver con un exceso de sólidos. Los sólidos son difíciles de controlar al usar lodos de peso intermedio debido a la falta de equipo mecánico. Los desarenadores, desarcilladores y zarandas, se controlan cuando se trata de remover los sólidos indeseados en el lodo de peso bajo, o sea lodos que no contienen barita. El control de los sólidos en lodos pesados se logra mediante el uso de centrífugas o limpiadores de malla fina. No hay en el mercado equipo disponible para remover sólidos de los lodos intermedios o medianos ($10 - 13ppg$) a menos que se usen las zarandas. Por lo tanto, cuando se usa este lodo para perforar, se necesita utilizar químicos en grandes cantidades o el procedimiento de dilución para mejorar la situación. De igual manera, dicho lodo por lo general se usa como base para lodos de mayor peso para perforar secciones profundas del pozo después de haber colocado la tubería de protección. El uso de un lodo de una base mediocre con el fin de construir un sistema de alto peso pudiera resultar en un incremento de los costos de tratamiento o en otros problemas, tales como la pérdida de circulación o pegas de tubería, etc.

4.16.3. Lodos de alto peso - Densidad equivalente de circulación

Una importante consideración al perforar con lodos de peso pesado es la de la pérdida de retorno. Los retornos se pierden cuando la densidad equivalente de circulación del lodo excede la presión de fractura de la formación intervenida. La densidad equivalente de circulación se define como el peso de lodo que sería equivalente a la presión hidrostática del lodo en el anular, más la presión que se requiere para mover el lodo hacia arriba por el anular, cuando se circula.

En el flujo laminar, la pérdida de presión en el anular es función de: la geometría del hueco, la tasa de flujo, la viscosidad plástica y punto de cedencia del fluido de perforación. La tasa de flujo normalmente se reduce a medida que el peso del lodo se incrementa. La viscosidad plástica y la cedencia también se reducen y se pueden controlar dentro de márgenes relativamente pequeños. Ambas propiedades se afectan por sólidos y por lo tanto se debe dar atención tanto a la cantidad como al tipo de sólidos a utilizarse en el sistema de lodos.

4.16.4. Contaminación de cemento

El cemento casi siempre produce un efecto nocivo en un sistema de lodos. Generalmente se introduce en el sistema de lodos en el momento de colocar el revestimiento. Si la contaminación es lo suficientemente severa, el lodo se convertirá en un sistema con un alto contenido de cal y podrá indirectamente complicarse si las temperaturas se incrementan dentro del sistema. En la mayoría de los casos la alta viscosidad o el incremento en la pérdida de fluido que resultan de la floculación de dichas arcillas que se presentan en el lodo. El procedimiento normal para tratar la contaminación de cemento es la de la precipitación mediante el tratamiento con químicos. Algunas veces la dilución o la reconstrucción del sistema se hace necesaria (con bicarbonato de sodio).

4.16.5. Control de pozos

Saber detectar, controlar y eliminar surgencias durante las maniobras en pozo (durante la perforación o trabajos de mantenimiento) es importante para minimizar riesgos y costos.

Las surgencias durante las maniobras en pozo se pueden dar por:

- Fallas
- Anticlinales
- Domos salinos
- Lutitas masivas
- Zonas sobre-presionadas
- Zonas agotadas

Figura 75. Surgencia de pozo.



Fuente: www.clarin.com

La detección de las surgencias debe ser un trabajo en equipo, en el cual todos los trabajadores del pozo(ingenieros, supervisores y operarios) deben estar alerta a

las señales previas que se manifiestan durante las maniobras en pozo. algunas de estas son :

- Variaciones en la velocidad e penetración.
- Cambios en la forma, tamaño y cantidad de recortes.
- Aumento del torque de rotación.
- Aumento en el arrastre.
- Desmoronamiento de arcillas.
- Aumento en el contenido de gas.
- Variaciones en el exponente “D” normal.
- Aumento de la temperatura en la línea de salida.
- Disminución de la densidad de las arcillas.
- Aumento en el contenido de cloro.

Cabe recalcar que todas estas manifestaciones se dan al mismo tiempo, pero cualquier variación anormal debe ser informada al superior inmediato para la toma de decisiones.

Surgencias y Reventones

Una surgencia es simplemente el desplazamiento del fluido en el tope del pozo por un influjo no deseado de fluido de formación. Una surgencia no debe ocurrir si la presión hidrostática del fluido en el pozo excede ligeramente a la de la presión de formación, y un reventón es una surgencia descontrolada¹⁹.

Tamaño de la surgencia

¹⁹Manual WELL CONTROL SCHOOL, capítulo 4, pag 2,2003

²⁰Es importante recordar que cuanto más tiempo se tarda en reconocer una surgencia y e iniciar los procedimientos de control tanto mayor será la surgencia y mas difícil su control. Cuanto mayor la surgencia, mayor la presión en el *casing*. Unas cuantas reglas generales determinan la máxima presión esperada.

Estas son:

- La presión en el *casing* aumenta con la magnitud y tamaño de la surgencia.
- Las presiones de formación y de circulación aumentan con la profundidad del pozo.
- La presión de circulación aumenta con el aumento de la densidad del fluido.
- Las presiones en superficie son más bajas con surgencias de agua salada y aumentan con las surgencias de gas.
- El método de control de pozo afecta la presión en superficie. Aumento de la densidad del fluido en el pozo antes de circular podría ayudar a minimizar la presión del *casing* en superficie.
- La migración de gas mientras el pozo está cerrado puede aumentar las presiones de superficie acercándolas a la presión de formación.
- Los márgenes de seguridad y la densidad adicional en el peso del fluido de control durante las operaciones de control pueden causar mayores presiones de circulación.

Procedimiento de cerrado

²¹Una vez que se haya detectado una surgencia, el pozo debe ser controlado de acuerdo a los procedimientos correctos. Los procedimientos de cierre requieren de

²⁰Manual WELL CONTROL SCHOOL, capitulo 4, pag 10,2003

²¹Manual WELL CONTROL SCHOOL, capitulo 5, pag 3,2003

sentido común. Durante momentos emocionantes o de emergencia, debe existir mucho control y disciplina en la plataforma del equipo. Las ejercitaciones, los procedimientos planificados y mucha supervisión son las claves para controlar un pozo con éxito. Una vez que se haya detectado una surgencia, el pozo debe ser cerrado lo más pronto posible. Las razones para el cierre del pozo son:

- Para proteger al personal y al equipo de perforación
- Para evitar el ingreso de fluidos de formación en el pozo
- Para permitir que se determinen las presiones de cierre
- Para proveer la oportunidad de organizar el procedimiento de controlar o ahogar el pozo

Los procedimientos de cierre pueden variar de manera considerable, dependiendo de las políticas de la empresa, el tipo de equipo, y la cantidad de personas de la dotación. Sin embargo, los puntos básicos sobre el cierre de un pozo son los mismos y no cambian. Debe cerrarse un preventor para detener el flujo. Existe discusión sobre cual es el método más apropiado, el cierre duro o el cierre blando, o una modificación de cualquiera de los dos métodos. No es la intención de este manual abogar por ninguno de los métodos. Todos los pozos son diferentes y los procedimientos deben ser seleccionados, difundidos, conocidos y practicados de acuerdo a cada pozo o actividad en particular.

Control de flujo

²²Un control de flujo consiste en observar un pozo con las bombas detenidas para determinar si es que está fluyendo. Algunas veces los controles de flujo son llevados a cabo como política de norma de la empresa, quizá antes de levantar la tubería del fondo, en el zapato de la tubería de revestimiento, o antes de quitar los portamechas.

²²Manual WELL CONTROL SCHOOL, capítulo 5, pag 3,2003

También son llevadas a cabo según el juicio del perforador debido a cambios en los parámetros de perforación, o a pedido de los supervisores, el ingeniero de lodos, o los miembros del personal que noten indicaciones de una surgencia. Los controles de flujo son llevados a cabo por medio de la observación directa, usando sensores de flujo, o de manera volumétrica. Si el pozo está fluyendo, los procedimientos de cierre deben iniciarse de inmediato.

Procedimientos generales para el control de flujo

Procedimiento durante la perforación:

1. Alerte al personal
2. Levante la herramienta hasta que la unión de la cupla quede sobre el nivel del piso del equipo
3. Pare la mesa rotary
4. Shut off pump
5. Observe el pozo: vea si está fluyendo

Procedimiento durante la maniobra:

1. Alerte al personal
2. Fije las cuñas de modo que la última cupla la sarta quede en el nivel normal de trabajo sobre la plataforma de trabajo.
3. Instale una válvula de seguridad de pasaje pleno, abierta.
4. Observe si el pozo está fluyendo

Reacondicionamiento de pozo

²³Las operaciones de reacondicionamiento cubren una amplia variedad de actividades incluyendo rehabilitación/repación, cable de acero, extracción de la tubería junto con las varillas de succión, intervención en un pozo con presión, terminaciones, perforaciones, etc. En pocas palabras, las operaciones correctivas se clasifican como cualquier operación que se lleve a cabo después de que el pozo ha sido perforado, incluyendo a las actividades de taponamiento y de abandono del pozo.

La decisión de trabajar en un pozo luego de la terminación inicial se basa en varios factores. El factor económico juega un papel crucial para determinar si un pozo merece trabajos correctivos para reparar o mejorar el rendimiento, o para taponarlo y abandonarlo. Si el pozo tiene la suficiente cantidad de petróleo, una operación correctiva es usualmente llevada a cabo.

Las operaciones de rehabilitación o reparación deben ser planificadas y llevadas a cabo considerando los siguientes puntos:

1. Cumplimiento con las regulaciones
2. Seguridad
3. Impacto al medio ambiente
4. Respeto por una fuente natural vital

²⁴Existen muchas razones por las que se efectúan trabajos en los pozos después de completarlos. Esto produce las muchas complejidades que pueden desarrollarse durante un trabajo de rehabilitación o reparación. La planificación apropiada de antemano y el sentido común en el sitio son invaluable para la seguridad de aquellos involucrados durante la operación. Aún las operaciones correctivas de

²³Manual WELL CONTROL SCHOOL, capítulo 13, pag 2,2003

²⁴Manual WELL CONTROL SCHOOL, capítulo 13, pag 3,2003

rutina pueden ser peligrosas. Esta sección ha sido preparada con esto en mente y esperando que sea de utilidad para cualquier persona involucrada en la planificación o puesta en marcha de las actividades correctivas. Las operaciones correctivas más comunes se discuten en este capítulo, a su vez este capítulo no puede abarcar todas y cada una de las varias operaciones que se pueden llevar a cabo.

5. CONCLUSIONES

- Este trabajo constituye una guía con conceptos básicos que permitirán a los estudiantes de la carrera de ingeniería petróleos tener mayores conocimientos dentro de la rama de fluidos de perforación.
- Se pudo concluir que la metodología desarrollada tiene un rango de aplicabilidad muy amplio acorde a los diferentes efectos que se pueden presentar al momento de evaluar una formación dada.
- La coordinación para realizar y poner en práctica la realización de un proyecto como es el de perforar un pozo, necesita de tener una planeación adecuada y a la vez lo más sistemática posible.
- Es importante estudiar y comprender los conceptos geología e hidráulica básica en el ámbito del manejo de fluidos de perforación, para entender cada uno de los fenómenos que puedan alterar la eficacia con la que se perfora (como la eficiente de limpieza del pozo, contaminación de lodo, reacción de las arcillas, entre otros) todo esto para mejorar y optimizar el proceso de la perforación, lo que se traducirá en la reducción de tiempo y de costos.
- A través de esta guía se recalcó la importancia del análisis para entender las metodologías de diseño y elección en fluidos de perforación y para mejorar la asimilación de esta metodología, se desarrolla la selección del tipo de fluido de aplicado a la perforación del pozo *COLORADO V1*.
- Es de vital importancia el aprovechamiento de los datos de perforación pasados obtenidos a través de el estudio de los pozos de correlación.

- Se debe tratar de obtener lo mas actualizado posible los datos de gradientes de formación y de fractura al momento de la elección de un tipo de fluido de perforación.
- Cabe concluir que a pesar de que se tenga un programa operativo existen otros factores que pueden presentarse por eso es recomendable tener un plan de reacción a estos inconvenientes imprevistos.
- Se pudo constatar que la Formación Mugrosa del Campo Colorado a sufrido un cambio bastante fuerte en sus valores de gradientes de formación y fractura, por la tanto se debe tener especial atención en los datos de las propiedades de los pozos correlación ya que pueden haber cambios notorios y no aplican para este nuevo pozo.

6. RECOMENDACIONES

- Masificar y crear una cultura de planificación en los estudiantes que permita la implementación de metodologías como son la (VCD), Visualizar, Conceptualizar y Definir , (FEL) Front End Loading.
- Conformar grupos de estudios interdisciplinarios a partir de los Centros de Investigación en los cuales se realicen trabajos para el diseño de software libres a escala de pregrado.
- Con el fin de disminuir el grado de incertidumbre o error, en la selección del fluido de perforación, es fundamental realizar la evaluación con datos de gran calidad y que sean representativos a la zona de estudio.
- El CEC es un campo que no posee datos actuales de la presión de sus arenas (2007), lo cual genera una alta incertidumbre al momento de aplicar la metodología y en la toma de decisiones .
- Incluir en la temática de la asignatura de todos el diseño del fluido de perforación para diferentes opciones en la perforación de campos en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2012
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, USA, 2008
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits. *API RP 7G*. 2000
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. *API RP 13B-2*. 2005
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. *API RP 13B-1*. 1997
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Drill Pipe. *API 5D*. 2002
- AMOCO PRODUCTION COMPANY. Drilling Fluid Manual. 2010
- BAKER HUGHES. Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, USA, 1998
- BAROID A HALLIBURTON COMPANY. Manual de fluidos. Houston, USA, 2000.
- BLANK, Leland T. y TARQUIN, Anthony. Ingeniería económica. Traducido por Gladys Arango Medina. 4 Ed. Bogotá D.C.: McGraw-Hill, 1999.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED); Asociación civil, Filial de Petróleos de Venezuela S.A. Manual de fluidos de perforación. PDVSA. Primera versión, agosto, 2002

- CORREA J. Fabio R. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga 2008.
- ECOPETROL. Manual de Perforación. Bogotá, Colombia 1994.
- FAJARDO MOLINA, Adrian y RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ, Carlos. Factibilidad del uso del almidón de plátano como aditivo para lodos de perforación. Tesis de grado. Colombia, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007.
- GARCIA Mario. UMAÑA Ricardo .Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. ANH 2009
- GERBERT. Van der Weijde. Front-End Loading in the Oil and Gas Industry. 2008
- H.C.H. Darley, GRAY G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Houston, USA, 1988
- Información Técnica Campo Escuela Colorado, CALVETE, F. 2007.
- INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS. Drilling Manual. Houston, USA, 200
- M-I & SWACO. Drilling Fluids Engineering Manual [Manual de Ingeniería de fluidos de perforación]. Versión 2.0. Houston, Texas, 2001.
- MI-SWACO. Manual Técnico Fluidos de Perforación. Guatemala 2010
- MORALES S. Ariadna G. Optimización de los tiempos de perforación de un pozo de desarrollo mediante el análisis de pozos de Correlación. México, 2008
- NIÑO G. GUIO J, Estudio de la factibilidad del uso de la resina de plátano como agente controlador de filtrados biodegradable en lodos de perforacion base agua, UIS 2013.

- NORSOK STANDARD. Drilling and Well Operations, Oslo, Noruega. 1998
- PEMEX. Diseño de la Perforación de Pozos. Ciudad del Carmen, México, 2003
- RENDON M. Ulisses. Tecnología de la Perforación y terminación no convencional. 2013
- ROBERT. D. Grace. Blowout and Well Control Handbook. USA, 2003
- RODRIGUEZ BERMUDEZ, Eliserio. Guía de laboratorio de lodos y cementos. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007.
- SAUDI ARAMCO. Drilling Manual. Arabia Saudita. 2006
- SCHLUMBERGER. Oil Field Review. El manejo de la presión durante las operaciones de perforación. 2011
- SCHLUMBERGER. Oil Field Review. Fundamentos de Fluidos de Perforación. 2013
- STEVE DEVERUX. Practical Well Planning and Drilling Manual. Oklahoma, USA, 1998
- TELLEZ R. Wilson E. VILLAREAL R. Roberto José. Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, Colombia 2008
- UNAM, Facultad de Ingeniería. Proyecto Terminal de Perforación. México D.F, México. 2005
- YVES B. SULLIVAN G. Karen. BARTMAN Bob. Las Presiones de las operaciones de perforación y producción. Schlumberger. 2005