



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA.
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**PERFORACIÓN DE UN POZO HPHT: PACHE 13 UNO DE LOS
POZOS MÁS PROFUNDOS DE LA REGIÓN SUR DE MÉXICO.**

TRABAJO PROFESIONAL.

**QUE CON LA OPCIÓN DE TITULACIÓN POR TRABAJO
PROFESIONAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

JOSÉ MANUEL GÓMEZ SÁNCHEZ

AVAL

JOSÉ AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL.



MÉXICO D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA

ABRIL DEL 2014

Agradecimientos.

A Dios.

Agradezco por darme la oportunidad maravillosa de la vida, por permitirme dejar y llegar a ser lo que soy, por darme la fortaleza para luchar en la vida y por la dicha de ver culminados y alcanzados cada uno de estos logros.

A mis Padres

Mi eterno agradecimiento por haberme llenado de cariño incondicional, por haberme forjado lleno de valores y principios, por enseñarme lo que es la familia, gracias por el apoyo y confianza total que en mí depositaron y que este logro que hoy alcanzo sé que es completamente suyo también. Gracias, gracias porque todo esto me permitió vencer los obstáculos que se me han presentado y que me han permitido salir adelante en la escuela de la vida.

A mis hermanos.

Meche, Marco, por la bonita infancia que juntos tuvimos y que como familia nos hicieron crecer.

A mis tíos, Lupe y Lupe.

Gracias por haberme permitido ser parte de su familia durante todo este tiempo y por toda la hospitalidad que de ustedes recibí.

A mi esposa.

Celeste, gracias por todo el amor incondicional que me has dado, gracias por todos los momentos buenos y malos que hemos pasado y que nos han permitido crecer juntos, gracias por demostrarme la importancia y la fuerza de tu compañía, gracias porque contigo he aprendido y disfrutado de la vida, gracias porque contigo he formado la familia que he deseado y gracias, muchas gracias por haberme dado la dicha de recibir el regalo más valioso que pude haber recibido; mis hijas Brisa , Isabel y Astrid.

A mis hijas:

Brisea Michell, gracias porque con tu llegada fortaleciste mi existencia y renuevas día a día mi ímpetu por luchar para dar lo mejor de la vida, gracias por hacerme recordar en todo momento la importancia del ejemplo y la necesidad de trabajar fuertemente por ustedes y hacerme

sentir que soy el faro que las guía, pero muchas gracias porque en tí veo el reflejo que me hace reflexionar y detenerme a pensar la consecuencia de mis actos

***Isabel,** gracias porque contigo disfrutamos momentos inimaginables, gracias porque nos hiciste valorar lo maravilloso que puede ser el simple hecho de saber que estas ahí, gracias porque me demostraste que siempre se lucha hasta el final y me enseñaste la importancia de lo que puede significar un instante en la vida. Porque desde antes de que llegaras ya te amábamos y a pesar de que físicamente ya no estés te seguimos amando cada día más y porque sabemos que siempre estarás con nosotros.*

***Astrid,** gracias porque tu llegaste a colmarnos de felicidad y fortaleza cuando más lo necesitábamos, gracias por mostrarme día a día el poder de una caricia y la importancia de trabajar fuertemente para que jamás desaparezca de tus ojos ese inexplicable brillo de dicha y felicidad con la que nos alimentas diariamente, gracias por hacerme sentir la necesidad de guiarte y protegerte y saber que a pesar de todo una simple sonrisa será la mejor recompensa que pueda tener.*

A mi abuelito

Gracias porque me enseñaste y mostraste con el ejemplo que la voluntad de un hombre no se resquebraja ni con el peso de los años, pero sobre todo gracias por me demostraste la fortaleza y convicciones con las que se debe enfrentar la vida.

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

Mi alma mater por haberme permitido ser parte de esta maravillosa institución y darme la oportunidad de haber logrado mi formación profesional en sus aulas.

*Mi eterno agradecimiento a la **Facultad de Ingeniería** por la enorme enseñanza que en mí cultivo y que me han permitido caminar en el duro camino del trabajo profesional.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.	vi
ABSTRACT	viii
INTRODUCCIÓN.	ix
1 CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES	1
1.1 Localización.....	1
1.2 Objetivo del pozo.....	2
2 CAPÍTULO II: INFORMACIÓN GEOLÓGICA	3
2.1 Mapa estructural.....	3
2.2 Estratigrafía regional.....	4
2.3 Columna geológica.....	5
3 CAPÍTULO III: CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA LA PLANEACIÓN.	8
3.1 Premisas para la planeación del pozo.....	8
3.2 Problemática del Campo Pache	8
3.2.1 Inestabilidad de la formación asociado a planos de debilidad producto de fallamiento geológico.....	9
3.2.2 Modelo de geopresiones.	14
3.2.3 Perfil direccional	15
3.2.4 Diseño de tuberías de revestimiento.....	16
3.2.5 Perforabilidad complicada en la etapa de 8 ½"	16
3.2.6 Limitaciones hidráulicas.....	16
4 CAPÍTULO IV: PROGRAMA DE PERFORACIÓN	19
4.1 Planeación de un pozo profundo.....	19
4.2 Geopresiones	20
4.2.1 Etapa de 17 ½"	20
4.2.2 Etapa de 12 ¼"	20
4.2.3 Ventana de geomecánica.....	21
4.3 Asentamientos críticos de tuberías de revestimiento	23
4.3.1 Etapa de 17 ½"	23
4.3.2 Etapa de 12 ¼"	23

4.4	Estado mecánico programado.....	25
4.5	Plan direccional.....	26
4.6	Fluidos de perforación.....	29
4.6.1	Densidad del lodo de perforación.....	29
4.6.2	Propiedades del fluido de perforación.....	30
4.7	Barrenas.....	31
4.8	Sartas de perforación.....	33
4.9	Tiempos programados.....	33
4.9.1	Pozos de correlación.....	35
4.9.2	Tiempos por actividad.....	37
4.9.3	Programa de tiempos.....	38
4.10	Equipo de perforación.....	39
5	CAPÍTULO V: EJECUCIÓN DE LA PERFORACIÓN.....	40
5.1	Perfil direccional.....	40
5.2	Geopresiones.....	43
5.3	Fluidos.....	45
5.4	Barrenas.....	46
5.5	Sartas de perforación.....	48
5.5.1	Etapa de 17 ½”.....	48
5.5.2	Etapa de 8 ½”.....	50
5.6	Tiempos.....	53
5.6.1	Distribución de tiempos productivos y no productivos.....	53
5.6.2	Distribución de tiempos productivos por actividades.....	53
5.7	Estado mecánico programado vs real.....	55
6	CAPÍTULO VI: PROBLEMÁTICA Y SOLUCIONES DURANTE LA PERFORACION.....	56
6.1	Problemática observada.....	56
6.2	Perdida de circulación total en etapa de 17 ½”.....	56
6.3	Desgaste y daño del cabezal de la tubería de 13 3/8”.....	57
6.4	Perforación de la fase de 8 ½”.....	61
6.4.1	Alineación del equipo de perforación.....	61
6.4.2	Protectores de tubería de revestimiento – NRP.....	61

6.4.3	Centralización de TP con cabeza rotatoria – Snubbing.....	62
6.4.4	Rediseño de la sarta de perforación.	64
6.5	Profundización del pozo.....	66
6.5.1	Análisis de riesgo.....	67
6.5.2	Reingeniería de la perforación.....	68
7	CAPÍTULO VII: ANÁLISIS DE TIEMPOS.....	70
7.1	Evaluación de los tiempos del pozo.....	70
7.2	Áreas de oportunidad.	72
8	CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES	73
9	BIBLIOGRAFÍA.....	75

RESUMEN.

La historia de la perforación de pozos petroleros ha generado una importante cantidad de información y experiencias que con el paso del tiempo se ha conjuntado para crear metodologías, definir procesos y generar tecnologías que contribuyan al resultado exitoso del cada vez más complejo proceso de perforación de pozos. Sin embargo, a pesar de que esta actividad tiene una larga historia y un constante proceso de mejoramiento continuo enfocado en la búsqueda de mejores soluciones y optimización de la perforación, es muy común tener en la realidad que en un gran número de casos ningún pozo se parece a otro, esto a pesar de aplicar los mecanismos y procedimientos definidos para cada una de las fase de la perforación, es recurrente tener pozos con problemáticas en ocasiones totalmente diferentes y comportamientos en la perforación muy distintos a pesar de que hablemos de pozos que se encuentren en un mismo campo y en ocasiones a pocos metros uno de otro.

El cumplimiento de un programa de perforación es afectado de manera positiva o negativa por una enorme cantidad de variables, muchas de las cuales en ocasiones no están dentro de nuestros controles, sin embargo, algunas de estas variables o la combinación de algunas de ellas puede propiciar escenarios negativos para la perforación y es justamente en este ámbito en donde el ingeniero de perforación de pozos debe aplicar todo su conocimiento y habilidades y que en conjunto con todas las áreas de apoyo a la perforación analizara cada situación particular y determinara así la posibilidad de continuar, ajustar o cambiar en el plan de perforación.

En este trabajo no se pretende mostrar los detalles particulares de la ingeniería de perforación o un programa de perforación como tal, sino más bien resaltar las consideraciones adicionales que se tuvieron que tomar para la planeación y perforación de este pozo, los análisis realizados para interpretar la problemática que se presentó y la reingeniería aplicada para solventar estas dificultades durante la perforación. La filosofía de este planteamiento tiene como objetivo aplicar las teorías más básicas para entender el origen de la problemática de la perforación y estar con ello en capacidad de hacer un planteamiento sencillo para la implementación de alternativas viables de solución. La intención es mostrar como la aplicación del proceso de la perforación, su análisis previo, seguimiento estricto de la operación y el entendimiento de la problemática permite tomar decisiones acertadas en tiempo y forma y así hacer posible que los resultados se mantenga dentro del plan establecido para los tiempos, costos y construcción del pozo. En la perforación de pozos profundos una decisión de continuar o no la perforación por alguna condición en particular, impacta fuertemente a los tiempos totales del pozo, ya que suspender la perforación y hasta que se reinicia nuevamente esta pueden transcurrir varios días.

El énfasis que se pretende dar es el de mostrar de cómo toda problemática bien analizada y comprendida así como un análisis de riesgo acertado permitirá tomar las mejores decisiones y

definir planes específicos que evitaran que se interrumpa alguna actividad en plena ejecución por cambio de programa por no haber analizado o considerado alguna de las posible alternativas.

ABSTRACT.

The history of drilling oil wells has generated an enormous quantity of information and experiences that, over time, they have been accumulated to create methodologies define processes and generate technologies that contribute to successful results in a very challenging and complex process of the drilling wells. Nevertheless in spite of the large activity, long history and the continuous improvement focus on the search of new and better solutions for the drilling process, it is very common to found some cases in which the wells are not similar between each other and even using the same mechanisms and procedures for each phase of the drilling, is common to have wells with totally different problems and behaviors in the same field and sometimes, just a few meters of distance of each other.

The accomplishment of a drilling program is affected in a positive or negative way by an enormous quantity of variables, some of them are incontrollable. Some of these variables or the combination of them can cause negative scenarios for the drilling process and it is exactly in this situation when the drilling engineer must apply all his knowledge and skills, and supported by all the areas, he will analyze every particular situation to determine the possibility of continue, adjust or change the drilling plan.

The aim of this job is not to present the particular details of the drilling engineering or a drilling program, the main objective is to highlight the additional considerations that were took to plan and drill this well, the analysis developed to interpret the problematic that showed up and the re-engineering applied to solve this difficulties during drilling operations. The philosophy of this work has the aim to apply the most basic theories to understand the root of the problematic of the drilling and be prepared and capable to develop a simple plan for the implementation of several viable alternatives. The intention is to show how the application of the drilling process, the previous analysis, the strict monitoring of the operations and the understanding of the problematic allows taking the correct decisions in time and achieve the results that keep the plan between the established times, costs and construction of the well. When drilling of deep wells, the decision of stopping or continue the drilling due to some particular condition, affects tremendously the total schedule of the well because when the drilling stops and until it is resumed, several days may pass.

This work make an emphasis on showing how each problematic is well analyzed and understood, so as an extended analysis of the risks will allow to take the best decisions and define specific plans that will avoid that some activity will be interrupted in the middle of the execution for some change in the program caused by not taking into account some possible alternatives.

INTRODUCCIÓN.

La explotación petrolera a nivel mundial ha tenido venido evolucionando hacia perforaciones cada vez más complejas, esto en gran medida obedece a que los yacimientos someros y fácilmente alcanzables ha reducido su productividad, ello sin duda obliga a la industria petrolera a buscar alternativas a profundidades mayores en la búsqueda de los hidrocarburos, sin embargo, estas profundidades demandan entre muchas cosas análisis cada vez más complejos, diseños de pozos robustos, demanda tecnológica para el uso de herramientas de adquisición de información capaces de soportar las condiciones extremas de presión y temperatura.

La Región Sur de México es conocida por ser una zona petrolera de enorme complejidad en la perforación de pozos, esto debido principalmente a la compleja geología que conforman sus campos, la profundidad a la que se tiene las zonas de interés de hidrocarburos y las condiciones de presión y temperatura que hay que enfrentar para alcanzar los objetivos de cada pozo. Por estas características muchos de los campos petroleros que se localizan en el Sur de México caen dentro de esta clasificación de pozos HPHT y es reconocido a nivel mundial la enorme complejidad de los pozos petroleros.

Es justamente este complejo escenario el que se busca analizar y determinar las mejores alternativas para la perforación, así como estar en capacidad de responder a todas las posibles soluciones a utilizar para el caso de tener escenarios no esperados, esto enfocado a tener planes de contingencia tentativos que logren reducir los tiempos y complicaciones de estas eventualidades y evitar que un evento no esperado provoque el cambio en el diseño del pozo o en el peor escenario la pérdida total del mismo.

La perforación de pozos petroleros es siempre una compleja combinación de gran número de variables que pueden impactar en el resultado final de manera positiva o negativa, en función de la capacidad que se tenga para poder interpretar y entender cada uno de estos factores involucrados. Si bien es cierto, el avance tecnológico a permitido la implementación de nuevas herramientas y tecnologías que han permitido mitigar mucha de la problemática de la perforación, estos avances tecnológicos ha resultado también en nuevos y refinados modelados geológicos que permiten precisar con mas certidumbre la columna geológica, estimar su posible comportamiento de esfuerzo y estabilidad y generar un perfil de geopresiones mas certero.

En este trabajo se menciona de manera general la planeación de la perforación de uno de los pozos HPHT más profundos de la Región Sur, se analizan las consideraciones adicionales tomadas para la conceptualización del diseño y se enfatizan la problemática que se presentó en la ejecución de la perforación y la manera de cómo se resolvieron estos evento no deseados. Todo esto se enmarca dentro de un ámbito donde se plantea y demuestra en todo momento que la aplicación de los conceptos básicos y fundamentales siguen siendo los mismos que se utilizaron desde los inicios de la perforación de pozos y son precisamente estos conceptos básicos y su correcto entendimiento lo que hace la diferencia entre una perforación exitosa y una con problemas.

Sin embargo, la aplicación de los principios básicos sigue siendo válida y se ha mostrado en muchas ocasiones que la tecnología no necesariamente resuelve todos los requerimientos que demandan estos tipos de pozos. Lo anterior no significa que no se deba seguir en la búsqueda de nuevas tecnologías y nuevos procedimientos enfocados a dar solución a nuestros problemas, justamente la condición de alta complejidad del pozo Pache 13 hizo necesario la aplicación de nuevas tecnologías y que en conjunto con un buen análisis y planes viables a ejecutar dieron por resultado la perforación de un pozo profundo en un tiempo record para este tipo de perforación.

1 CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

1.1 Localización.

La localización de desarrollo Pache 13 está ubicada geográficamente en el Campo Pache, al Noroeste de la ciudad de Villahermosa en el estado de Tabasco, municipio de Comalcalco, al Norte del Campo Cobra y al Este del Campo Bellota (figura 1.1). El campo Pache se localiza en el municipio de Cunduacán en la parte central del estado de Tabasco, aproximadamente a 6.6 km al NW de esta misma ciudad. Este pozo se perforará direccionalmente desde la pera del pozo exploratorio Pache 1 con un desplazamiento de 1000 m con un rumbo de N 07° E.

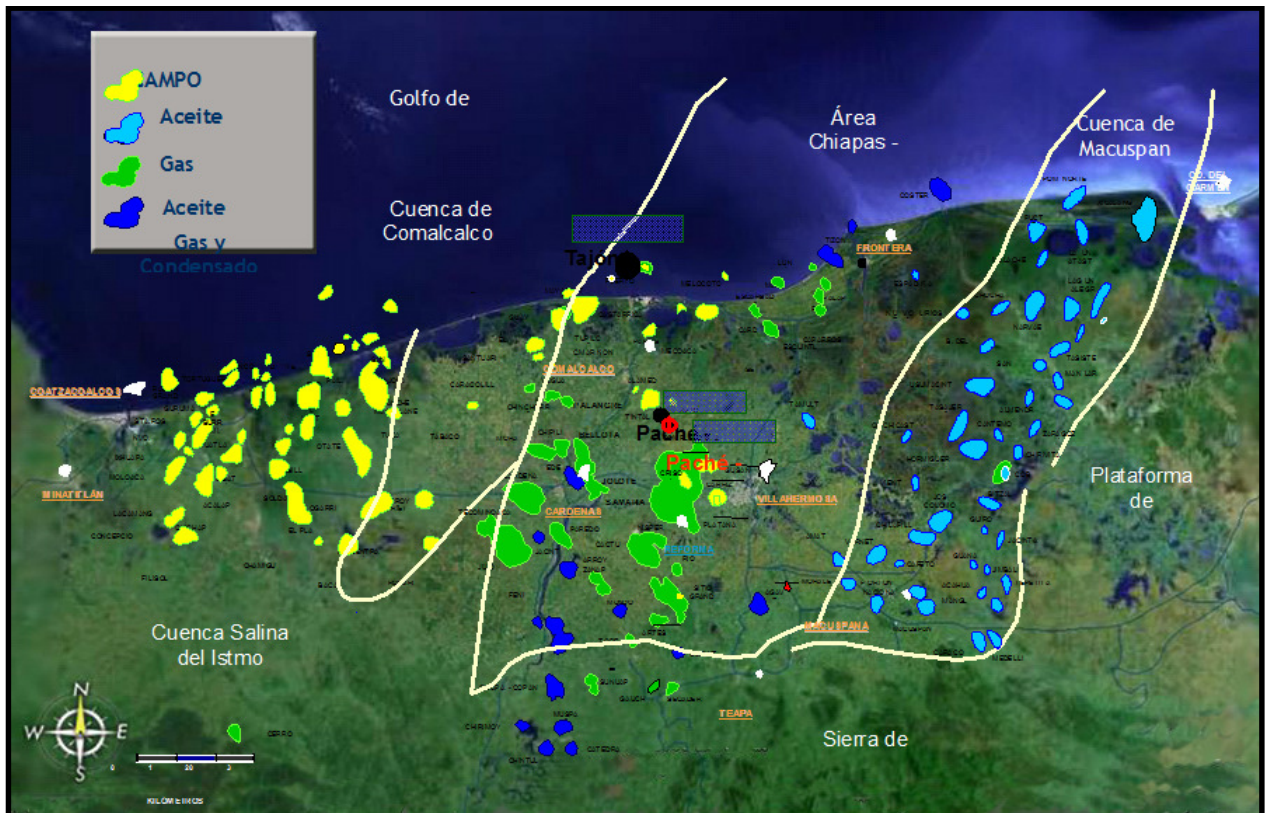


Figura 1.1. Localización del Campo Pache.

La referencia a nivel de superficie que se tiene tanto para el conductor y objetivos se muestra en la figura

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m)	12.00 m	
Altura de la mesa rotaria sobre el terreno (m)	8.0 m	
Coordenadas UTM del conductor	X= 475,627.845 m	Y= 2,000,428.61 m
Coordenadas geográficas del conductor	Lat.= 93° 13' 49.232"	Long.= 18° 5' 36.727"
Coordenadas UTM del objetivo: JKS	X = 475,680.0 m	Y = 2,001,460.00 m
Coordenadas UTM a la Profundidad Total	X = 475,680.0 m	Y = 2,001,460.00 m

Figura 1.2. Referencia geográfica de la localización del Pozo Pache 13.

1.2 Objetivo del pozo.

La perforación del pozo Pache 13 tuvo dos objetivos (figura 1.3), incrementar la producción comercial de hidrocarburos, en las rocas de calizas fracturadas y dolomitizadas del Cretácico Superior e Inferior (KS – KI) y como objetivo primario el obtener producción en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

	Programada (m.v.b.m.r.)	Programada (m.d.b.m.r.)	Real (m.v.b.m.r.)	Real (m.d.b.m.r.)
Profundidad Total	6820	7078	7003	7238
Objetivo Programado	Jurásico Superior Kimmeridgiano (6607 m.d.b.m.r.) / (6349 m.v.b.m.r.).			
Objetivo Alcanzado	Jurásico Superior Kimmeridgiano (7013 m.d.b.n.r.) / (6778 m.v.b.m.r.).			
Resultado	Se alcanzaron los objetivos geológicos programados.			

Figura 1.3. Referencia geográfica de la localización del Pozo Pache 13.

Los objetivos geológicos programados para el pozo Pache 13 fueron alcanzados y evaluados de acuerdo a los requerimientos establecidos en la visualización del proyecto. La diferencia que se tuvo fue que el objetivo primario del pozo JSK se localizó a una profundidad mayor a la estimada, razón por la cual fue necesario la profundización del pozo pero es de resaltar que a pesar de esta situación el pozo fue terminado en la geometría originalmente programada permitiendo con ello que la terminación y la evaluación del pozo se lograra ejecutar sin cambios relevantes o restricciones que limitaran la evaluación del pozo.

2 CAPÍTULO II: INFORMACIÓN GEOLÓGICA

2.1 Mapa estructural

La estructura principal del campo corresponde a un anticlinal asimétrico, alargado y limitado por dos fallas inversas con ligera inclinación NW-SE, casi N-S, sus flancos se inclinan al W y E, dividido en dos bloques, el primero que es donde se encuentra el pozo Pache 13, está limitado por dos fallas inversas con orientación N-S, teniendo como límite Norte una falla inversa, la cual divide a la estructura en dos bloques (figura 2.1.)

Estructuralmente, la localización Pache 13 se encuentra aproximadamente 765 más alto que el pozo Cobra 1 a nivel Cretácico Albiano-Cenomaniano y 125 m más bajo que el pozo Exploratorio Pache 1 (figura 2.2.)

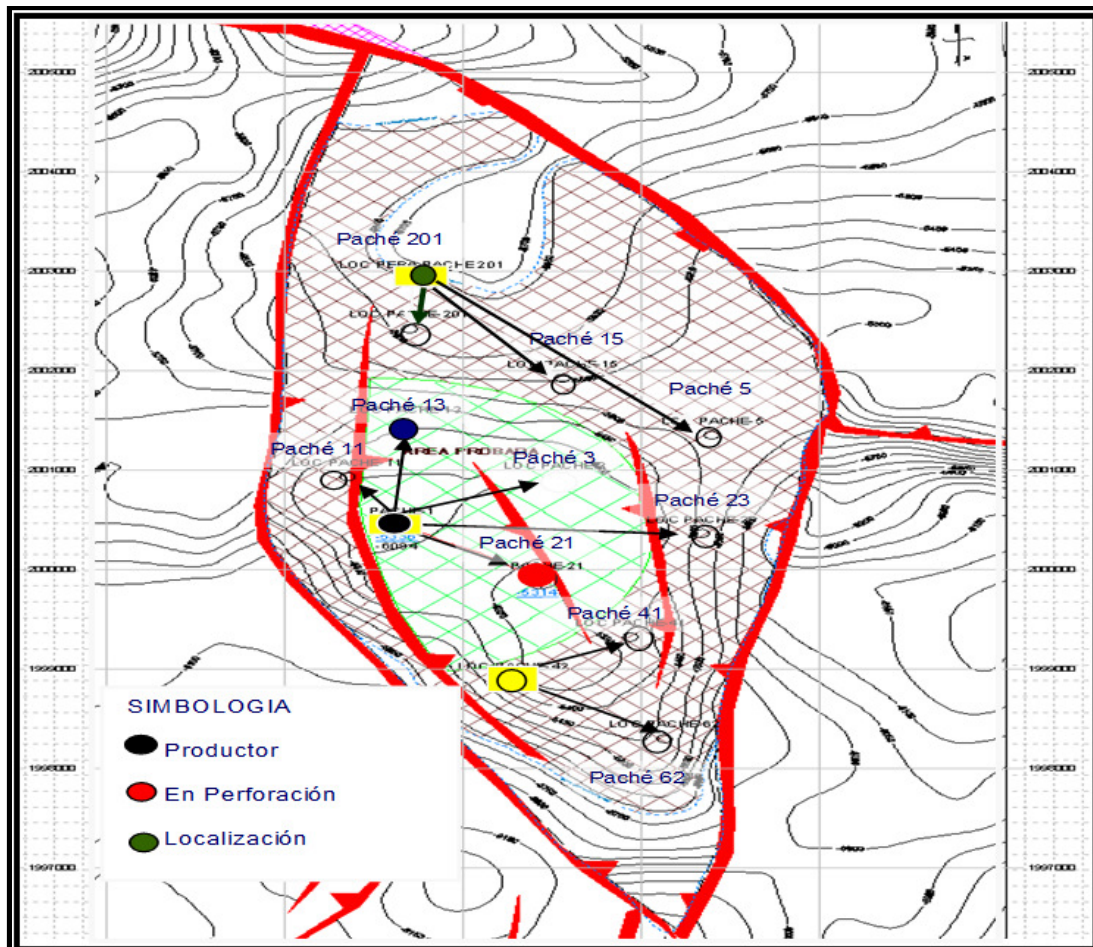


Figura 2.1. Configuración estructural del Campo Pache.

La interpretación estructural en base a la sísmica del campo muestra un escenario en el cual se estima perforar una columna geológica normal (figura 2.2), se espera también tener una alta incidencia de fallas geológicas por su ubicación y los antecedentes de los pozos pueden dificultar el avance de la perforación.

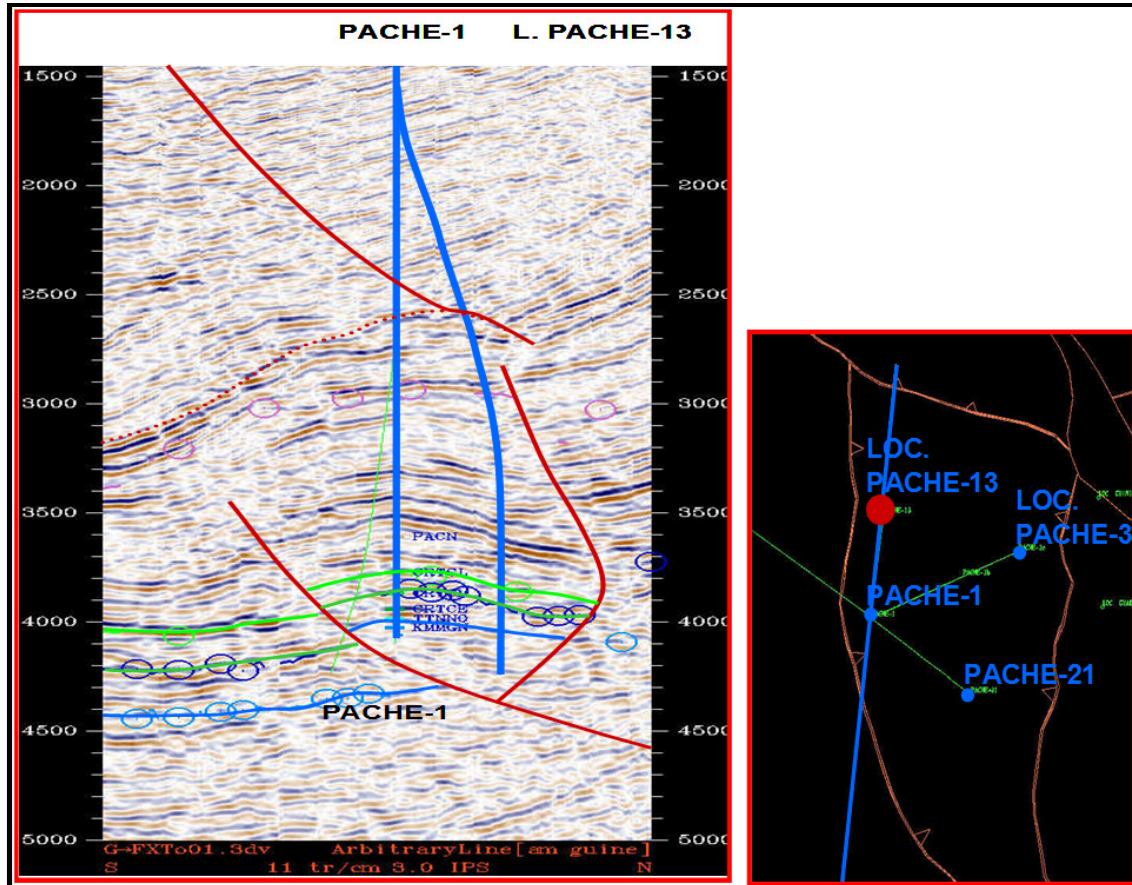


Figura 2.2. Sección sísmica del pozo Pache 13.

2.2 Estratigrafía regional

El Modelo Sedimentario en el Cretácico Albiano-Cenomaniano ubica al Campo Pache en el límite entre las Facies Hemipelagicas y Pelagicas dentro de una antigua plataforma marina en el Cretácico Albiano-Cenomaniano (Figura 2.3)

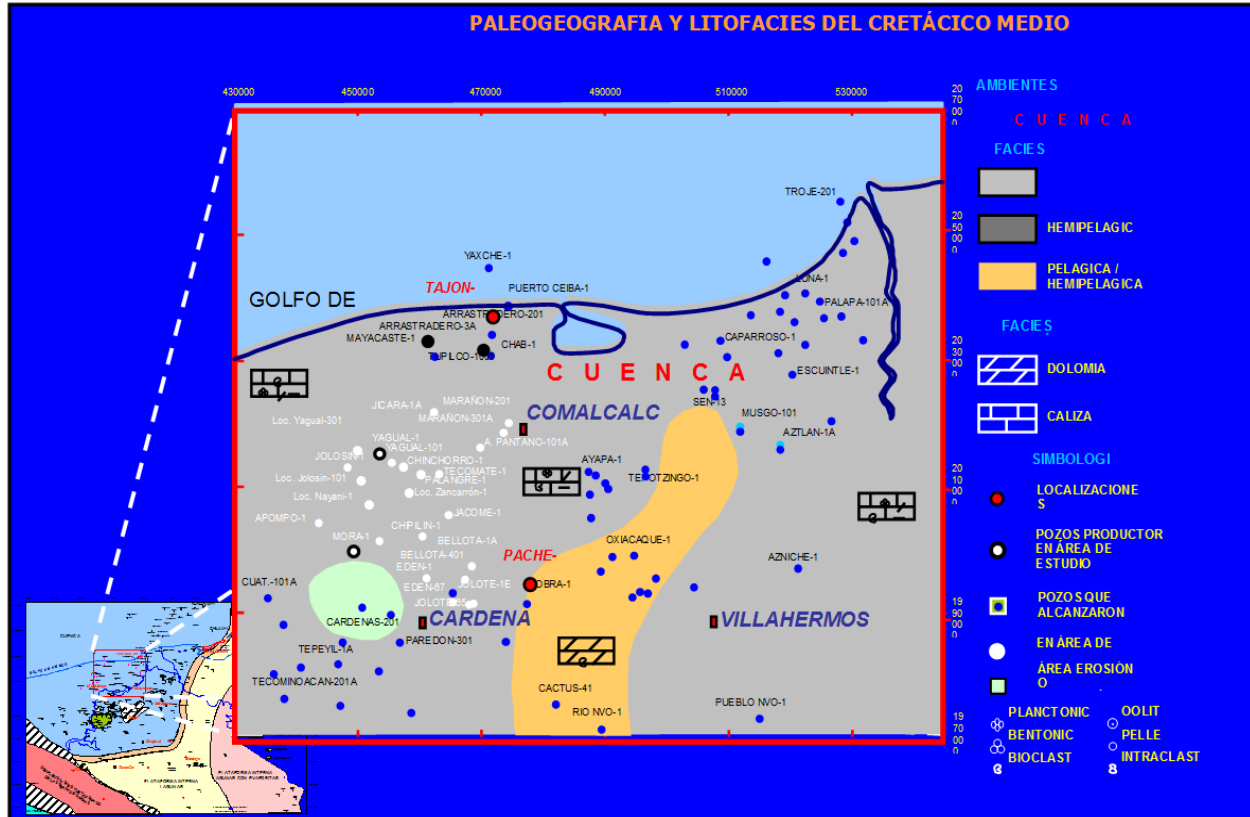


Figura 2.3. Mapa paleogeográfico a nivel de Cretácico

2.3 Columna geológica

Se considera que el depósito de las primeras rocas marinas ocurrió durante el Paleozoico sobre un basamento de naturaleza ígnea y metamórfica, completándose la columna existente en el Triásico, Jurásico, Cretácico y Terciario. La estratigrafía regional del Campo Pache no difiere mucho de la información de otros campos en la Cuenca del Litoral Tabasco - Chiapas y en la región marina de Campeche. La columna geológica comprende diferentes secuencias sedimentarias que van desde el reciente hasta el Kimmeridgiano pasando por la discordancia del Oligoceno y llegando a la base del Paleoceno, formado por arenas, areniscas, lutitas y brechas en la base. Posteriormente las rocas carbonatadas del Cretácico Superior representadas por un ciclo completo de trasgresión - regresión.

Los ambientes sedimentarios de la Cuenca del Sureste evolucionaron desde un ambiente continental hasta un ambiente marino. Durante el Jurásico Superior (del Oxfordiano al Kimmeridgiano) ocurrió una trasgresión marina que produjo ambientes de agua somera depositando carbonatos de alta energía. Durante el Tithoniano, los procesos de trasgresión, combinados con la subsidencia produjeron lutitas carbonatadas pelágicas, las cuales constituyeron la roca generadora más importante de la cuenca. Durante el Cretácico Inferior, ocurrieron los procesos de subsidencia y extensión produciendo horst y

graben. De acuerdo a estudios paleogeográficos regionales la zona de estudio en el Cretácico Albiano-Cenomaniano e inferior se ubica en una zona de talud.

Las rocas del Jurásico Tithoniano están compuestas por mudstone de color café oscuro intercaladas con calizas dolomíticas y/o dolomías; mientras que las del Kimmeridgiano están compuestas por dolomías de color gris claro fracturadas, con cavidades de disolución y evaporitas.

El Cretácico Inferior es también una secuencia de carbonatos con algunas dolomías de grano fino (mudstone) con algunos intervalos de granos más grandes (packstone peloidales a grainstone) de color crema a café claro con fracturas y micro cavidades.

El Cretácico Albiano-Cenomaniano se caracteriza por ser una secuencia de dolomías micro a meso cristalinas de color crema a café claro, con fracturas y microcavidades, con intercalaciones de brechas fracturadas con clastos de caliza dolomitizada. Las fracturas presentan cavidades de disolución, selladas parcialmente por calcita, materia orgánica e hidrocarburos y algunas de ellas se encuentran abiertas.

El Cretácico Superior (Turoniano) es la sección más compleja litológicamente ya que contiene flujos de detritos, flujos de grano y turbiditas. Está compuesto de margas color café rojizo, con intercalaciones de mudstone-wackestone de bioclastos e intraclastos de color crema y gris claro, con horizontes de bentonita e intercalaciones de calizas ligeramente dolomitizadas (Formación Agua Nueva). En ocasiones se tiene caliza bentonítica laminar e intercalaciones delgadas de lutita y hacia la base se encuentran dolomías.

La estimación de la columna geológica a perforar es una de las variables de alto impacto que afectan el programa de perforación establecido, esto sencillamente porque los planes de perforación se ajustan y optimizan en función del tipo de roca y sus características, de ahí la importancia de la cantidad y calidad de la información geológica con la que se disponga para la estimación de la columna a perforar. Es importante mencionar que la precisión de esta información depende de muchas variables, tales como:

- Tipo de pozo a perforar, exploratorios, delimitadores, desarrollo.
- Cantidad de pozos en el campo.
- Tipo y calidad de información sísmica
- Complejidad estructural.

Es justamente esta complejidad estructural la que tenemos en nuestros pozos y es uno de los desafíos más grandes a enfrentar, ya que es muy común encontrar que aun en pozos de una misma pera y con una separación relativamente pequeña entre ellos las columnas geológicas perforadas difieren en ocasiones de manera sustancial.

Para el caso del pozo Pache 13, las diferencias más fuertes fueron en los espesores de las formaciones del Cretácico (figura 2.4).

Formación	Programada			Real			Litología
	Profundidad Vertical / Desarrollada		Espesor (m.d.)	Profundidad Vertical / Desarrollada		Espesor (m.d.)	
	m.v.b.m.r.	m.d.b.m.r.		m.v.b.m.r.	m.d.b.m.r.		
PLIO-PLEISTOCENO	Afora	Aflora		Aflora	Aflora		Lutita arenosa gris clara a verdosa intercalada con arenas traslucidas de color gris.
PLIOCENO SUP.	1670	1670	948	1608	1608	836	
PLIOCENO INF.	2618	2618	289	2444	2444	356	Arena de grano grueso a medio con intercalaciones de lutita gris.
MIOCENO SUP.	2907	2907	433	2800	2800	414	Lutita gris claro, intercalaciones de arenisca de cuarzo gris.
MIOCENO MEDIO	3340	3340	75	3214	3214	84	Lutita gris claro, intercalaciones de arenisca de cuarzo gris.
MIOCENO INF	3415	3415	33	3298	3298	52	Lutita gris claro, intercalaciones de arenisca de cuarzo gris.
OLIGOCENO	3448	3448	108	3350	3350	186	Lutitas
EOCENO MEDIO	3556	3558	1160	3536	3541	1314	Lutitas
PALEOCENO	4716	4884	247	4850	5028	270	Lutitas - Margas
CRETÁCICO SUPERIOR (Mdz)	4963	5172	250	5120	5332	93	Margas - Calizas
CRETÁCICO SUPERIOR (Sn.Flp)	5213	5460	130	5213	5439	76	Calizas Bentoníticas
CRETÁCICO SUPERIOR (Agua Nva.)	5343	5598	71	5289	5519	98	Calizas con Pedernal
CRETÁCICO ALBIANO-CENOMANIANO	5414	5671	199	5387	5620	292	Calizas Fracturadas
CRETÁCICO INFERIOR	5613	5871	224	5679	5908	526	Wackstone de planctónicos crema y café con nódulos y bandas de pedernal.
Jurásico Sup. Tithoniano	5837	6071	512	6205	6420	573	Mudstone de color café oscuro y negro con intercalaciones de caliza dolomitizada y dolomías.
Jurásico Sup. Kimmeridgiano	6349	6607	471	6778	7013	224	Packstone y Grainstone de dolomías café cremoso blanco
Profundidad Programada (PP)	6820	7078	---	7002	7238		-----

Figura 2.4. Columna geología programa y real del pozo Pache 13.

3 CAPÍTULO III: CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA LA PLANEACIÓN.

3.1 Premisas para la planeación del pozo.

La planeación de un pozo petrolero es un complejo proceso en donde se involucran una enorme cantidad de variables que son discutidas por los diferentes grupos interdisciplinarios que participan en la concepción del proyecto, existen casos específicos donde se tendrán que considerar condiciones particulares tales como el tipo de pozo, marino o terrestre, pozo exploratorio, desarrollo o avanzada; presencia de sal en la columna geológica, pozos de alto desplazamiento o cualquier otra condición que haga necesario realizar un análisis no convencional en la perforación normal de un pozo. Lo más importante es que toda esta información y análisis mencionados tienen que ser capitalizados y plasmados en un plan de perforación detallado, objetivo y realizable, en el cual se tiene que considerar los probables escenarios esperados, sin embargo sabemos también que la perforación como tal es un proceso que puede cambiar radicalmente en función del avance del mismo, de ahí la importancia que tienen los Ingenieros de Diseño para poder identificar estos riesgos y anticipar planes de contingencia ante estas posibles problemáticas.

Para la perforación del pozo Pache 13, se tenían malas experiencias de los últimos pozos, así como un escenario geológico complicado y un diseño que requería de un evaluación muy minuciosa en algunos de los puntos a evaluar, bajo estas condiciones se hacía entonces necesario considerar análisis adicionales para evaluar con más precisión los escenarios posibles y lograr con ello y de manera anticipada los posibles planes de contingencia. Algunos de los puntos críticos y análisis que se evaluaron y realizaron de manera especial se detallan a continuación.

3.2 Problemática del Campo Pache

Desde la visualización inicial del pozo se observó que este tendría una profundidad mayor a la de los pozos del campo, colocándolo adicionalmente dentro de los pozos de mayor profundidad de la Región Sur, significando esto ya de inicio un reto para la ejecución del proyecto. Las profundidades de asentamiento parecen estar muy uniformes, se muestra un esquema de los pozos cercanos y de la situación estructural que se tiene, esta condición representaba un problema adicional para la hidráulica de perforación e imponía un reto en el funcionamiento de las herramientas de trabajo y tecnologías disponibles (figura 3.1)

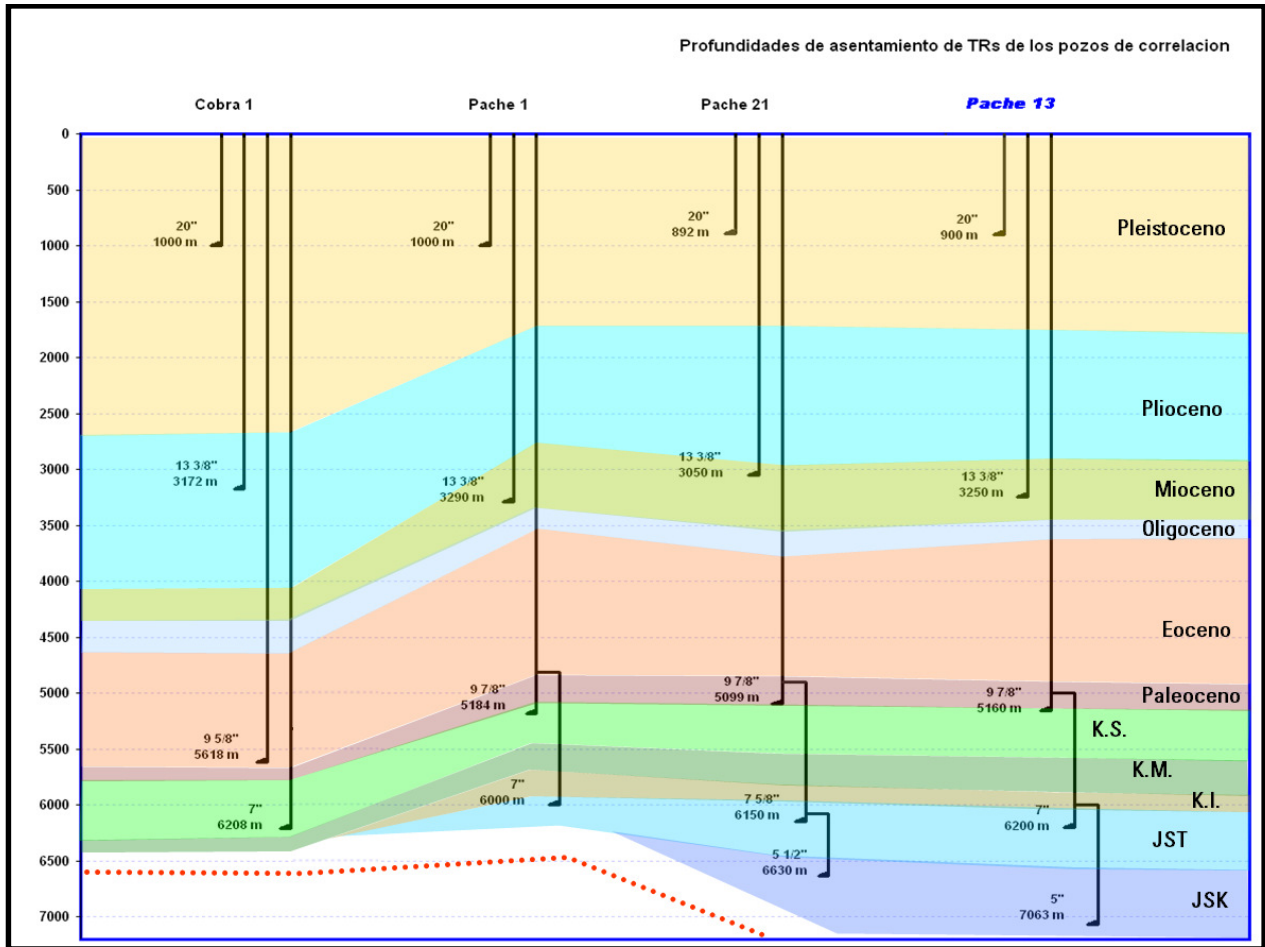


Figura 3.1. Sección estructural de los pozos de correlación

La complejidad geológica que se ha presentado en el campo significa un reto, en el pozo Pache 21 se tuvieron problemas que provocaron tres eventos de atrapamientos de la sarta de perforación en los cuales no se logró liberar la tubería, generándose en el pozo igual número pescados. Las presiones que se tenía reportadas a nivel de las formaciones de interés de Cretácico Inferior (KI) y Jurásico Superior Kimmeridgiano mostraban una discrepancia con respecto al comportamiento observado en la perforación de los pozos del campo.

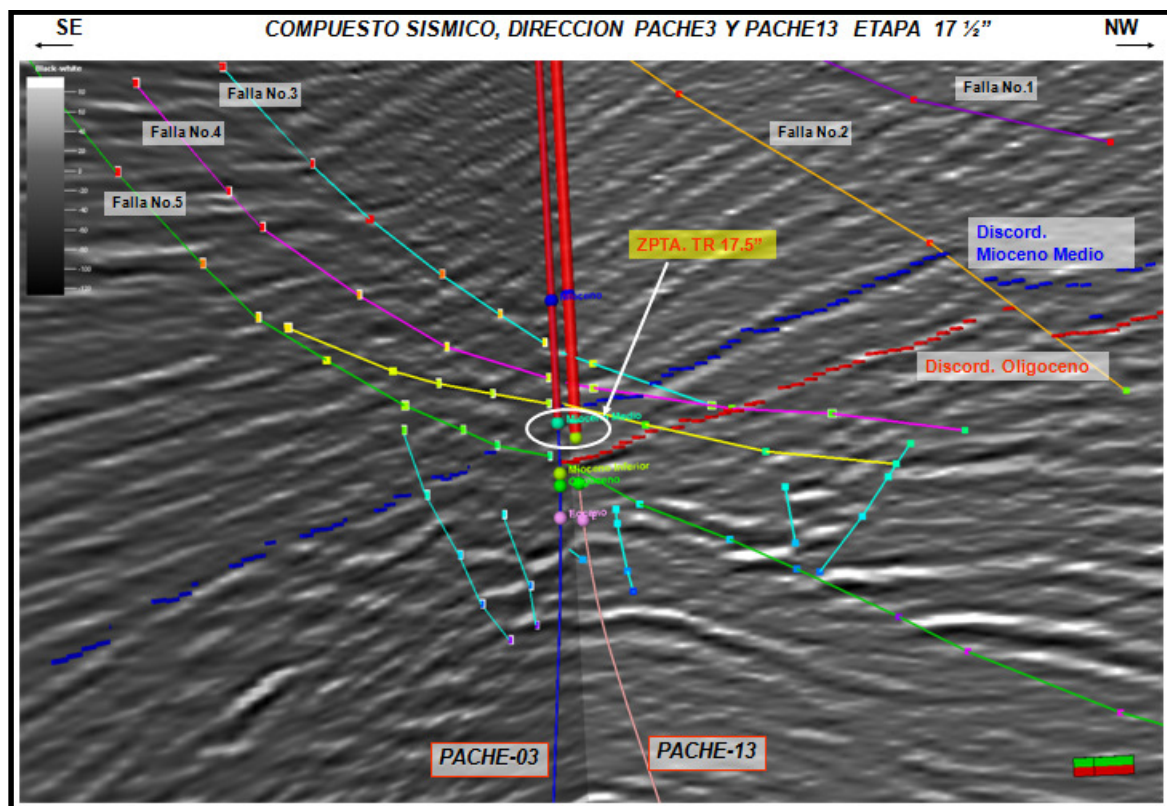
3.2.1 Inestabilidad de la formación asociado a planos de debilidad producto de fallamiento geológico.

La perforación de la etapa de 17 1/2" representaba un reto enorme, ya que se esperaba tener una enorme cantidad de situaciones de riesgos, esto en particular por la complejidad que generaban una serie de fallas geológicas que se tenían interpretadas en la sísmica del campo (figura 3.2). Esta condición geológica provocaba además que algunas fallas convergieran en la zona de inicio de alta presión, lo cual

hacia crítico el asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia de 13 3/8", ya que de la evaluación del pozo anterior se concluyó que esta misma tubería no logró cubrir adecuadamente esta zona, dejando así expuesta una sección inestable para la fase siguiente y que ello fue una de las probables causas que detonaron y acrecentaron la inestabilidad de la formación y en consecuencia los eventos de pega de tubería. La importancia del asentamiento de la TR de 13 3/8" representaba entre otros retos, asegurar la integridad necesaria para perforar la siguiente sección, pero también se tenía la posibilidad con esto de lograr aislar gran parte de la zona de problemas esperados para la etapa de 12 1/4".

Por lo tanto, la problemática que se visualizaba estuviera presente fue para lograr un adecuado punto de asentamiento era:

- Pérdidas de circulación, asociadas a los cuerpos arenosos y permeables y también al grado de fracturamiento que se pronosticaba.
- Situaciones de Fricciones y resistencias por lutitas reactivas y por posible inestabilidad de la formación.
- Inestabilidad del agujero por formaciones no consolidadas.
- Alta posibilidad de pegaduras de tubería, asociadas a la presencia de derrumbes atribuidas a presencia de fallas al nivel de la zona de transición de alta presión.
- Detección de zona de alta presión para punto óptimo de asentamiento.



Figura

3.2. Sección sísmica en dirección SE-NW

Para el programa operativo a seguir en esta etapa estimo algunas profundidades donde los eventos mencionados podrían estar presentes (figura 3.3)

Cimas esperadas y eventos	Profundidad (m)	Comentarios	Riesgos
Falla no. 1	1220	Falla normal	No representa mayor riesgo
Plioceno	1641	Correlacionada con Pache 3 y sísmica	Ajustada según la sísmica de Guineo
P. areniscas 1	1700	Se espera atravesar a 1650 m	Derrumbes, cambio de ROP, posible pérdidas de lodo
Falla no. 2	1740	Falla normal	No representa mayor riesgo
P. areniscas 2	1990	Se espera atravesar a 1900 m	Derrumbes, cambio de ROP, posible pérdidas de lodo
P. areniscas 3	2240	Se espera atravesar a 2000 m	Derrumbes, cambio de ROP, posible pérdidas de lodo
Plioceno Inferior	2445	Correlacionada con Pache 3 y sísmica	Ajustada según la sísmica de Guineo
Mioceno	2767	Correlacionada con Pache 3 y sísmica	Ajustada según la sísmica de Guineo
Falla no. 3	2980	Falla lítrica de buzamiento al S-O, salto de +/- 30 m	Posible pérdida de lodo, zona altamente fracturada
Falla no. 4	3085	Falla lítrica de buzamiento al S-O, salto de +/- 35 m	Posible pérdida de lodo, zona altamente fracturada
Discordancia no. 1	3160	Asociada al Mioceno Medio	Discordancia en cambio de presiones, formación fracturada
Falla no. 5	3165	Falla lítrica de buzamiento al S-O, salto de +/- 40 m	
Mioceno Medio	3215	Correlacionada con Pache 3 y sísmica	Ajustada según la sísmica de Guineo
TR programada	3250		Riesgo para la cementación por el alto fracturamiento
Discordancia no. 2	3330	Asociada al Oligoceno	Transición de zona de presiones
Falla no. 6	3360	Falla lítrica de buzamiento al S-O, salto de +/- 30 m	Posible pérdida de lodo, zona altamente fracturada

Figura 3.3. Principales riesgos geológicos esperados para la perforación del pozo Pache 13

Durante la perforación en condiciones normales se esperaría recuperar en las temblorinas el recorte de formación producido por el efecto de la barrena (figura 3.4). En caso de observar muestras de roca diferente al recorte de la barrena, dependiendo de su morfología, tamaño y abundancia se puede tener una idea aproximada del tipo de efecto que éste sucediendo, ya que se sea simplemente trabajo mecánico de la sarta rompiendo la pared de la formación o en un caso más crítico que se trate de algún tipo de inestabilidad propia de la formación.



Figura 3.4. Recortes de formación característicos de barrena tipo PDC

3.2.1.1 Derrumbe tipo angular.

Los recortes de tipo angular son fragmentos de roca que resultan por cizallamiento del agujero (brekouts), este efecto puede ser inducido por efecto físico-químico entre el lodo de perforación y la

formación, típicamente estos derrumbes presentan forma irregular con texturas superficiales rugosa y zonas de fractura recientes; la superficies de estos fragmentos normalmente se interceptan en ángulos agudos (figura 3.5). La manera de contrarrestar este efecto es incrementar la densidad siempre y cuando la condición del pozo lo permita, acondicionar las propiedades del fluido y asegurar la inhibición de este, cuando este fenómeno de derrumbe angular es plenamente identificado, el mejor tratamiento es incrementar los trabajos para asegurar la limpieza del agujero, ya que al ser una formación debilitada la cantidad de material a desalojar puede ser considerable.

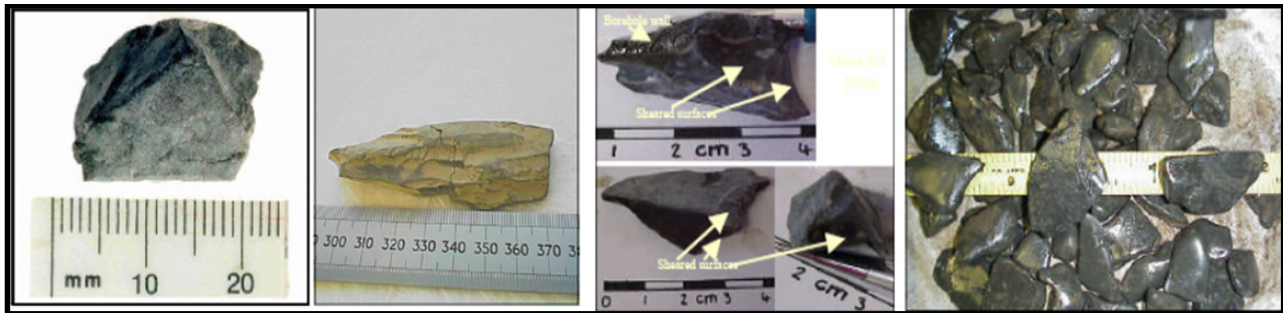


Figura 3.5. Derrumbe tipo angular. K&M Technology Group -2012

3.2.1.2 Derrumbe tipo tabular.

Estos materiales son el resultado de fracturas naturales de plano débiles, en el caso cuando la presión hidrostática del lodo sobrepasa el esfuerzo horizontal mínimo, el lodo invadirá las complejas redes de fracturas alrededor del agujero y producir un efecto lubricante entre los planos de la roca y producir movilidad de la formación fracturada (figura 3.6); este efecto puede desencadenar una mayor desestabilización en la región cercana a la pared del agujero resultando en mayor tasa de derrumbe, pérdidas de fluido, atrapamientos de herramientas y en casos críticos el colapso y pérdida del agujero. Cuando se trata de plano débiles de la formación se pueden generar una cantidad excesiva de material derrumbado sin haber siquiera excedido los valores del esfuerzo horizontal mínimo.

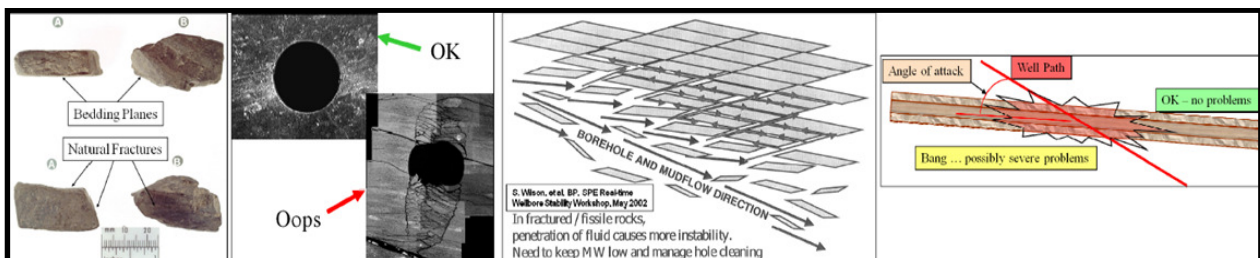


Figura 3.6. Derrumbe tipo tabular. K&M Technology Group -2012

3.2.1.3 Derrumbe tipo astilla.

Este tipo de derrumbe es producto de colapso de la formación por efecto de fallas tensiles (cilíndricas) y que ocurren paralelamente a la pared del agujero y que generalmente en zonas sobrepresionadas que se perforan con un sobrelance mínimo o bajobalance. La característica de este tipo de derrumbe es su morfología tipo plumas en la superficie de la roca, formas tipo aguja o esquirlas (figura 3.7) y normalmente la afectación es en toda la circunferencia del agujero. La manera de mitigar este efecto es con el incremento de la densidad y minimizar los efectos de suaveo durante los viajes.



Figura 3.7. Derrumbe tipo astilla. K&M Technology Group -2012

Durante la perforación del pozo Pache 21 en la fase de 12 ¼" se tuvo una fuerte problemática asociada con atrapamientos de tubería que causaron la generación de pescados que no pudieron ser recuperados y como consecuencia la necesidad de realizar un sidetrack para darle continuidad a las operaciones del pozo. Mucha de esta problemática estuvo asociada con efectos de inestabilidad de la formación que provocaron los atrapamientos de la sarta por efecto derrumbes (figura 3.8) y que causaron los empacamientos de la sarta. Esta situación se presentó con más severidad principalmente durante los viajes y la consecuencia de estas eventualidades fueron la generación de 2 sidetrack en la fase de 12 ¼".



Figura 3.8. Muestras recuperadas de la profundidad de 3200 m del pozo Pache 21.

3.2.2 Modelo de geopresiones.

En base a los eventos que se presentaron durante la perforación del pozo Pache 21, principalmente en las etapas de 17 ½" y 12 ¼", se realizaron las calibraciones en el modelo de geopresiones de pozos vecinos, se analizó el modelo del pozo Pache 21 respecto a los perfiles de densidades que se utilizaron para su perforación (figura 3.9).

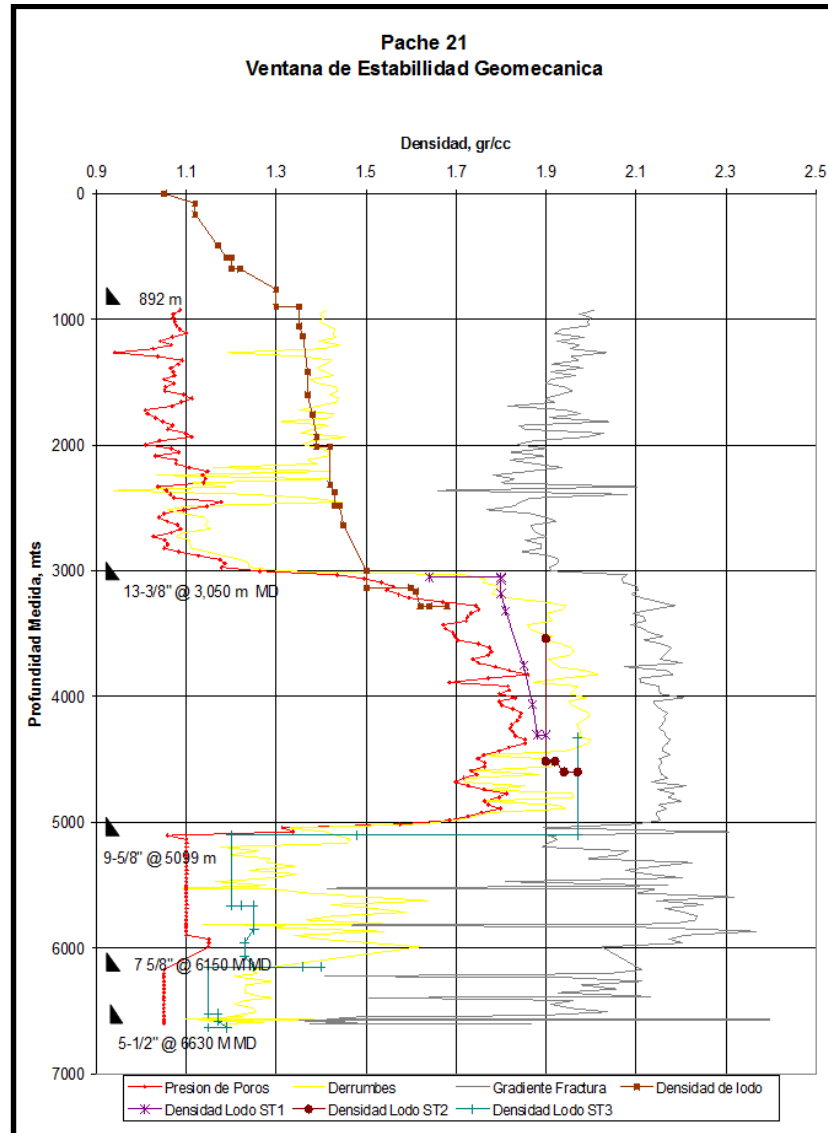


Figura 3.9. Gradientes de geopresiones y densidades de lodo Pozo Pache 21

El perfil de geomecánica final que se calibro de los pozos vecinos (figura 3.10) fue la base para la generación del modelo de geomecánica a utilizar para la perforación del pozo Pache 13.

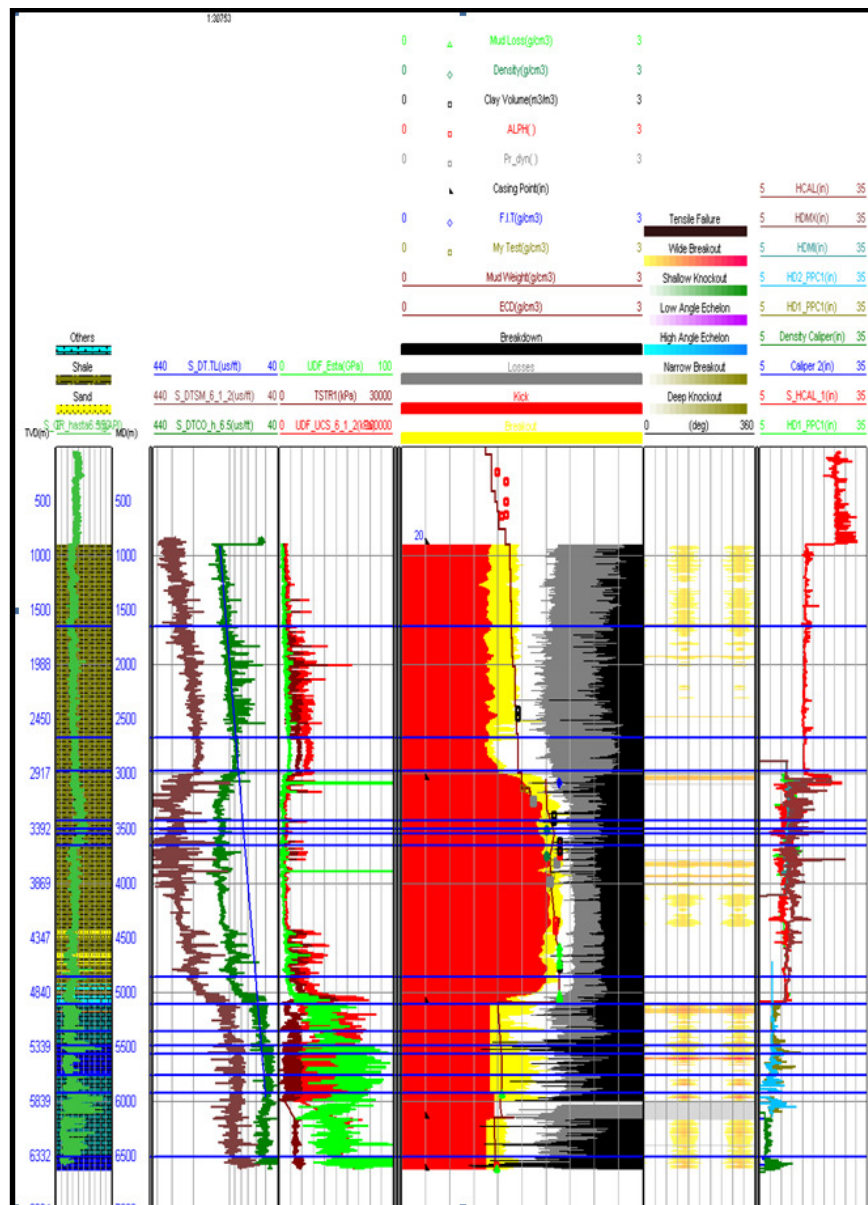


Figura 3.10. Modelo Geomecánico Pozo Pache 21

3.2.3 Perfil direccional

El tipo de trayectoria tipo “S” planeado para este pozo es uno de los perfiles direccionales de mayor complejidad y dificultad operativa, sin embargo este fue el perfil que cumplía con los requerimientos desde el punto de vista de objetivos geológicos, por esta razón fue de suma importancia obtener los puntos óptimos para el inicio de la construcción de la trayectoria (KOP), la sección tangencial y la sección

de verticalización del ángulo (EOC). La profundidad del pozo y el desplazamiento horizontal que alcanzo lo catalogaron dentro de la clasificación de perforación de pozos de alcance extendido (ERDW).

3.2.4 Diseño de tuberías de revestimiento

La tubería de explotación de 9 7/8" fue diseñada para introducirse como Liner y Complemento, esto por la profundidad de la etapa y la capacidad del equipo. Adicional a esto los factores de diseño para la condición de colapso estaba en su límite inferior, por lo que en caso de requerirse mayor densidad a la programada o tener asentarla a una profundidad mayor volvería más crítica esta situación. Un consideración para mitigar este escenario fue la de prolongar el traslape del la tubería corta de explotación de 7" con el objeto de cubrir la sección donde no se lograba cumplir con los factores de diseño requeridos.

3.2.5 Perforabilidad complicada en la etapa de 8 ½"

En la perforación de la etapa de 8 ½" se han tenido complicaciones operativas y de rendimiento de barrenas y herramientas, el reto de esta etapa sigue siendo desde hace tiempo el de lograr perforar la sección con menor cantidad de barrenas, pero como en muchos otros campos de la Región Sur la presencia de nódulos de Pedernales sigue siendo un obstáculo para lograr una alta perforabilidad, esto ha provocado que en muchas ocasiones se tomen decisiones basadas en la evaluación del comportamiento observado los parámetros de superficie y cuya interpretación resulta ser en ocasiones errónea, ya que al recuperar las herramientas se observan estas sin evidencias de daño y/o trabajo adecuado de las mismas, en consecuencia el tiempo y costo del pozo se incrementa. Resulta entonces complicado precisar con certeza si la barrena recibe la energía necesaria para desarrollar su función y en caso de ser así puede resultar aun más complejo determinar la causa de esta mala transmisión de energía, algunas situaciones que suelen observarse de esta problemática es:

- Incremento en la cantidad de viajes a superficie por falta de avance, al recuperar la barrena suele en muchas ocasiones observarse que esta no tiene huellas de haber trabajado eficazmente.
- La interpretación de este problema puede ser errónea y normalmente conduce a un cambio constante de los parámetros operativos sin resultados favorables.
- Incremento en los tiempos y en consecuencia en los costos totales.

3.2.6 Limitaciones hidráulicas

En pozos profundos el tema de la hidráulica de perforación se vuelve un tema critico ya que la gran longitud de las sartas de perforación consumen una enorme cantidad de energía hidráulica (caídas de presión por fricción), peor aún es que la profundidad y condiciones de presión hacen necesario el uso de lodos de perforación de alta densidad, lo cual hace necesario que los requerimientos de energía para obtener una hidráulica favorable sean muy altos y que los equipos de perforación no logren el

suministro de este requerimiento; por esta razón es necesario realizar un exhaustivo análisis para lograr una optimización favorable para la perforación de estos pozos pero acotada a la máxima energía que proporcione el equipo. Es justamente este escenario el que hace más complejo la optimización de la hidráulica, ya que bajo estas condiciones es difícil cumplir con los principios básicos con los que se rige la hidráulica y que son:

- Tener una caída de presión en la barrena de entre 40-60 %
- Alcanzar el HSI lo más alto posible (superior a 1).
- Relación de gasto de 35 – 50 gpm por pulgada del diámetro de agujero a perforar, esto para agujero de poco ángulo.
- Velocidad anular optima para el desalojo adecuado de los recortes de perforación.
- Caída de presión requerida para el funcionamiento de las herramientas de medición que se estén utilizando y la caída misma que producen dichas herramientas.
- Como factor contribuyente para complicar aun las la hidráulicas, tenemos también que los fluidos de perforación de alta densidad tienen un gran contenido de sólidos, adicionalmente muchas ocasiones se requiere adicionar al sistema de circulación material antiperdida para prevenir perdidas de circulación, todo esto vuelve aun más complicado la hidráulica de perforación.

Con todo lo anterior resulta en ocasiones extremadamente complicado satisfacer los requerimientos mencionados, por lo que el margen de trabajo real que se logra obtener suele ser demasiado reducido y muy sensible a cualquier variación, por esto cobra fuerza la necesidad de tener análisis y simulaciones que puedan representar la realidad de la perforación y que basado en ello se logre dar una interpretación adecuada que permita pronosticar escenarios más realistas bajo los cuales la perforación pueda continuar de manera segura, para ello debemos entonces considerar ciertas variables y darles valores distintos para ajustar de ser necesario una hidráulica particular para un tipo de sarta, una profundidad máxima, alguna herramienta especifica, entre otros.

Para lograr obtener una limpieza adecuada del agujero, adicional al tema de hidráulica se tienen que considerar otros mecanismos o procedimientos de limpieza para poder mantener la seguridad en el agujero y minimizar los eventos de atrapamiento de la sarta, estos mecanismos adicionales normalmente son:

- Los gastos de perforación recomendados por la industria no siempre se logran alcanzar.
- Tener en cuenta que típicamente un pozo se divide en tres partes básicas, sección vertical, sección de ángulo medio y sección de alto ángulo u horizontal y considerar que para cada una de estas secciones los mecanismo efectivos de limpieza son diferentes.
- Bajo ninguna circunstancia se debe perforar más rápido de lo que se pueda limpiar el pozo.
- Se debe asegurar la limpieza del pozo a través de mecanismos u operaciones adicionales que garanticen la limpieza, tiempos adicionales de circulación, viajes de limpieza, empleo de baches o tren de baches de limpieza en las secciones donde estos apliquen.

Consideraciones adicionales para la planeación.

- Uso de herramientas de circulación, válvulas que permiten derivar el flujo desde cierta posición de la sarta para reducir las caídas de presión y lograr incrementar el gasto de circulación (válvulas PBL, Well Commander)

4 CAPÍTULO IV: PROGRAMA DE PERFORACIÓN.

4.1 Planeación de un pozo profundo.

Tal como se mencionó en un inicio, la intención de esta trabajo no es presentar en el sentido estricto el programa de perforación del pozo, sino mas bien resaltar aquellos puntos medulares que se consideraron en el plan definitivo y que permitieron en gran medida solventar de manera exitosa mucha de la problemática que se visualizaba. Al tratarse de un pozo HPHT y adicionalmente la condición de la profundidad a la que se buscar perforar es una prioridad determinar las situaciones que pueden conducir a un problema y en medida de los posible realizar planes enfocados en un principio a evitar la aparición de esta problemática, sí a pesar de todas las medidas de prevención tomadas la problemática se hace presente, se debe entonces estar preparados para poder afrontar y mitigar el impacto que estas eventualidades puedan provocar. Un planteamiento simple para la planeación de un pozo profundo y complejo (figura 4.1), es que a medida que esta profundidad se incrementa, la disponibilidad de herramientas (direccionales, de medición, registros, etc) por diámetros y temperatura se ve limitada, a su vez esta complejidad hace necesario visualizar todos los posibles escenario ya que en estas condiciones el margen de error es muy limitado y cualquier falla o eventualidad puede impactar negativamente en el desarrollo de la perforación y en consecuencia un incremento en los tiempos de operaciones.



Figura 4.1. Planteamiento genérico para el análisis de la perforación de pozos profundos

4.2 Geopresiones

4.2.1 Etapa de 17 ½"

Derivado de los análisis geomecánicos y de estabilidad de la formación, se generó una ventana de geomecánica calibrada con todos los eventos analizados, esta sección incluye la zona de transición y la entrada a la zona de presiones altas. Dicha zona de transición está ubicada a partir de la formación Mioceno a los 2800 m aproximadamente y la zona de alta presión franca está ubicada a partir de la formación Mioceno medio a los 3170 m aproximadamente.

Se observa que la problemática de pérdidas y pegadura diferencial se ubica en formaciones arenosas entre los 1150 m y los 2300 m. En lo que respecta al evento de pérdida total reportado la zona probable de pérdida se ubica en las formaciones de Plioceno Inferior las cuales presentan un bajo gradiente de fractura, este valor de 1.68 gr/cc es muy similar a la densidad equivalente de circulación (ECD) reportado durante la pérdida total, este valor corresponde a los valores más bajos de gradiente de fractura en la sección de 17 ½". Al revisar el registro de RT Scanner y analizar los echados de la formación se interpretó una zona de complejidad estructural, donde uno de estos complejos eventos se puede observar a 3170 m y el cual se relaciona a una posible falla geológica, tal como se había considerado en la planeación esta falla quedo cubierta por la TR de 13 3/8", con esto se pretendía evitar posibles problemas por planos de debilidad de la formación en la sección de 12 ¼, es probable que esta misma falla y/o condición haya provocado los problemas que originaron el ST1 en Pache 21.

En el Pozo Pache 21 se presentó una pega de tubería por empaquetamiento a 3250 m perforando con una densidad de lodo de 1.64 gr/cc, la cual no fue posible liberar y en consecuencia se generó un pescado con boca del pescado a 3111 m. La TR de 13 3/8" se asentó a 3050 m y se efectuó el sidetrack #1 para continuar las operaciones. Basado en los registros eléctricos, se determinó que la zona de alta presión inició aproximadamente a 3000 m (2900 m TVD).

4.2.2 Etapa de 12 ¼".

En la perforación de la etapa de 12-1/4" de Pache 21 se presentaron presiones de poros superiores a las encontradas en el pozo Pache 1, adicionalmente se observó en el Pache 21 una falla aproximadamente a 3350 m y se piensa que la combinación de estos dos eventos pudieron haber originado los atrapamientos de tubería por empaquetamiento que llevaron a dos sidetracks en el pozo Pache 21.

El primer atrapamiento de tubería en el agujero de 12 1/4" en el Pache 21 ocurrió durante un viaje luego de haber perforado hasta 4304 m con densidad de lodo de 1.88 gr/cc , se presentó pegadura de tubería por empaquetamiento a 3984 m.

Luego de perforar el agujero de 12 1/4" de 3539 m hasta 4599 m con lodo de 1.9 a 1.92 gr/cc, se efectuó viaje de tubería, presentándose una pegadura de tubería por empaquetamiento a 3810 m. Se trabajó la tubería, liberándose pero se dejó pez de 69.4 m. Se efectuó sidetrack #3 a 4323 m. Altas concentraciones de asfalto y una densidad de 1.97 gr/cc permitieron perforar el agujero de 12 1/4" hasta la base del Paleoceno. La TR de 9 7/8" se asentó a 5,099 m (base del Paleoceno).

El registro Sonic Scanner tomado en el agujero de 12 1/4" del Pache 21 indica zonas con alto buzamiento, alta anisotropía por esfuerzos y anisotropía por planos de debilidad. La densidad del lodo de 1.97 gr/cc utilizada en el pozo Pache 21 en la etapa de TR de 9 7/8" es superior a la utilizada en el pozo Pache-1. Se considera que las anisotropías por esfuerzos y por planos de debilidad, posiblemente causados por fallas, pueden ser la causa de los problemas de inestabilidad observados en el pozo Pache 21 en la etapa de TR de 9 7/8".

4.2.3 Ventana de geomecánica

La integración de toda la información de los pozos de correlación permite identificar algún rasgo general observado en la perforación de los mismos (figura 4.2), de igual manera estos análisis permiten también discretizar las condiciones de perforación y es posible en ocasiones determinar si un evento fue algún caso aislado y muy particular del pozo en cuestión.

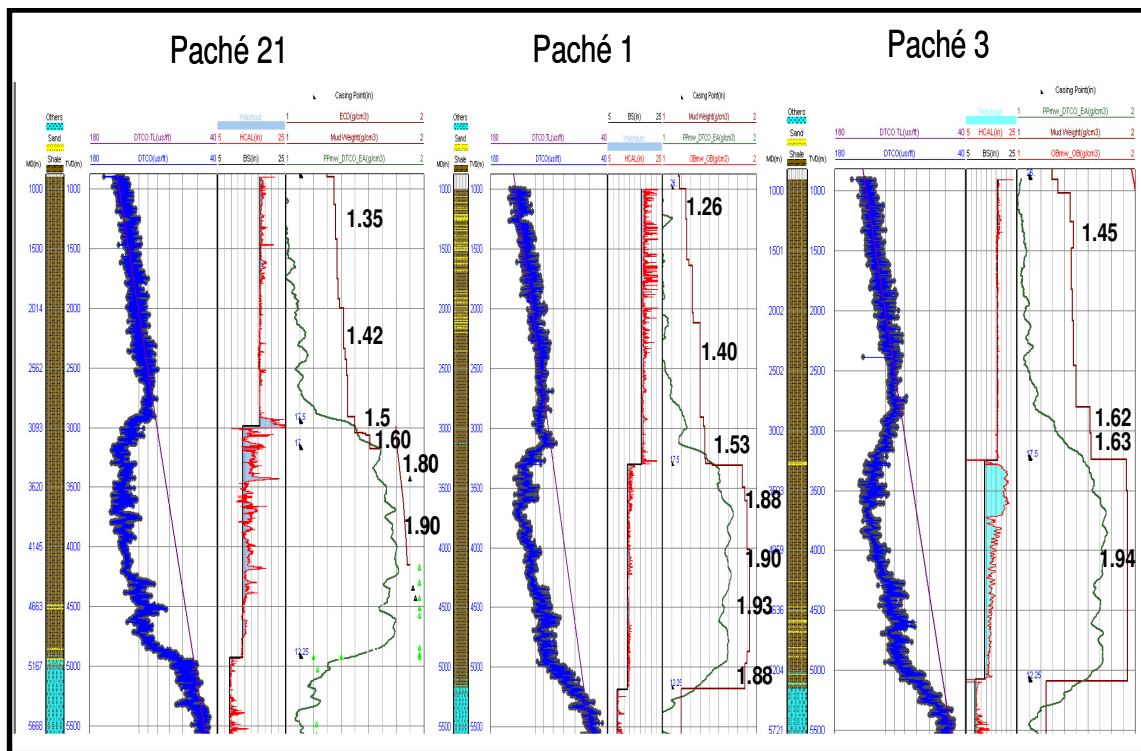


Figura 4.2. Análisis de registros y densidades de lodo usados en el campo Pache.

En la grafica anterior se puede observar claramente la irregularidad en el diametro del agujero de la sección de 12 1/4", en la profundidad de 3300 – 5100 m, sobre todo en los primeros 300 metros, con excepción de pozo Pache 1, por eso la importancia para perforar en Pache 13 los primeros 250 metros con una densidad de 1.90 gr/cc y de una manera controlada y colocando los baches programados con contenido de asfalto que permitan generarle una integridad adicional a la zona que se estima podría dar

problemas de derrumbe, se programaron también viajes cortos a la zapata antes de incrementar la densidad del fluido para así bajar nuevamente al fondo perforado evaluando la reacción del agujero a la nueva condición.

El análisis anterior permitió generar un modelo geomecánico (figura 4.3) con el cual se busca lograr modelar con la mejor precisión posible cada uno de los eventos ocurridos en los pozos vecinos y con ello poder anticipar y reaccionar de manera oportuna ante los eventos asociados a condiciones de estabilidad de agujero y presiones esperadas.

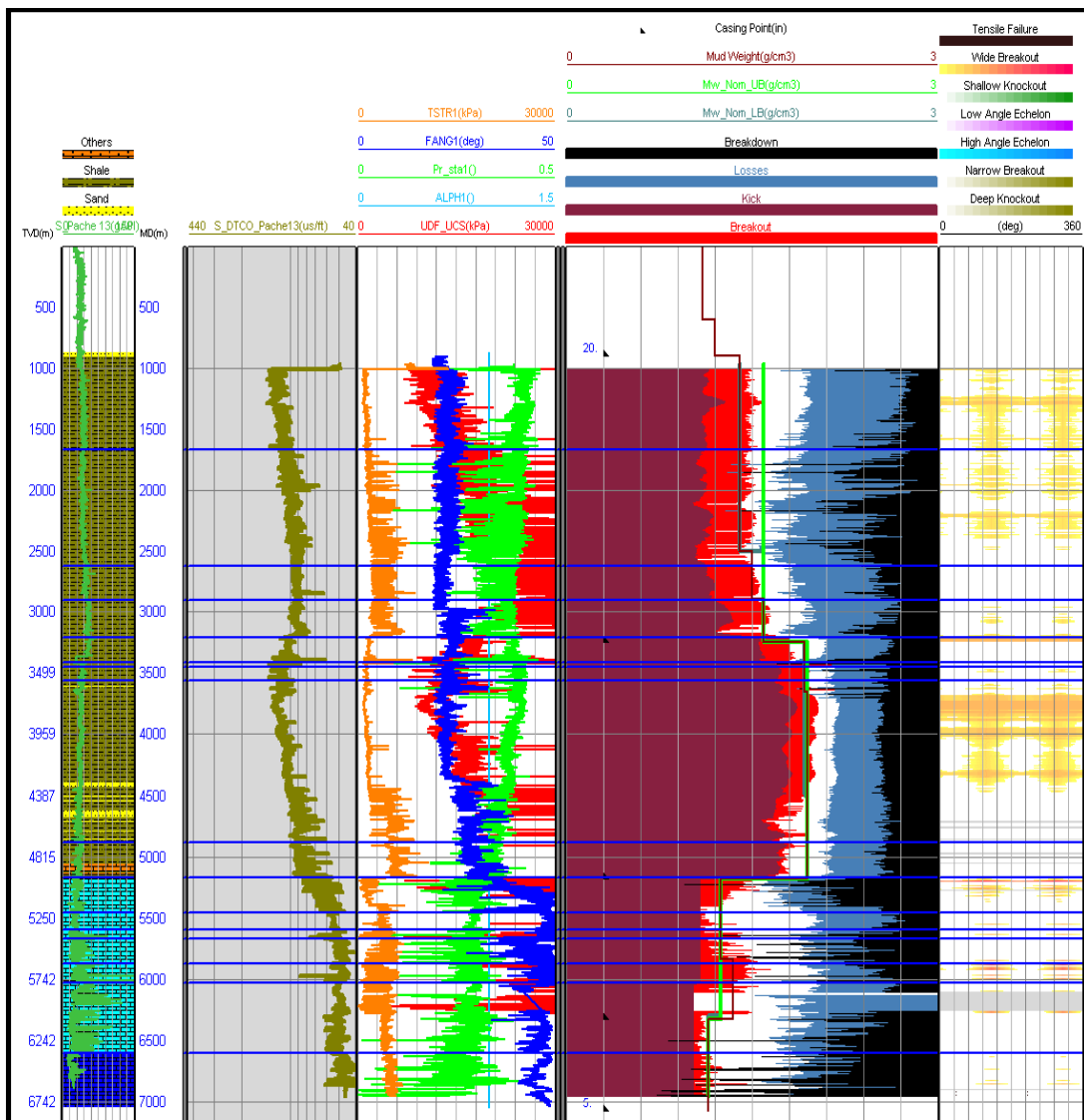


Figura 4.3. Ventana geomecánica programada para el pozo Pache 13

4.3 Asentamientos críticos de tuberías de revestimiento

4.3.1 Etapa de 17 ½"

Los análisis de sísmica indican que la presencia de fallas geológicas que pueden estar relacionadas con zonas de alta presión encontradas en los pozos Pache 1 y Pache 21. En el Pache 13 se espera cruzar estas fallas geológicas aproximadamente a 1200 -1300m, 3100 – 3170 m, motivo por el cual el plan operativo contemplaba que previo a perforar estas zonas se deberían tomar las siguientes previsiones:

- Circular el pozo para asegurar limpieza del agujero y así cualquier recorte y/o derrumbe observado posteriormente asociarlo a la nueva zona perforada.
- Llevar un estricto seguimiento de los parámetros operativos, torque, arrastre, ROP, presiones de trabajo, para que cualquier tendencia anómala observada pueda ser interpretada con mas certeza.
- Se programó perforar estas profundidades con parámetros constantes, a fin de identificar cualquier variación en el comportamiento y asociarla inmediatamente con la nueva sección perforada.

En el pozo Pache 1 la zona de alta presión se encontró después de cruzar las dos fallas geológicas, mientras en el Pache 21 se encontró en el intermedio de las dos fallas geológicas. Se programó monitorear en tiempo real con LWD el inicio de la zona de alta presión se espera desde 2900 m, para evitar una pegadura de tubería por empaquetamiento durante la perforación o sacada de la tubería. Una interpretación preliminar indicaba que la zona de alta presión podría estar aproximadamente a 3200 m. El punto óptimo buscado para este asentamiento está basado en dos consideraciones críticas:

- Asentar la TR a una profundidad dentro de la zona de alta que permita tener la integridad necesaria para la perforación de la etapa de alto presión.
- Cubrir la zona de fallamiento mencionada para aislar esta problemática en esta etapa y evitar así una zona potencialmente inestable para la siguiente fase.

El plan fue iniciar la perforación de la etapa con lodo de 1.40 gr/cc, terminando con una densidad de 1.6 gr/cc. Aunque existía la posibilidad de requerir aumentar la densidad hasta 1.63 gr/cc dependiendo del intervalo perforado en la zona de alta presión. Se requiere tener especial cuidado durante los viajes de tubería para impedir algún atrapamiento de la tubería de perforación. El valor sugerido de densidad mínima de lodo es de 1.6 gr/cc y obedece a la posibilidad de atrapamiento de la sarta al entrar a la zona de alta presión, además de agregar baches de lodo con carbonato de calcio en los intervalos con areniscas para evitar pérdidas de lodo por filtración.

4.3.2 Etapa de 12 ¼".

Se ha planeado perforar esta etapa con lodo de emulsión inversa y un rango de densidad de 1.93 a 1.97 gr/cc, para esta etapa se espera perforar una serie de fallas geológicas a las profundidades de 3280 – 3350 m y 5350-5450 m, y se recomienda el uso de asfalto para reducir los derrumbes de esta zona

debido a los planos de debilidad de la formación (figura 4.4). El riesgo para esta etapa es la detección oportuna de la entrada de Cretácico Superior KS para reducir el riesgo perdidas de circulación.

Las lecciones aprendidas de la perforación de Pache 21 se aplicaron directamente para la perforación de esta etapa.

- El éxito de esta fase depende en gran medida del asentamiento óptimo de la TR de 13 3/8"
- Al tener identificadas las zonas de inestabilidad, se ajustara la secuencia operativa para la perforación de estas zonas.
- Hay especial atención durante los viajes en esta etapa, sobretodo se busca evitar al máximo realizar trabajo mecánico (repaso y backreaming) en las zonas de problemas.
- Es uso de material obturante en combinación con materiales asfálticos será utilizado desde un inicio buscando generar el menor grado de desestabilización de la formación.

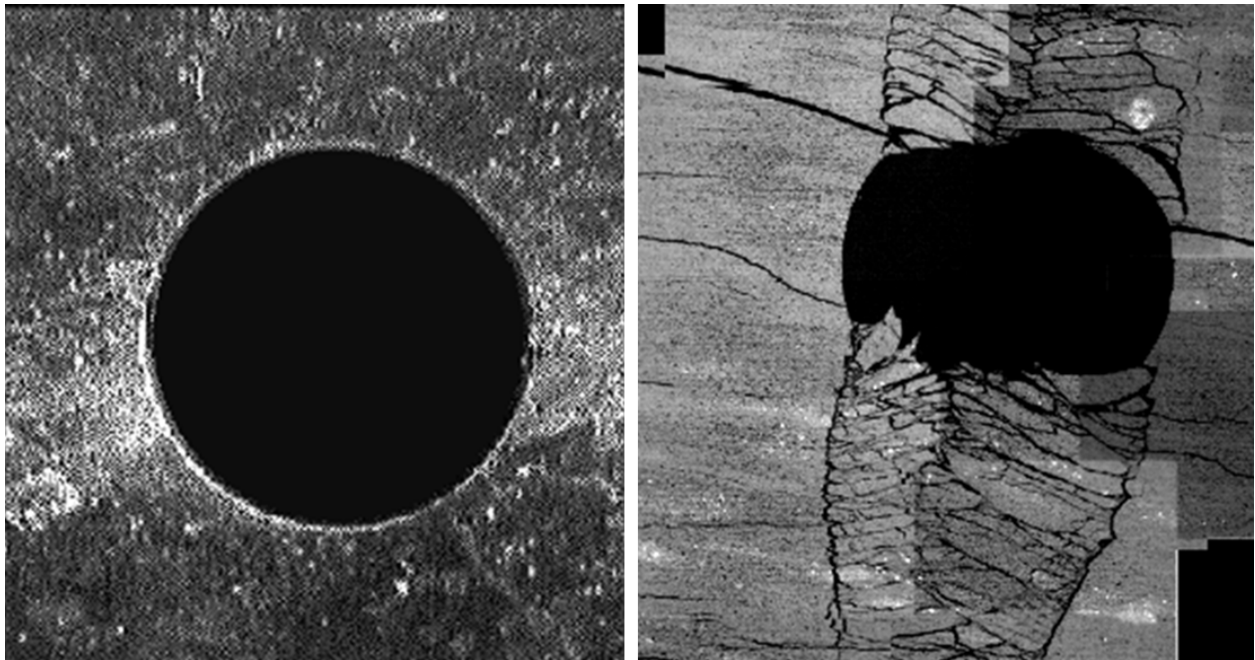


Figura 4.4. Inestabilidad de la formación por planos de estratificación, izquierda perpendicular al plano de debilidad, derecha paralelo al plano de debilidad. D Oklan., and J.M. Cook, 1998.

4.4 Estado mecánico programado.

El plan final para la perforación del pozo, columna geológica esperada, asentamientos de tuberías de revestimiento, tipo y densidad de lodo a utilizar del pozo se muestran en la figura 4.5.

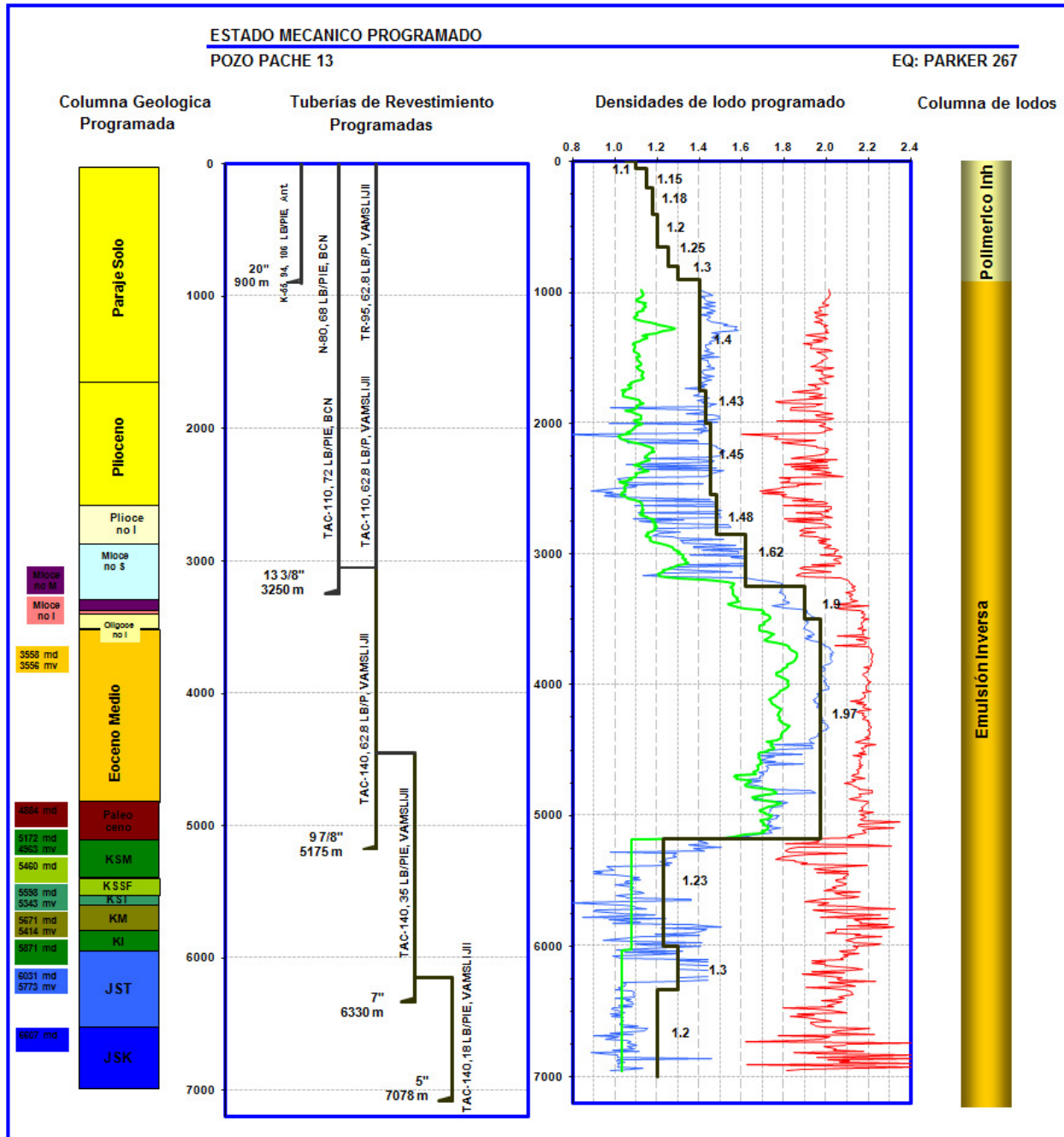


Figura 4.5. Estado mecánico programado para el pozo Pache 13

4.5 Plan direccional

El programa direccional consiste en la construcción de una trayectoria tipo "S" (figura 4.6) para poder alinear los objetivos planteados, inicio de la construcción (KOP1) se planeo a 3300 md, DLS 1.5°/30 m construyendo hasta 3920 md para alcanzar un ángulo de 31.06° con un Azimut de 2.82°, para continuar tangencialmente hasta 5340 md, donde inicia la verticalización de la trayectoria (KOP2), tumbando ángulo con un DLS 1.8°/30 md con Azimut de 2.823° hasta 5857 md y continuar perforando verticalmente hasta la profundidad total.

Como se había comentado este es uno de los perfiles direccionales más complicados debido a las implicaciones negativas que tiene sobre los valores del los fenómenos de torque y arrastre.

Para lograr la verticalidad del pozo y minimizar los riesgos de acercamiento y colisión con el pozo Pache 21, en la etapa de 26" se la utilización de una sarta con sistema rotatorio programado para mantener la vertical (Power V) para evitar que el pozo tome alguna tendencia desfavorable.

La etapa de 17 1/2:" se programó en dos fases, la primera con una sarta estabilizada (péndulo corto) equipada con MWD para monitoreo de la inclinación del agujero, para la segunda fase se utilizara la misma sarta con MWD y LWD para monitoreo de la inclinación y definición del punto de asentamiento y en caso de observar durante la perforación de la etapa una tendencia desfavorable en la perforación de esta etapa se cambiara los BHA programado por una sarta direccional.

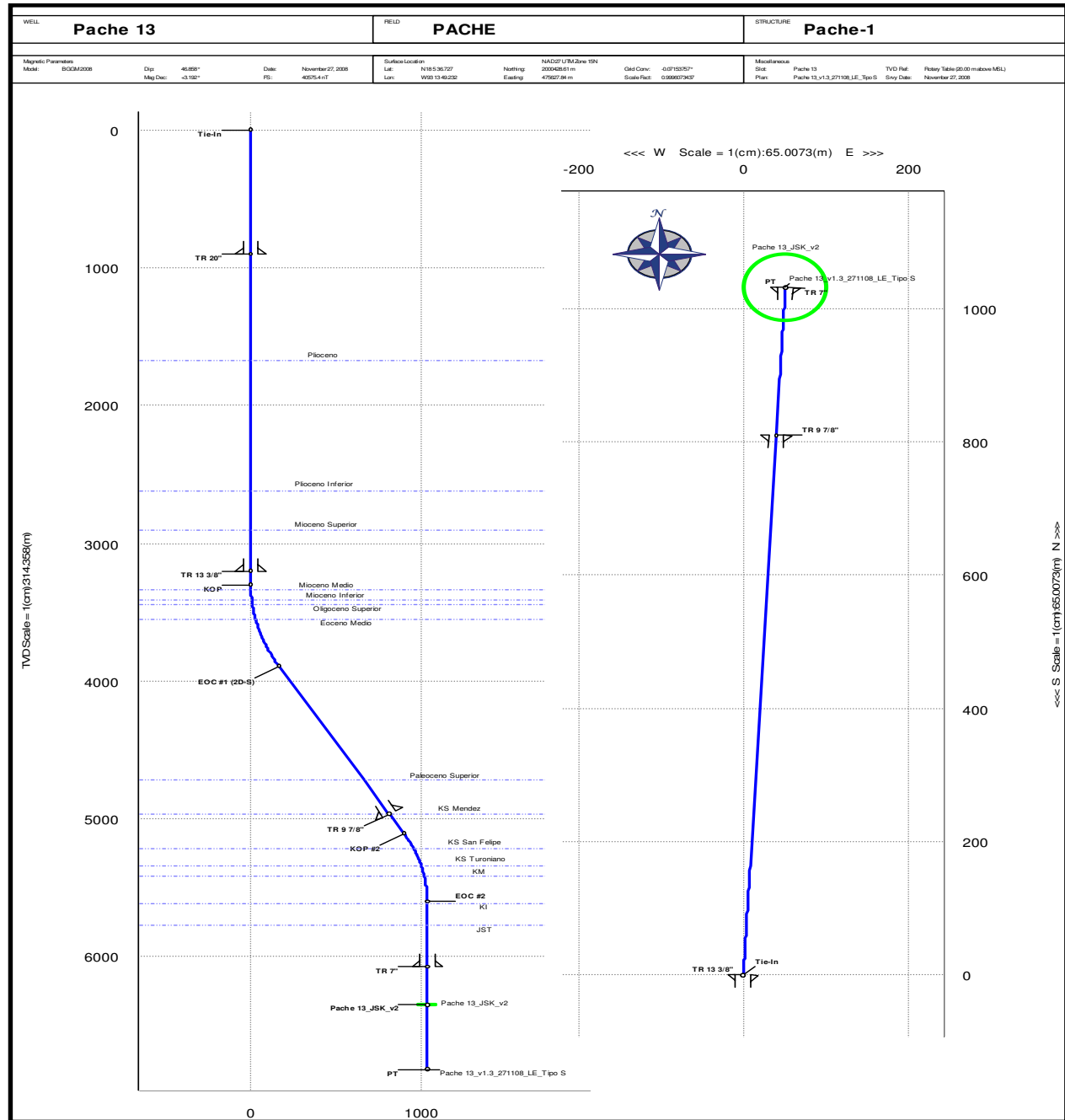


Figura 4.6. Plan direccional para el pozo Pache 13

De acuerdo al análisis anticolidión del pozo planeado Pache 13, con respecto a los pozos de la Pera (Pache 1, 3 y 21), se tiene riesgo de colisión principalmente con el pozo Pache 1 a la profundidad de 2400 m, profundidad a la cual el factor de separación es menor de 1.0 (FS = 0.27) y la distancia centro a centro es 18.06 m (Ct-Ct=18.06 m), ante esta situación es de suma importancia mantener durante la perforación la verticalidad del agujero para evitar acercamientos que incrementen el riesgo de

colisión,(figura 4.7 y 4.8). Para esto se programó hacer una evaluación una vez tomados los registros de la etapa de 26" para evaluar la tendencia direccional y reevaluar el escenario de colisión previsto.

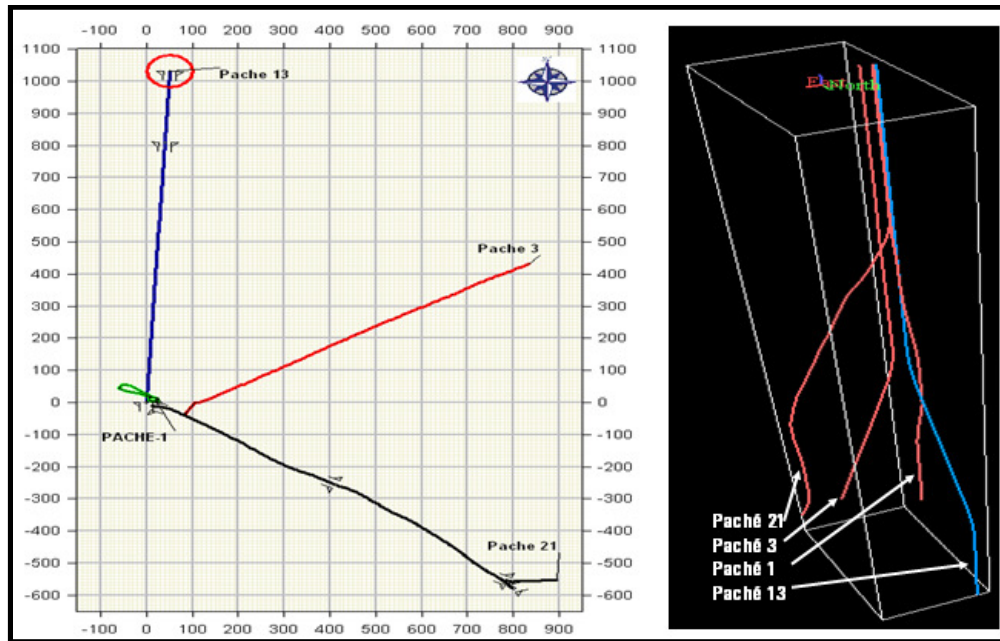


Figura 4.7. Posición de los pozos de la Pera Pache

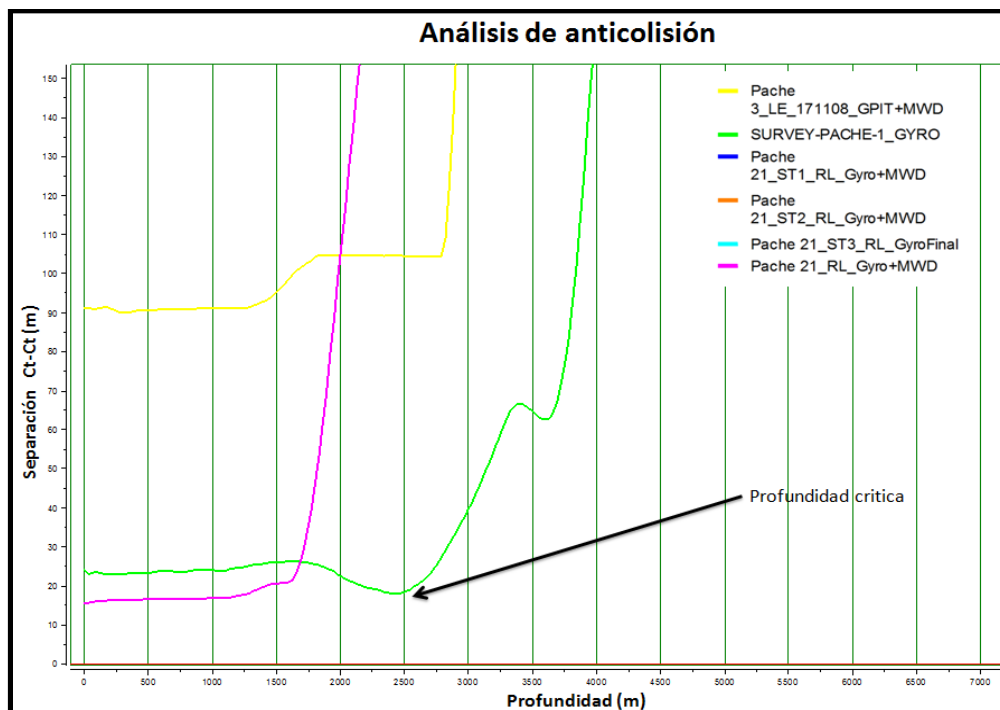


Figura 4.8. Análisis anticollisión, grafico de cercanía pozo a pozo.

4.6 Fluidos de perforación

El fluido de perforación como parte fundamental del proceso de la perforación debe reunir una serie de características que favorezcan su interacción con el resto de los sistemas y formación misma, una de sus funciones principales es proveer la barrera primaria para mantener el control de las presiones de formación tanto en condición dinámica como estática y esto se logra con la adecuada densidad del fluido, sin embargo existen muchas otras propiedades de los fluidos que deber ser también analizadas y revisadas con la rigurosidad necesaria.

4.6.1 Densidad del lodo de perforación

El análisis y determinación de las geopresiones esperadas en la columna geológica a perforar proporcionan un modelo y en consecuencia un perfil de densidades a utilizar durante la perforación del pozo, sin embargo existen algunas variables adicionales, tales como eventos de perforación (manifestaciones, resistencias, fricciones, parámetros de perforación, etc) que deben ser consideradas siempre para lograr la adecuada calibración del modelado de geopresiones y definir la densidad de lodo más adecuada. Sin embargo dentro de este análisis es de suma importancia que esta problemática se estudie muy minuciosamente, ya que muchos de los problemas de la perforación en ocasiones son erróneamente atribuidos a falta o exceso de densidad de lodo, esta situación se agrava ante un escenario como el que se esperaba tener, ya que la complejidad geológica puede generar una serie de esfuerzos adicionales (fracturamiento, inestabilidad de la formación, sobrepresión anormal, entre otras) y no siempre estos eventos pueden ser controlados con densidad del fluido de perforación, derivado de esta situación es importante saber que eventos realmente pueden ser considerados para calibrar el modelo de geopresiones y también saber que eventos son atribuibles a otro tipo de mecanismos. La densidad de los pozos de correlación y los eventos observados son una referencia tangible para determinar la densidad final que se utilizara (figura 4.9).

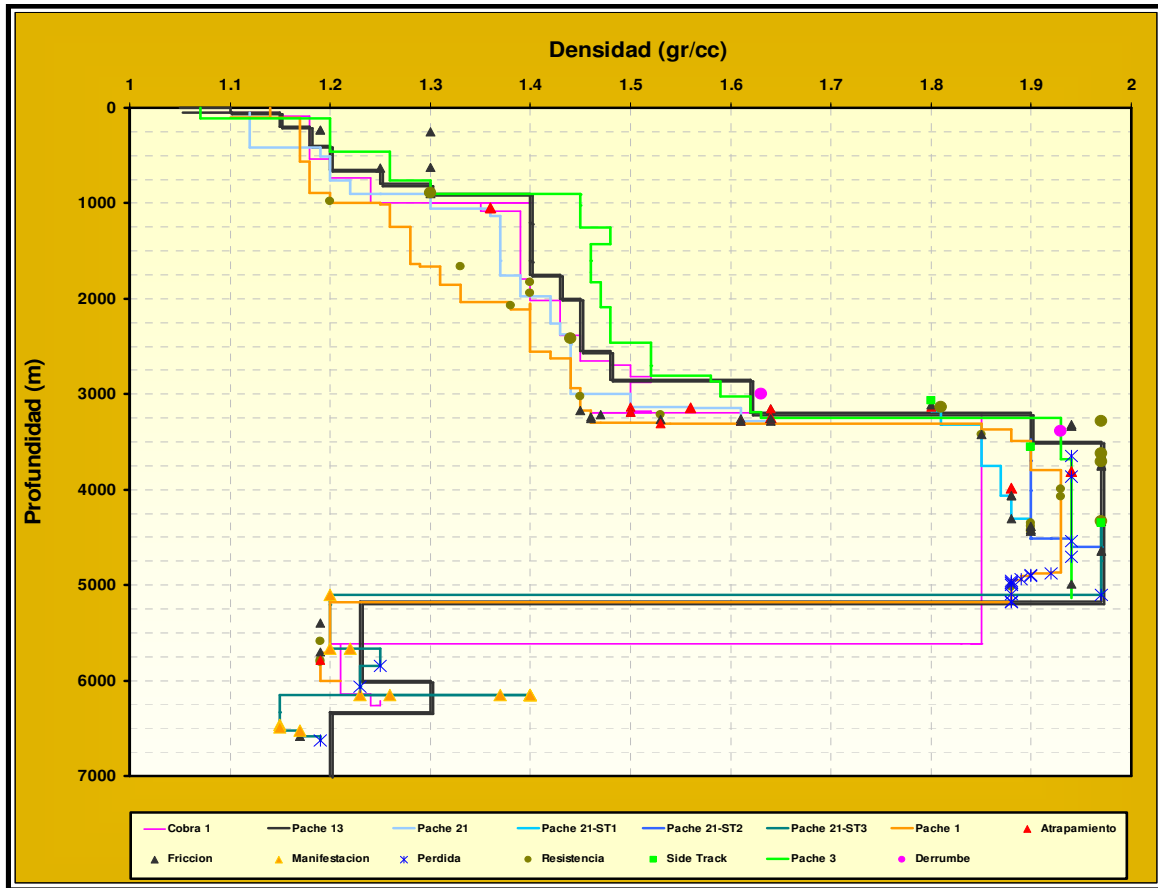


Figura 4.9. Perfiles de densidad utilizados en los pozos de correlación y densidad programada para el pozo Pache 13 (línea negra).

4.6.2 Propiedades del fluido de perforación

Es de suma importancia tener presente que algunos eventos y/o problemáticas son atribuibles a las propiedades del fluido de perforación, la densidad del lodo no es el único factor que puede influir en el comportamiento de la perforación, de ahí la necesidad de evaluar los eventos que se presentan en función de las propiedades del lodo y basado en ello adecuar el fluido programado (figura 4.10).

Las propiedades del fluido de perforación tienen un papel determinante ya muchas ocasiones cuando estas propiedades no están dentro de los parámetros recomendados pueden generar ciertos problemas, los cuales en muchas ocasiones no son analizados adecuadamente y tienden a ser atribuidos a una inadecuada densidad de control.

- Reologías, buena o mala limpieza del agujero y sustentación de recortes en periodos de pozo estático.
- Salinidad, efecto de adecuada o inadecuada deshidratación de las Lutitas, “resequedad de la formación”

- Densidad, control de presiones de la formación, evitar pérdidas por exceso de densidad y evitar la entrada de fluidos de formación.
- Filtrado, Regular la invasión de fluido a la formación.

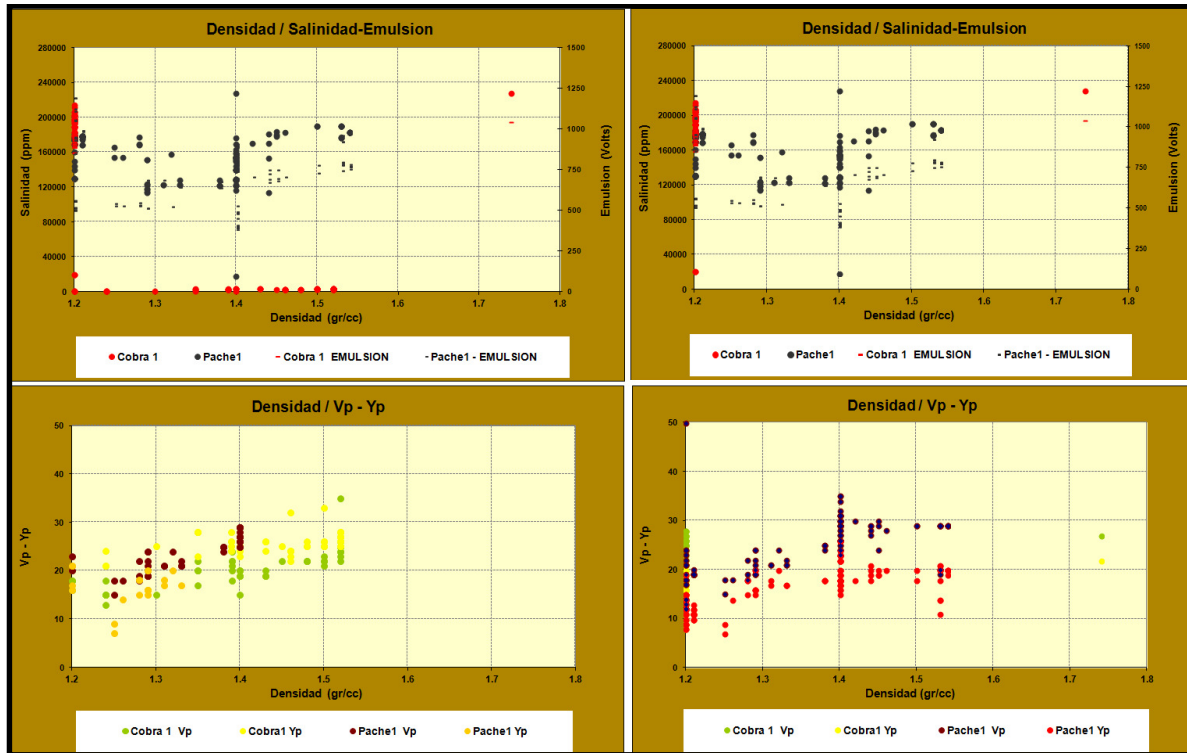


Figura 4.10. Análisis de propiedades del fluido de perforación de pozos vecinos

4.7 Barrenas

La barrena como elemento de la sarta de perforación y cuya función es el corte de la formación es uno de los componentes quizás más expuestos dentro del proceso de perforación, esto es simplemente debido a que si no se logra alcanzar una velocidad de penetración (ROP) aceptable, la conclusión más común y recurrente es asumir que la selección de la barrena no fue la adecuada, como se ha insistido a lo largo de este trabajo es importante tener en consideración todos los parámetros y variables que conforman el complejo mecanismo de la perforación y que hace posible obtener un buen rendimiento. En un análisis de barrenas es importante determinar y seleccionar las barrenas que mejor rendimiento hayan obtenido (figura 4.11 y 4.12), pero igualmente importante resulta que esta evaluación se realice considerando escenarios similares a los que enfrentar a la herramienta, adicionalmente se requiere también analizar bajo qué condiciones fue trabaja la barrena a usar, esto es básicamente evaluar el tipo de sarta de perforación utilizada, parámetros operativos, hidráulica, entre otros y basado en ello tener

4.8 Sartas de perforación

Las sartas de perforación (BHA) son el medio a través del cual se transmite la energía a la barrena para que ésta realice su función de triturar la formación y obtener con ello avance favorable, sin embargo la combinación adecuada de esta sarta con la barrena son un arreglo de suma importancia, ya que si bien es cierto que se requiere que la energía llegue al fondo del pozo también es importante que la barrena sea la adecuada para el tipo de formación a perforar y lograr así una perforación segura.

Es de vital importancia que además de lo ya mencionado se tenga en consideración el principio y rango de operación de hidráulica y temperatura de cada una de las herramientas a incluir en la sarta de perforación, así como también los esfuerzos a los que se someterá el conjunto tubular para no exceder sus resistencia durante los trabajo de perforación y disponer de los márgenes de seguridad establecidos.

Como se ha mencionado la trayectoria del pozo es tipo "S", y es justamente este tipo perfil direccional en el cual se pierde una cantidad importante de energía a lo largo de toda la trayectoria, por ello cobra importancia una adecuada selección de la barrena para lograr obtener el mejor avance en el entendido que la transmisibilidad de energía será complicada. El tipo de conjunto tubular, BHA mas tubería de perforación debe ser adecuadamente seleccionado ya que de ello depende la agresividad y/o pasividad de parámetros operativos que se le podrán aplicar en cada una de las secciones del pozo, el margen de trabajo con el que se contara y en gran medida la capacidad hidráulica con la que se dispondrá.

4.9 Tiempos programados

El plan de tiempos de perforación se determinó basado en la metodología de Limite Técnico, considerando entre otras cosas:

- Comportamiento y rendimiento del equipo de perforación.
- Velocidades de viajes de tubería de perforación y de revestimiento.
- Viajes programados por cambio de sarta de perforación o barrenas
- Velocidad de perforación (ROP) estimada, basada en los antecedentes de barrenas y rendimiento de las mismas en el campo y en casos similares.
- Problemáticas y discretización de tiempos, en tiempo productivo (PT) y tiempo no productivo (NPT).

Dentro del análisis de tiempos y basado en la estadística de casos de pozos profundos en el área, se ha observado que en términos generales se tiene que alrededor del 30 % del tiempo total de estos pozos corresponde a tiempo efectivo de perforación (barrena en fondo), alrededor de 30% corresponde a viajes de tuberías de perforación, 8 % son tiempos invertidos en circular el pozo y el resto del tiempo distribuido en las actividades complementarias, todo esto es en referencia a tiempos productivos (PT). Un análisis simple muestra que en caso de alguna situación que haga necesario un viaje (no considerado

NPT) afectara directamente a las variables que mayor repercusión tienen sobre los tiempos totales, es decir:

- Suspender la perforación.
- Circular hasta asegurar limpieza.
- Para pozos profundos, es recurrente la colocación de baches de compensación o en casos extremos el acondicionamiento de todo el sistema de circulación para viajar con seguridad
- Realizar viaje a superficie.
- Regreso al fondo perforado.
- Circular para desalojar baches o reacondicionar fluido a las condiciones de perforación.
- Circular previo al reinicio de la perforación.

La conclusión de los puntos anteriores es que cuando se perfora a grandes profundidades y se tiene alguna falla, problema, cambio de plan o condición que haga necesario un viaje a superficie a , el tiempo efectivo de perforación se reduce y el tiempo de circulación y de viaje se incrementa de manera sensible.

Derivado de esto es de suma importancia la selección mas optima del conjunto de barrena y sarta para la perforación, buscando así la eliminación de viajes no planeados. Un valor impactante también es la velocidad de los viajes (figura 4.13), ya que un sencillo análisis de sensibilidad muestra que una variación de 20 – 50 m/hr en esta actividad, puede representar al final del pozo un incremento de 7 días solo por concepto de tiempo de viaje.

Una variable intangible, pero que impacta de manera drástica son los llamados “tiempos ocultos”, los cuales son aquellas actividades que no son reportadas en su totalidad pero que afectan el tiempo total del pozo, estos tiempos normalmente esta asociados a:

- Esperas y/o fallas disfrazadas con otras actividades.
- Tiempos excesivos en los cambio de guardias y/o reuniones en donde la actividad sustancial del pozo es detenida.
- Mantenimientos no programados.
- Suspensión de actividades como consecuencia de operaciones simultaneas en la pera

Basado en los puntos anteriores se observa la importancia de realizar un buen análisis de las variables que impactan en la determinación realista de los tiempos, esto con el fin de obtener un plan ejecutable en tiempo para así lograr cumplir los compromisos de producción que se contraen con cada pozo planeado.

- Reducir la posibilidad de fallas de herramientas a fin de evitar viajes adicionales
- Incentivar al personal para lograr la máxima velocidad de viaje permisible, esto es sin comprometer la integridad del pozo por pistoneo o suaveo.

- Realizar un seguimiento detallado de los equipos y materiales para evitar demoras y/o esperas.
- Asegurar los planes de mantenimiento preventivo del equipo de perforación.
- Tener una referencia clara para el monitoreo de los tiempos establecidos y en caso necesario poder realizar los ajuste pertinentes enfocados al cumplimiento del programa.

4.9.1 Pozos de correlación

Previo a la perforación del pozo Pache 13 se tenían perforados dos pozos y un mas estaba en proceso de perforación, esta información fue parte del análisis de pozos vecinos y determinación de los tiempos a utilizar para el plan de perforación del pozo Pache 13 (figura 4.14).

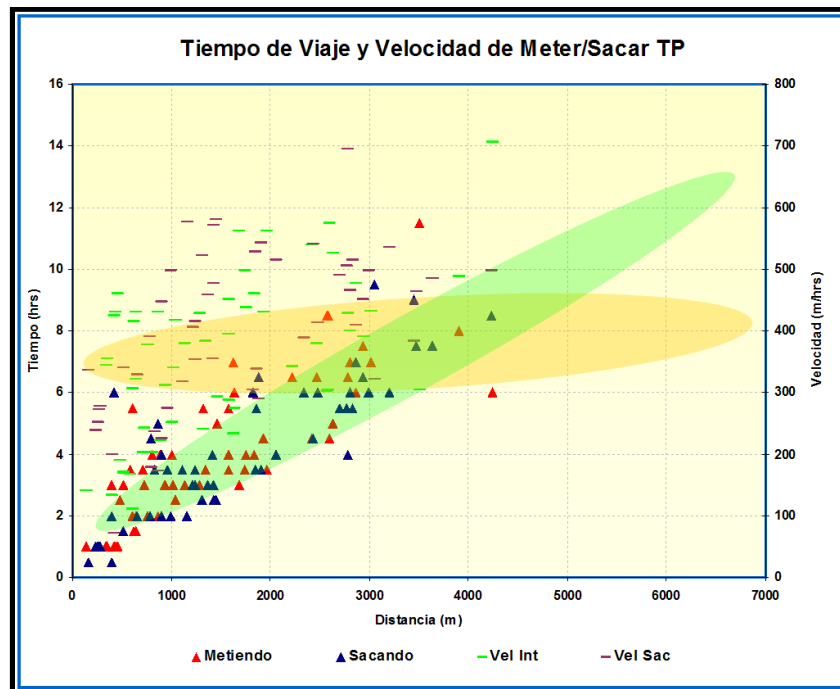


Figura 4.13. Análisis de velocidad de viaje estimada para los tiempos planeados de Pache 13.

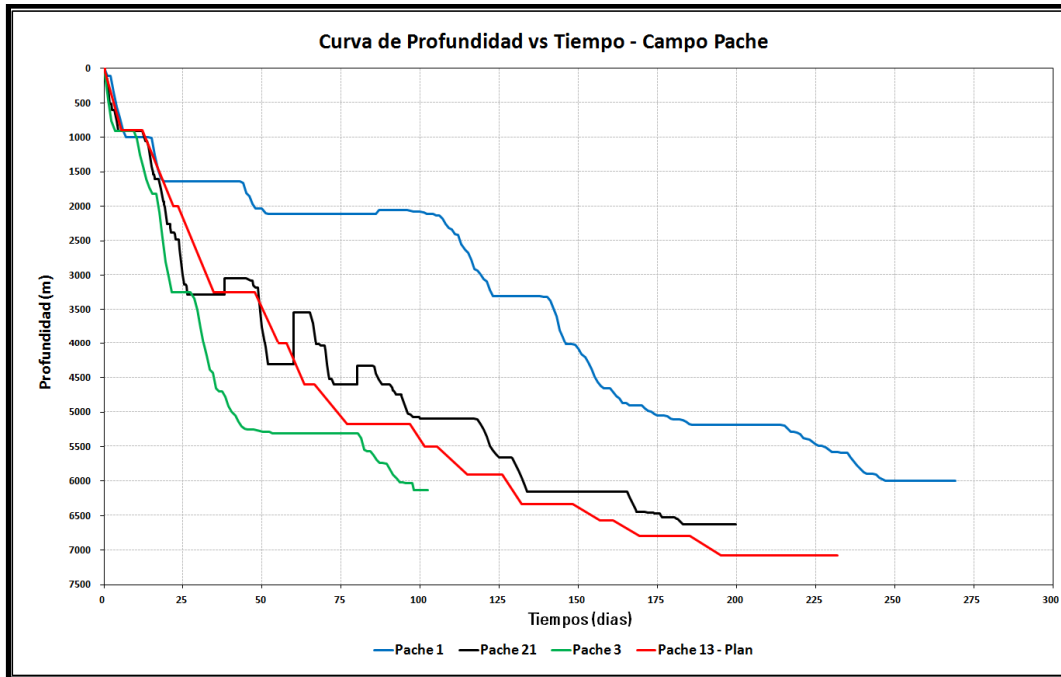


Figura 4.14. Pozos perforados previo al inicio de operaciones del pozo Pache 13.

Los análisis realizados para la evaluación de tiempos reales en pozos de gran profundidad muestran un factor constante en las actividades de perforación y viajes, es decir el tiempo efectivo de la barrena perforando y los tiempos de viaje representa una proporción muy importante en el tiempo total del pozo.

Distribución de tiempos de pozos vecinos					
Evento	Horas	%	Evento	Horas	%
Perforando	1613.0	32.95	Perforando	1559.5	21.84
Viajes	1038.0	21.21	Viajes	979.0	13.71
Cambio de Etapa	1407.0	28.74	Cambio de Etapa	1423.0	19.93
Problemas	433.0	8.85	Problemas	992.5	13.90
Esperas	118.0	2.41	Esperas	177.0	2.48
Fallas	286.0	5.84	Fallas	2009.0	28.14
TOTAL PRODUCTIVO	4058.0	82.90	TOTAL PRODUCTIVO	3961.5	55.48
TOTAL IMPRODUCTIVO	837.0	17.10	TOTAL IMPRODUCTIVO	3178.5	44.52
TOTAL	4895.0		TOTAL	7140.0	
TOTAL DIAS	204.0		TOTAL DIAS	297.5	

Figura 4.15. Distribución de tiempos reales de pozos profundos.

La revisión detallada de un plan de tiempos programados para uno de los pozos profundos corrobora lo mencionado respecto a los tiempos de viaje y de perforación (figura 4.16), donde se aprecia que el mayor porcentaje de tiempos se distribuye en el tiempo de perforación y viajes, en la realidad estos valores se mantiene con cierta proporcionalidad.

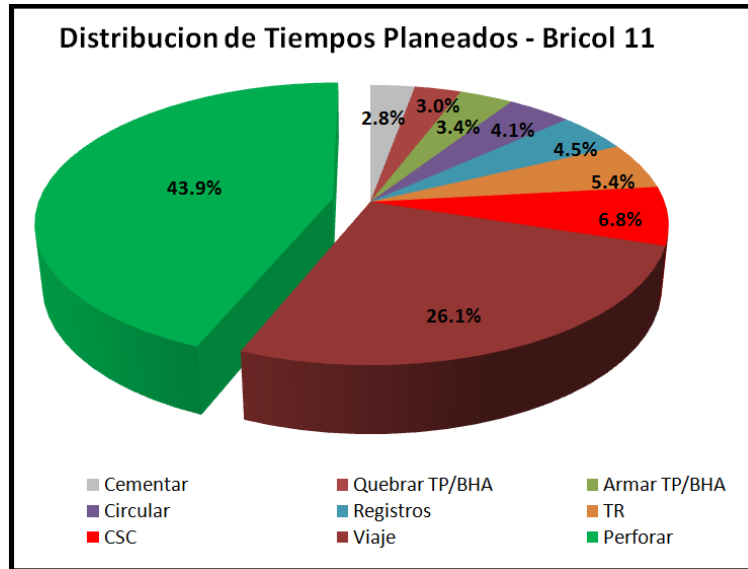


Figura 4.16. Distribución de tiempos planeados para un pozo profundo.

4.9.2 Tiempos por actividad

Derivado del análisis mencionado en el punto anterior, fue posible determinar con más precisión la estimación de tiempos y detectar las áreas de oportunidad que se tenían y las actividades relevantes en las cuales se debería hacer énfasis para evitar desviaciones importantes que impactaran negativamente el programa de tiempos establecidos. Con la finalidad de tener un seguimiento más preciso y buscar las áreas de oportunidad se discretizaron los tiempos por actividades en donde se pudieran aplicar las lecciones aprendidas de los pozos vecinos, esto con el objetivo de lograr una optimización de los tiempos (figura 4.17).

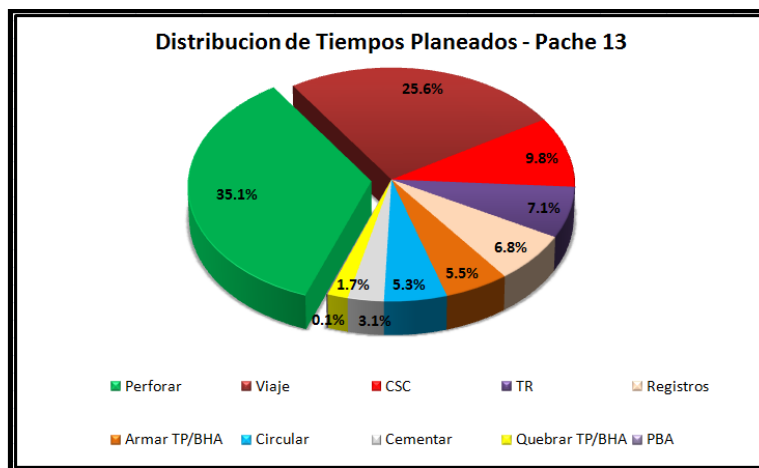


Figura 4.17. Distribución planeada de las actividades principales para la perforación del pozo Pache 13

4.9.3 Programa de tiempos

En función de las evaluaciones y análisis mencionados en los puntos anteriores se determinó el estimado de tiempos para la perforación del pozo, el programa final de tiempos establecidos para la perforación del pozo se muestra en la figura 4.17.

TR	PROGRAMA			
20" 1a. Etapa	Prof.	900	m	M / Día
	P	5.72	11.2	148.68
	C	5.48		
13 3/8" 2a. Etapa	Prof.	3250	M	M / Día
	P	23.02	34.1	102.10
	C	11.10		
9 7/8" 3a. Etapa	Prof.	5175	M	M / Día
	P	29.93	47.0	64.33
	C	17.05		
7" 4a. Etapa	Prof.	6330	M	M / Día
	P	36.08	49.6	32.02
	C	13.54		
5" 5a. Etapa	Prof.	7078	M	M / Día
	P	47.04	73.4	16
	C	26.38		
Metros / día pozo			32.87	
Total Perforando			141.78	Días
Total Cambio Etapa			73.55	Días
Total Perforación			215.33	Días
Total Pozo			215	Días

Figura 4.18. Tiempos programados para la perforación del pozo Pache 13.

4.10 Equipo de perforación

El equipo programado para la perforación de este pozo fue un equipo con una potencia instalada de 2000 HP, equipado con Tod Drive y 3 bombas de lodo.

UNIDAD	MARCA	MODELO	CANT.	CAPACIDAD
Mástil	BOMCO	JJ450/45-k	1	1,000,000 lbs
Corona	BOMCO	TC450	1	1,000,000 lbs
Bloque viajero	BOMCO	YC-450	1	500 Ton, 6-50" –diámetro 1524 mm
Gancho	BOMCO	DG-450	1	1,000,000 Lbs 4500 kN
Top drive	VARCO BJ	TDS11SA	1	500 Ton
Unión giratoria	BOMCO	SL450-5	1	Integrado al Top Drive
Mesar rotaria	BOMCO	ZP-375	1	630 Ton static
Malacate	BOMCO	JC70DB	1	1,470KW (2000 HP)
Hidromático			1	Sistema regenerativo
Motores del malacate	BOMCO	GEB22	2	AC MOTOR 800 KW c/u
Bombas de lodo	BOMCO	F-1600	3	1600 HP, 5000 psi Max. Incluye bombas de carga centrifugas 6x8R
Generadores C.A.	CATERPILLAR	KATO- Mod 6P6-3300	4	Potencia 1375 KW, 600 Volts AC, 60 Hz, 1950 KVA, 3 fases, 1878 FLA
Bomba para operar preventores	KOOMEY	TYPE 80	1	3000 Psi. 22 botellas 11 gal c/u
Montacargas para preventores	BOMCO	FY-50Y	1	250 KN
Agitadores de lodo	--	---	11	11 NJ-15 de 20 HP y un (01) agitador NJ-7.5 de 10 HP
Árbol estrangulación	---	----	1	4-1/16" X 3-1/16" 10,000 lbs/plg2 presión de trabajo. Equipado con 3 chokes
Temblorinas	DERRICK	FLC- 2000	3	Temblorinas de movimiento lineal
Mud cleaner	DERRICK	FLC 2000		HIGH G Secador
Desarenador	DERRICK	FLC 2000		Incluido en el secador High G, 16 conos 4", desarenador 2x12" 500 gpm
Desgasificador	BOMCO	---	1	1200 gpm
Tanque de viaje	----	----	2	9.5 m3 c/u
Separador vertical				
Presa de lodo	---	--	6	320 m3 Total 1.20x3x1.6 m
Presa de asentamiento	Consiste de tres partes: Compartimiento de degasificador, compartimiento de desarenamiento y de asentamiento con un agitador de 20HP, una pistola de lodo, puerta de remoción de arena			
Tanque diesel	--	--	1	500 bbl
Tanque de agua	--	--	2	500 bbl –c/ motor de 15 kW

Figura 4.19. Componentes principales del equipo de perforación.

5 CAPÍTULO V: EJECUCIÓN DE LA PERFORACIÓN

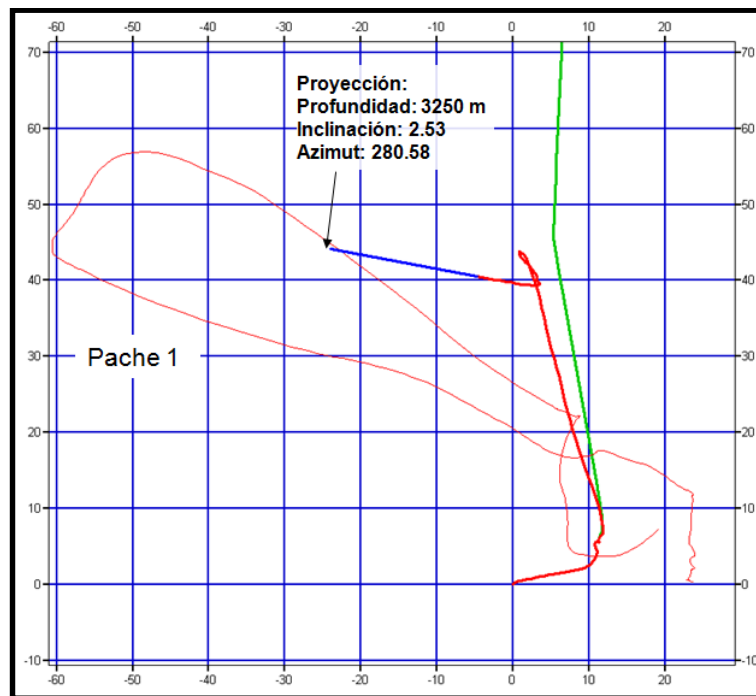
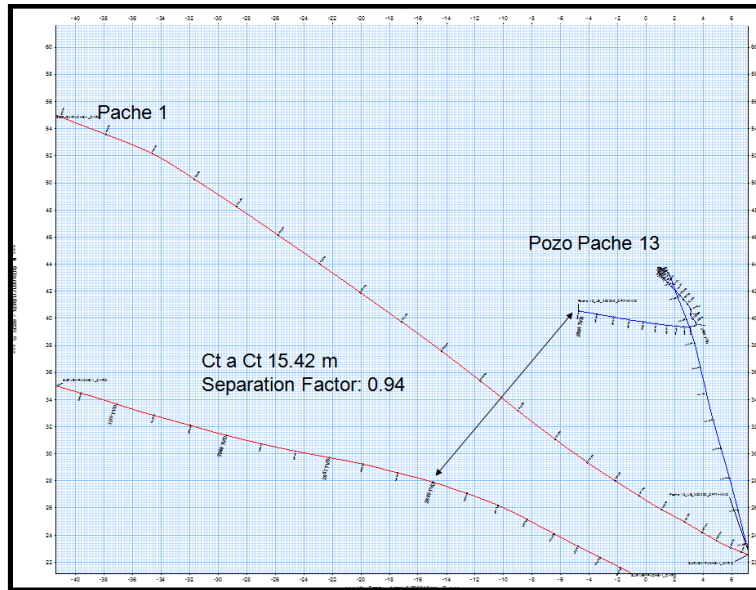
Durante la planeación del pozo, en la fase 17 ½" se identificaron varios eventos geológicos, fallas geológicas a las profundidades de +/- 2952 m, 3055 m y 3135 m y zona potencialmente inestable asociada a planos de debilidad de la formación en la proximidad al punto de asentamiento a 3250 m. Gracias a la identificación de esta zona problemática, se logró realizar un programa operativo detallado en el cual se mencionaba esta situación y plasmaron en el las medidas de prevención, tales como limpieza previa del agujero antes de llegar a dichas zonas, ajuste de parámetros, monitoreo de tendencias, etc. Este programa fue ampliamente comentado con el grupo de operaciones y fuertemente empujado hacia la gente en el equipo de perforación con la finalidad de que se entendieran la importancia de tales medidas de prevención, adicional a todo esto día a día se mantuvo la retroalimentación con los avances en el seguimiento diario y las constantes actualizaciones de la evaluación geológica.

Es importante mencionar que al perforar dichas zonas, se tuvieron incrementos de torque inmediatos, perdidas de fluido, pegas de tubería, fricciones y/o resistencias, pero gracias a que eran eventos esperados, se logro actuar de inmediato y se resolvieron los incidentes de manera rápida y sin consecuencias severas. Con ello queda evidente la importancia de los análisis previos y las medidas de prevención implementadas con el objetivo de evitar la ocurrencia de eventos no deseados y en caso de que estos eventos se hagan presentes, que estos planes sean capaces de mitigar la severidad de estas eventualidades.

5.1 Perfil direccional.

En la perforación de la fase de 26" el pozo alcanzó un desplazamiento horizontal desfavorable, posteriormente en la perforación de la etapa de 17 ½" con sarta pendular en la cual se incluyó herramientas de medición (MWD) para el monitoreo de la tendencia se observó un comportamiento a crecer el ángulo y girar el pozo en dirección desfavorable escenario bajo el cual la posibilidad de riesgo de colisión se incrementaba (figuras 5.1 y 5.2), para solventar esta situación fue necesario realizar una desviación controlada (nudge) del pozo en la etapa de 17 1/2".

- El nudge se ejecutó buscando generar la menos severidad posible (DLS) para minimizar el impacto de las fuerzas laterales, torque y arrastre adicional que esta condición genera.
- El perfil direccional se mantuvo apegado al programa original, las desviaciones y tendencias de que la formación imponía se controlaron de manera conservadora permitiendo cierto nivel de desviación para evitar cambios severos en el perfil y con ello la generación de efectos negativos de mayor proporción.



A pesar de las complicaciones direccionales que se tuvieron durante la perforación, la construcción del pozo desde el punto de vista direccional fue bastante acertada ya que todas las desviaciones que se

tuvieron fue posible ajustarlas y mantener el plan original como referencia, adicionalmente los objetivos fueron perforados dentro de las tolerancias direccionales permisibles (figura 5.3).

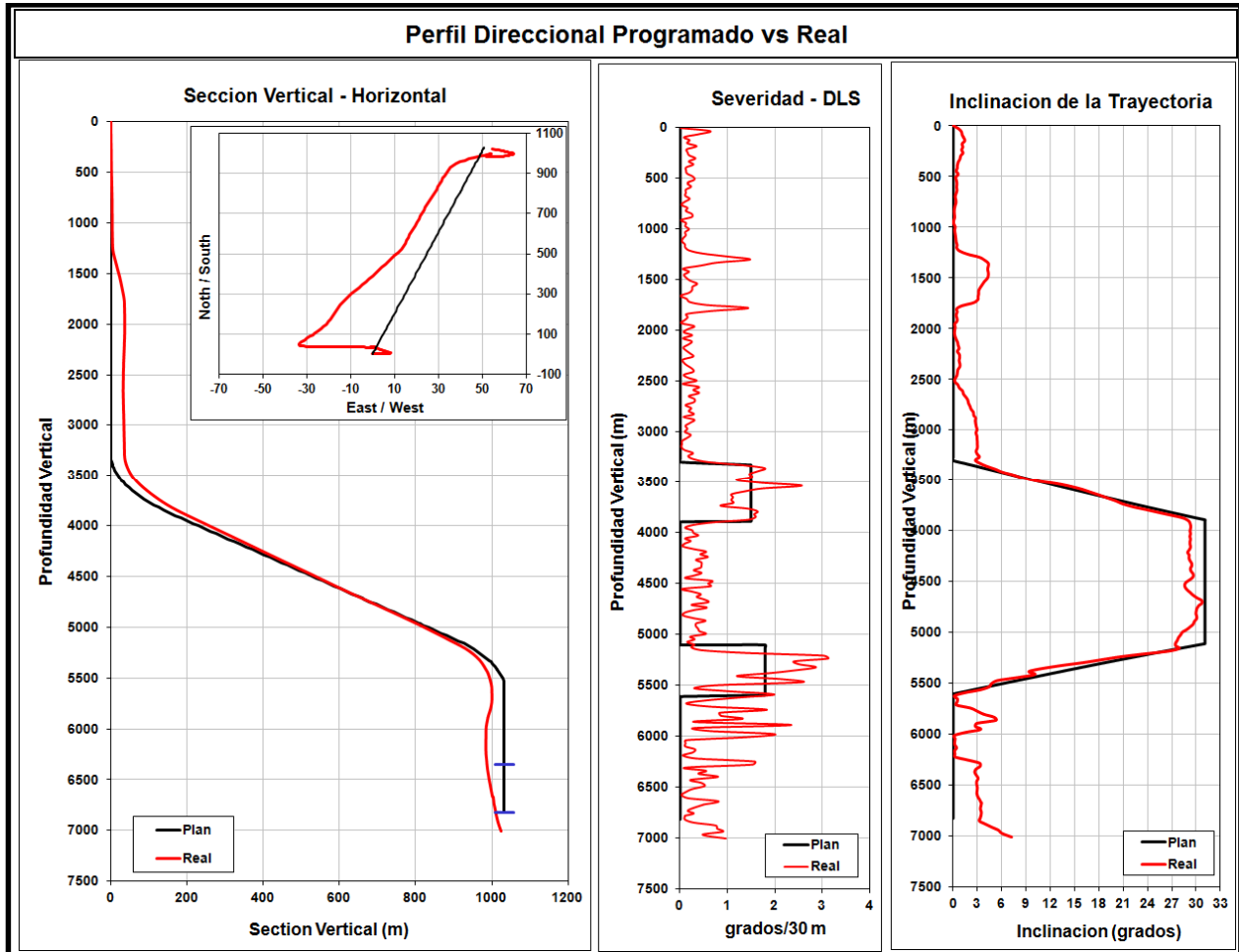


Figura 5.3. Perfil direccional programado vs real.

Las condiciones finales de profundidad y trayectoria del pozo, hicieron de Pache 13 como se ha mencionado uno de los pozos más profundos de la Región Sur de México y de acuerdo a la estadística que se tiene a nivel mundial y bajo el criterio de clasificación de pozos de alto desplazamiento, el pozo Pache 13 se cataloga como un pozo de alcance extendido perforando en uno de los perfiles direccionales de mayor complejidad (figura 5.4)

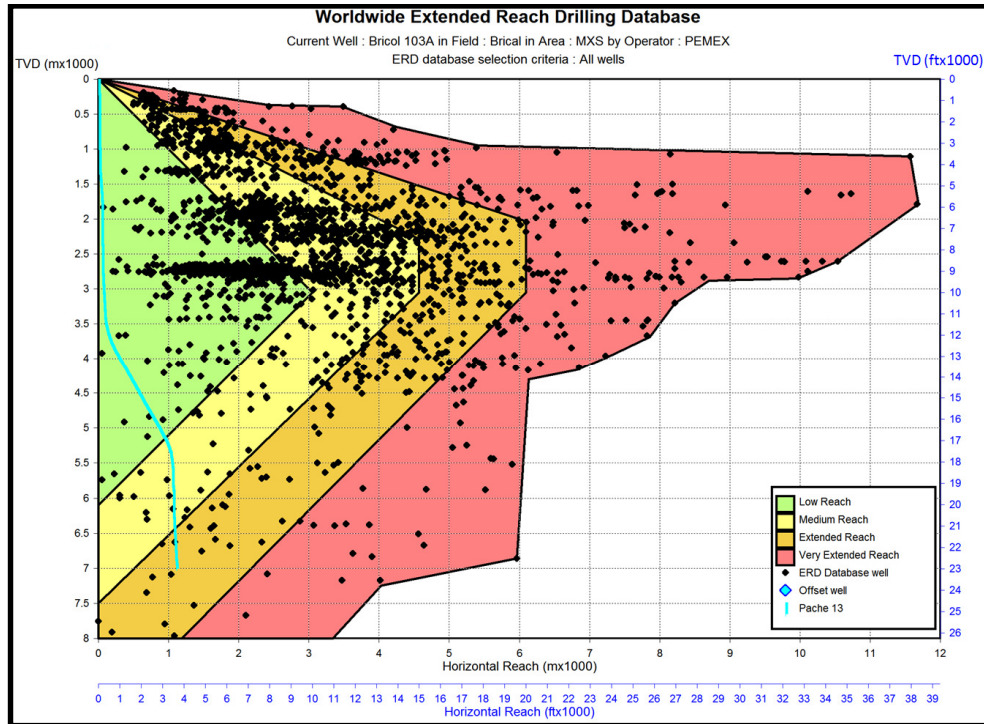


Figura 5.4. Clasificación del pozo Pache 13 dentro de la estadística mundial de pozos de alcance extendido. K&M Technology Group -2012

5.2 Geopresiones

El asentamiento de la TR de 13 3/8" en el campo Pache es de suma importancia, ya que con ello se logra aislar la zona de presiones normales y adicionalmente es posible mitigar parte de la problemática de la fase 12 1/4" al asentar lo más profundo posible la tubería de revestimiento en la zona de inestabilidad y de transiciones de presiones anormales, esta situación se concluye fue la causó en otro pozos las pegas de tubería y sidetrack en el pozo Pache 21, para la perforación de este pozo se analizó y se planeo lo siguiente.

- Determinación del del punto de asentamiento de la TR 13 3/8" por geopresiones
- Ajuste del asentamiento de la tubería de revestimiento por análisis geológico.
- Determinación y caracterización de la zona de Inestabilidad y factores detonantes.
- Primeros 200 m a perforar con menor densidad que los pozos venidos.
- Monitoreo de parámetros de operación y retornos de recortes, derrumbes y características de los mismos.
- Seguimiento metro a metro de la perforación y parámetros operativos una vez identificada la zona de transición de presiones.
- Bombeo de baches de asfalto.

- Se realizó el backreaming al salir de la zona de problemas solo como última opción y verificando de hacerlo con parámetros controlados para evitar incidir sobre la estabilidad de la formación.

Con esto se consiguió perforar exitosamente la sección, sin problemas de pegas de tubería y sin observar derrumbes en el agujero que comprometieran la seguridad del pozo. Con esto se consiguió un adecuado asentamiento de la TR 13 3/8", a la vez que se minimizó en gran medida la problemática de la siguiente sección al haber cubierto parte de la zona de inestabilidad identificada en la zona de asentamiento de la TR intermedia. Una vez tomados todos los registros del pozo y analizada la ocurrencia de los diferentes eventos que se suscitaron a lo largo de la perforación fue posible la elaboración de una ventana real de geomecánica (figura 5.5).

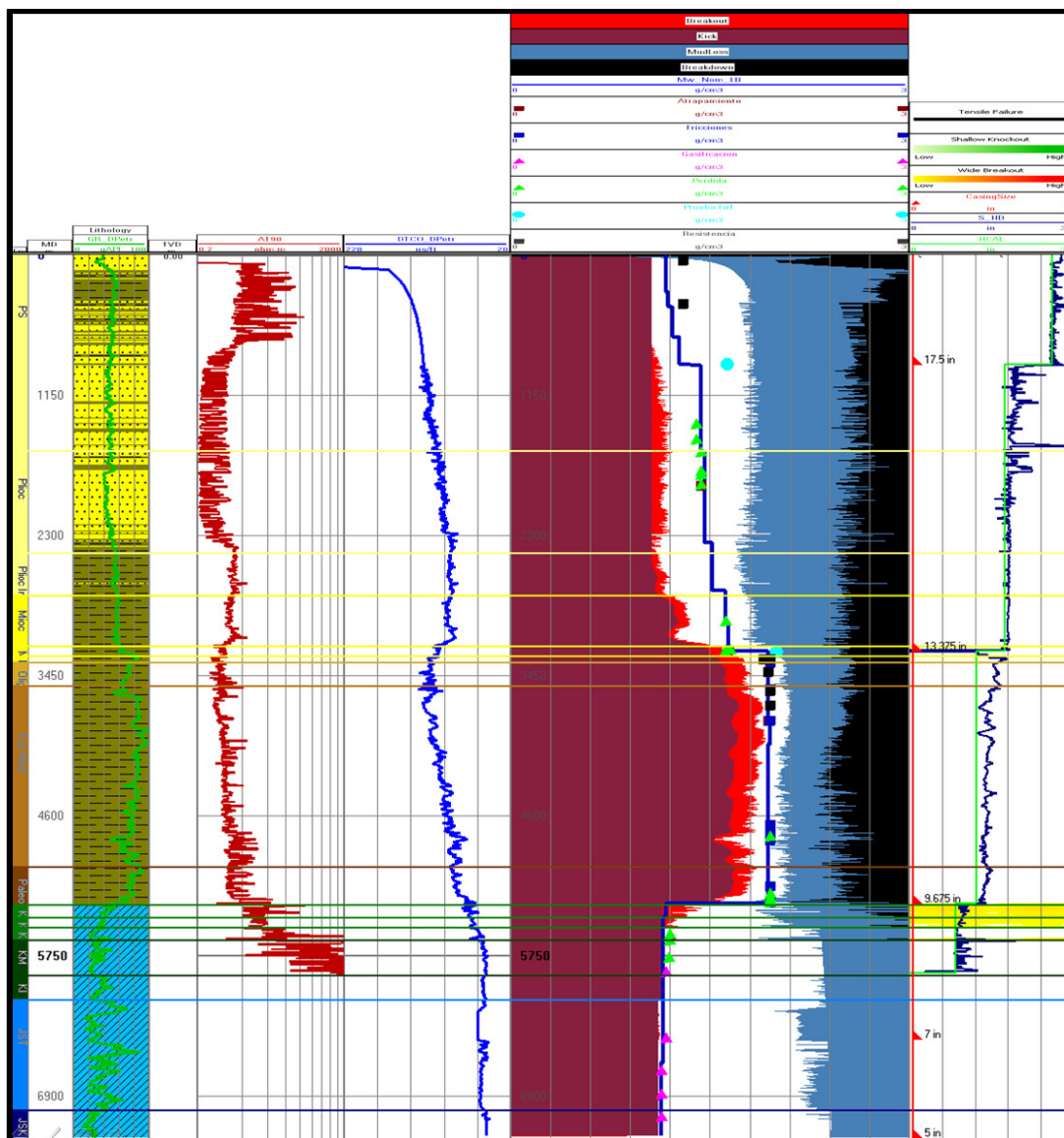


Figura 5.5. Ventana de geomecánica real.

5.3 Fluidos

La calidad del fluido de perforación tiene una relevancia sumamente importante, ya que como se ha mencionado adicional al control de las presiones de la formación y al tema de la hidráulica, el lodo de perforación juega un papel determinante en el control mismo de la estabilidad de la pared del agujero y sus propiedades son un factor crítico para las condiciones dinámicas o estáticas del pozo, por esta sencilla razón es importante mantener el fluido en sus mejores condiciones, ya que en cualquier momento el pozo puede pasar de una condición estable a una situación crítica ya sea con circulación o en estático, el monitoreo y seguimiento de las propiedades del fluido debe ser continua y analizar estas en función de la profundidad y tiempo (figura 5.6) para poder anticipar cualquier tendencia anómala y tomar acciones correctivas inmediatamente.

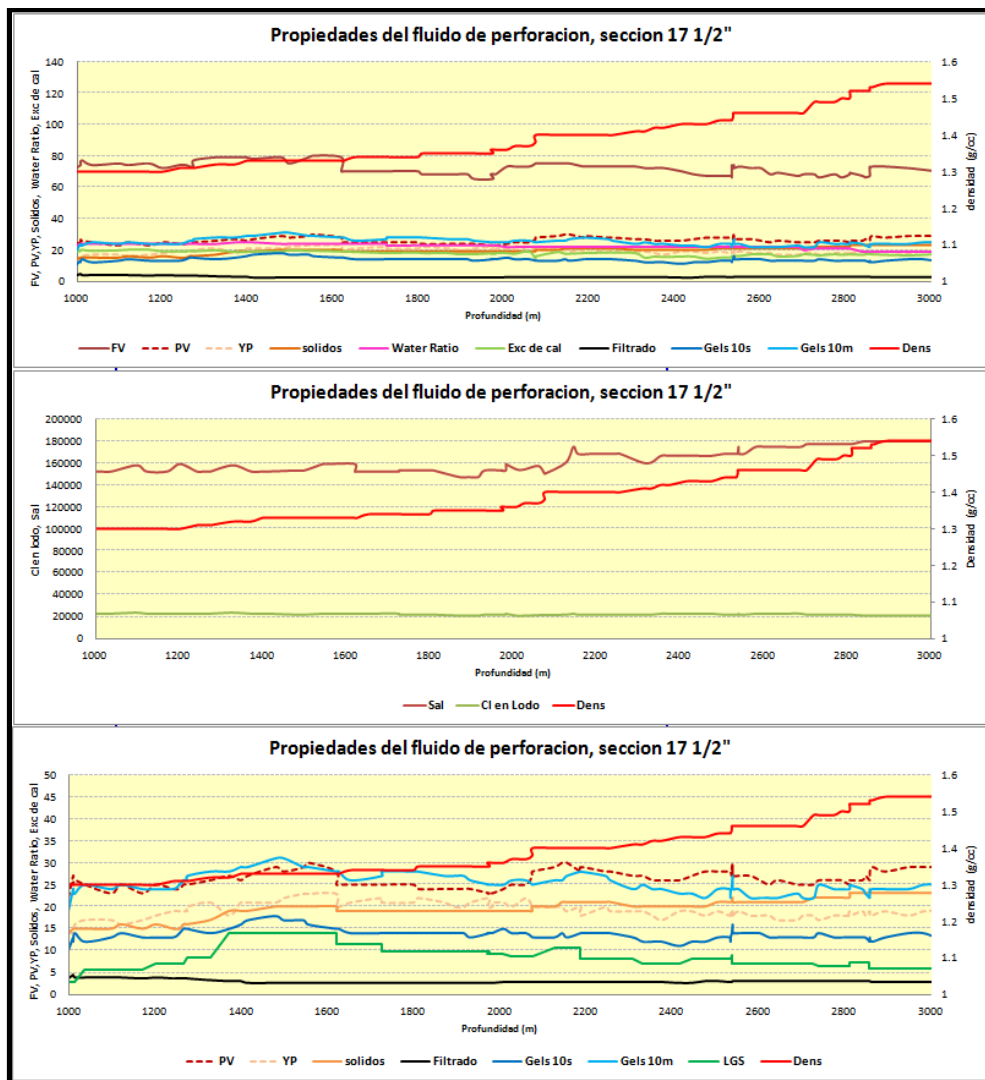


Figura 5.6. Seguimiento diario de las propiedades del fluido de perforación.

Indistintamente de que el fluido se logre mantener en condiciones adecuadas, siempre existirán condiciones que puedan dañar al sistema de lodo, ya sea por fluidos incorporados de la formación, aditivos inapropiados o incorporación excesiva de sólidos de la formación, una forma de tener un control más preciso de esta situación es el monitoreo en tiempo real de las condiciones dinámicas de la perforación, la medición de la densidad equivalente de perforación (ECD) con las herramientas APWD (Presión anular mientras se perfora) puede dar un buen indicio de comienzo de alguna posible eventualidad (figura 5.7).

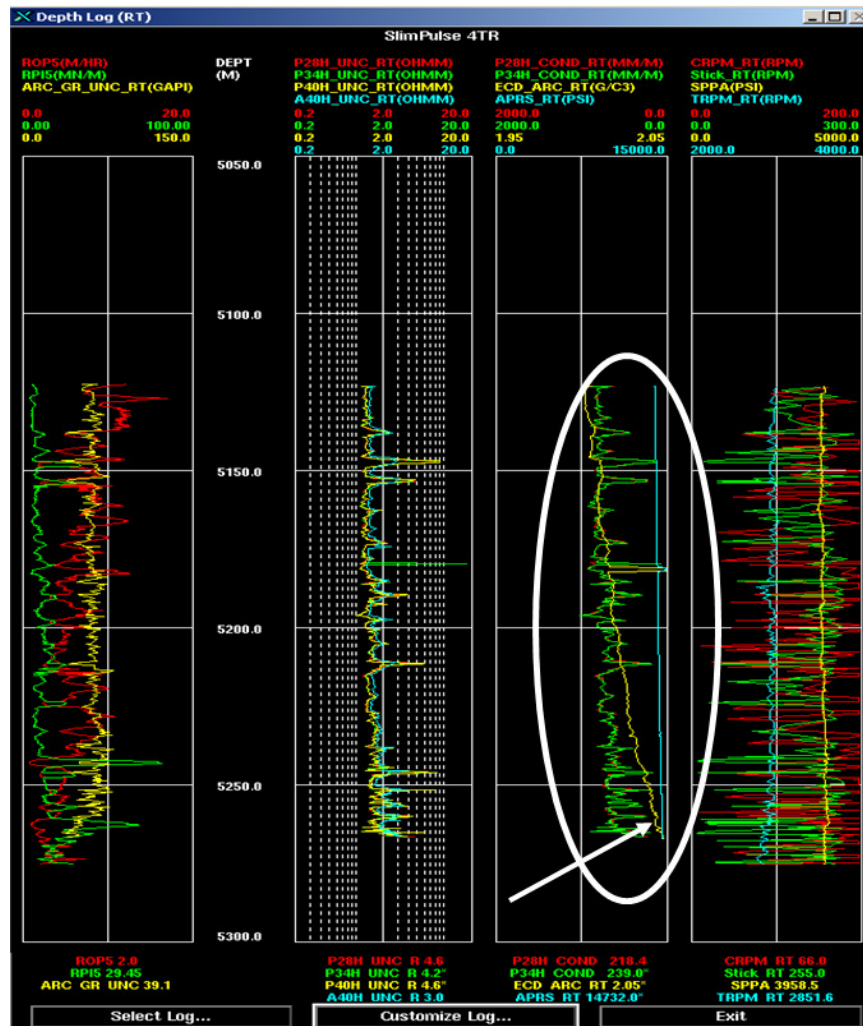


Figura 5.7. Análisis y seguimiento de la hidráulica a través de mediciones en tiempo real de la ECD con equipo de medición de presión anular (APWD)

5.4 Barrenas

El programa de barrenas consideraba el uso de 10 barrenas y por consiguiente 10 viajes para este efecto, sin embargo por diversas situaciones se requirió de un total de 16 viajes para revisión sarta o verificación de la condición de barrenas. Es importante mencionar que esta incremento en la cantidad de barrenas requeridas esta también influenciado por los metros adicionales que se perforaron debido a

que las profundidades de las formaciones y espesores fueron mayores al estimado, sobre todo a nivel de Cretácico y Jurásico.

A pesar de que la cantidad de viajes excedió al número programado, el resultado fue favorable en los tiempos totales de perforación, esto debido principalmente a que la velocidad de perforación (ROP) fue mayor a la esperada en prácticamente todo el pozo (figura 5.8), adicionalmente los viajes no planeados para los cambios de barrena se presentaron en etapas someras lo cual no representó un incremento fuerte en los tiempos acumulados.

- En la etapa de 17 ½" se realizaron 2 viajes adicionales.
- Para la etapa de 12 ¼" se tuvo un viaje adicional por barrena.
- En la fase de 8 ½" se requirió de 3 viajes adicionales a los programados.
- La fase de 5 7/8" se usaron los tres viajes programados por barrena

Sección (pg)	ROP		Mejora (%)
	Estimada	Real	
	(mts/hr)		
17 1/2	15	20.91	39
12 1/4	16	19.72	23
8 1/2	5	6.57	31
5 7/8	3	5.28	76

Figura 5.8. ROP plan vs ROP real de cada etapa.

Sí bien es cierto que se requirió de más viajes de los programados, es de resaltar que solamente 3 de estos viajes adicionales fueron debido a un avance pobre en la perforación, algunos de estos viajes estuvo asociado a algún problema de BHA, equipo y a registros parciales por la profundización del pozo.

El avance favorable que se obtuvo en la perforación del pozo Pache 13 fue la suma de los buenos resultados de cada una de las etapas ya que prácticamente todas las fases se logró una velocidad de penetración superior al promedio del campo y superior al promedio normal observado en algunos de los pozos profundos de la Región Sur (figura 5.9).

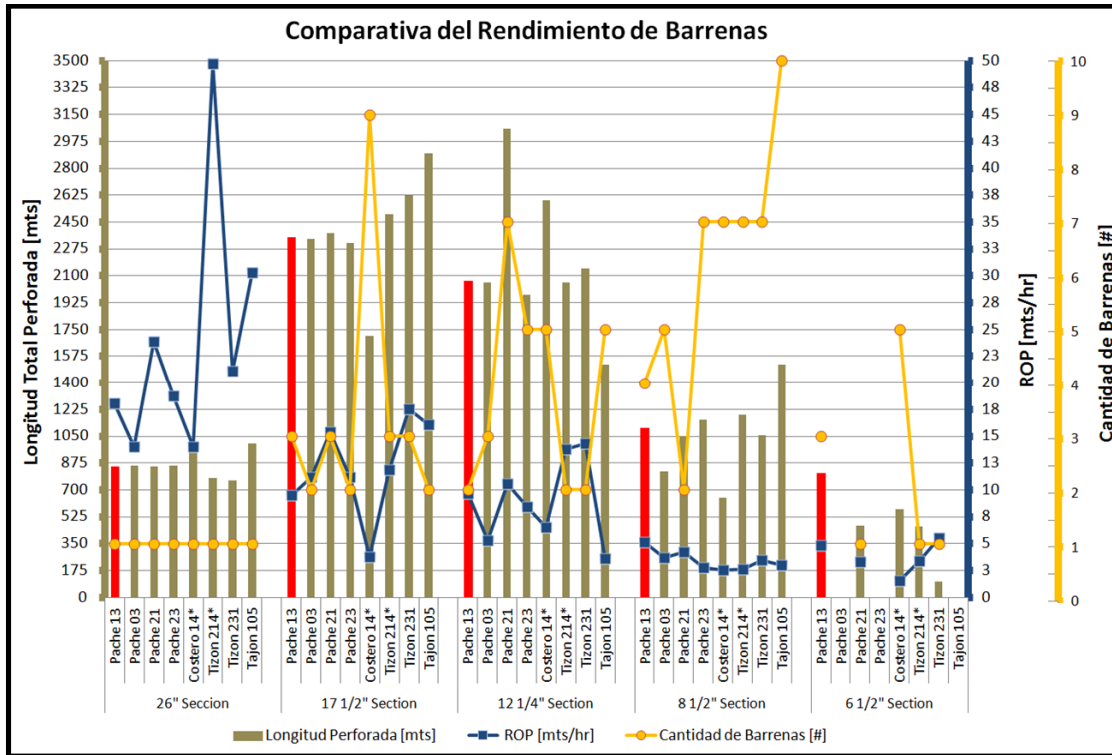


Figura. 5.9. Análisis de barrenas de pozos profundos y del pozo Pache 13.

5.5 Sartas de perforación.

5.5.1 Etapa de 17 ½”.

Para la perforación vertical de la fase 17 ½”, después de haber construido un nudge, se programó una sarta empacada con estabilizadores bajo calibre para minimizar los puntos de contacto y a la vez proteger la herramienta de medición para asegurar la calidad de la información obtenida, se programaron parámetros de perforación adecuados para buscar mantener la verticalidad del pozo. Sin embargo buscando alcanzar un mayor avance en la velocidad de penetración empezó a cargar más peso sobre la barrena, el efecto negativo que esto provocó es que comenzó a incrementar el ángulo de manera relativamente rápida y detonando con esto la alerta ya que de continuar este incremento sostenido del ángulo había la posibilidad de caer nuevamente en un escenario de riesgo de colisión. Esta situación hacía necesario entonces modificar el plan para buscar revertir esta situación y eliminar el riesgo actual.

Las opciones que se tenían eran suspender inmediatamente la perforación, sacar la sarta a superficie y agregar un motor de fondo para la hacer las correcciones necesarias, sin embargo basado en el tipo de sarta con que se estaba perforando, el avance que se tenía, la evaluación de los parámetros y el tipo de herramientas direccionales que se tenían, era posible realizar un intento con el manejo de los parámetros operativos para buscar romper la tendencia direccional y evaluar la posibilidad de continuar

la perforación con seguridad y tratar así de evitar así un viaje adicional, para ello se ejecuto el siguiente plan:

- La flexibilidad del tipo de sarta podría funcionar como un péndulo al ajustar algunos de los parámetros de perforación.
- Se redujo el peso sobre barrena (WOB) para continuar perforando.
- Se incremento las revoluciones de la sarta (RPM).
- Se repaso en más ocasiones cada una de las lingadas perforadas.
- Se evaluó el comportamiento direccional obtenido con estos nuevos parámetros operativos.

El resultado obtenido con esta modificación en la manera de perforar fue favorable (figura 5.10), ya que con los ajustes realizados fue posible romper la tendencia direccional y recuperar la verticalidad del agujero para así continuar las operaciones hasta la profundidad final de la etapa sin comprometer la seguridad del pozo.

- Se logro romper la tendencia direccional del incremento del ángulo de la trayectoria.
- El máximo ángulo que alcanzo la trayectoria fue de 3 grados, situación que no comprometía la continuidad de la perforación al no implicar una situación de riesgo de colisión.
- El viaje a superficie fue evitado y se terminó de perforar la etapa hasta la profundidad programada.

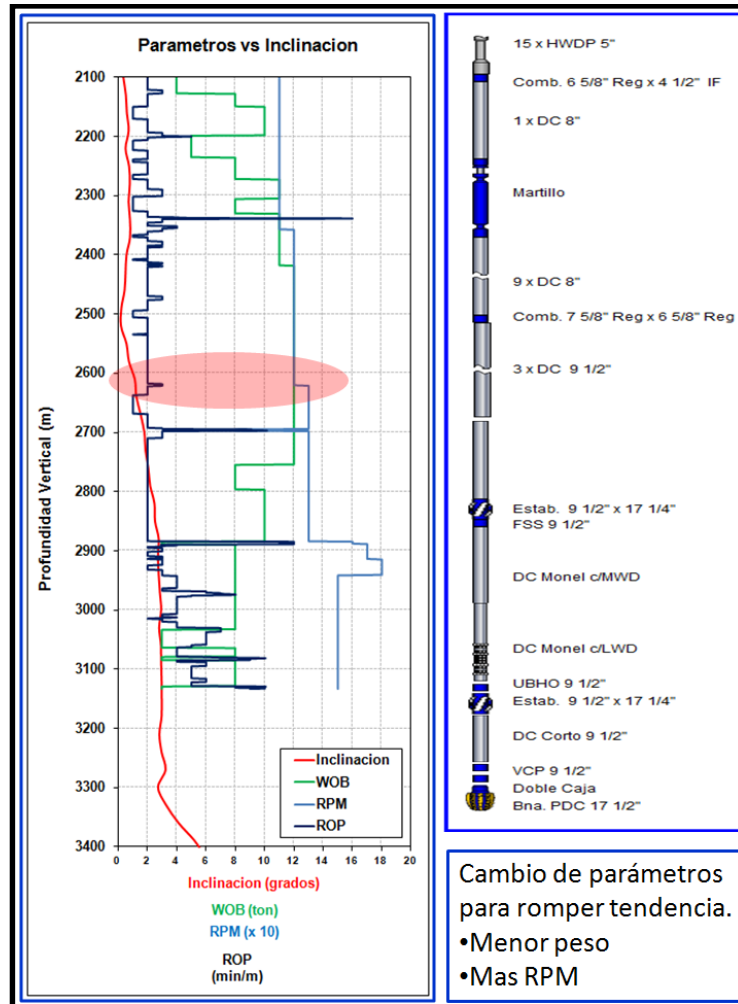


Figura. 5.10. Comportamiento de la trayectoria en función de parámetros operativos.

5.5.2 Etapa de 8 ½".

Uno de los grandes retos que se tiene para perforar en pozos de gran profundidad es la transferencia efectiva de la energía desde la superficie a la barrena. Los fenómenos de torque y arrastre se encuentran presentes en todo momento, de manera simple podemos entender estos fenómenos como la cantidad de energía adicional que se requiere para poder poner en movimiento ya sea rotacional o traslacional a la sarta de perforación, la magnitud de esta energía requerida dependerá de muchas variables, algunas de las cuales pueden ser controladas en una buena medida pero algunas otras son producto de la interacción misma del conjunto tubular con las diferentes secciones del agujero, algunas de las principales variables son:

- Geometría del agujero
- Rigidez de la tubería

- Tipo, diámetro, peso de la sarta
- Interacción de las conexiones de la tubería
- Perfil direccional del pozo y la calidad del mismo
- Tipo de fluido de perforación, densidad del fluido, lubricidad del sistema
- Tipo y agresividad de la barrena

Estos fenómenos son la sumatoria de todas las fuerzas que se generan en los diferentes puntos de contacto entre la sarta de perforación y las paredes del pozo y que en términos generales se denominan como fricción de la sarta. Ante la complejidad de esta situación, una manera de estimar o calcular estos valores es utilizando el denominado “factor de fricción”, este término representa una fracción adicional de la fuerza necesaria para poner en movimiento la sarta de perforación en una condición idealizada donde las superficies se deslizan una contra otra sin ninguna fuerza adicional, es decir sin fricción.

Asociado a estos fenómenos se tiene una enorme cantidad de situaciones, algunas que han llegado a ser críticas al grado de impedir la transferencia de energía a la barrena y en consecuencia imposibilitando la perforación misma, por ello es la importancia de conceptualizar desde el diseño las condiciones que tendrá nuestro pozo, ya que todas las fuerzas adicionales que se generan y que aun actualmente no hay manera de cuantificar, estarán englobados en un factor de fricción y dependiendo de la magnitud de este, será la facilidad con que podamos desarrollar una perforación efectiva.

Una forma de estimar estos factores de fricción realizar las simulaciones de los pesos y torque que genera la sarta de perforación y hacer mediciones directas durante la perforación, la diferencia de estos valores será transformado en un factores de fricción para poder simular nuevos escenarios o proyectar con mas precisión el comportamiento que se esperaría tener a profundidades mayores, esta estimación es posible realizarla solo durante la perforación misma del pozo, pero es importante que antes de llevar a cabo la perforación del pozo se conozca aunque sea de forma estimada el impacto que tendrá estos fenómenos en el desarrollo de la perforación, tan critico puede ser esta situación que pudriera requerirse de equipos de perforación de mayor capacidad para lograr el objetivo.

Aunque existen en la industria valores típicos recomendados para estos factores y que están acotados a ciertas características, un valor estimado y bastante certero es la calibración que se realiza con pozos ya perforados y que compartes ciertas semejanzas con el nuevo pozo a perforar. Este ejercicio se puede realizar simulando varios escenarios con pozos del área y evaluar el comportamiento y replicar lo más preciso posible la realidad observada en estos pozos, con ello podremos entonces tener un valor de referencia con una certidumbre aceptable (figuras 5.11, 5.12 y 5.13).

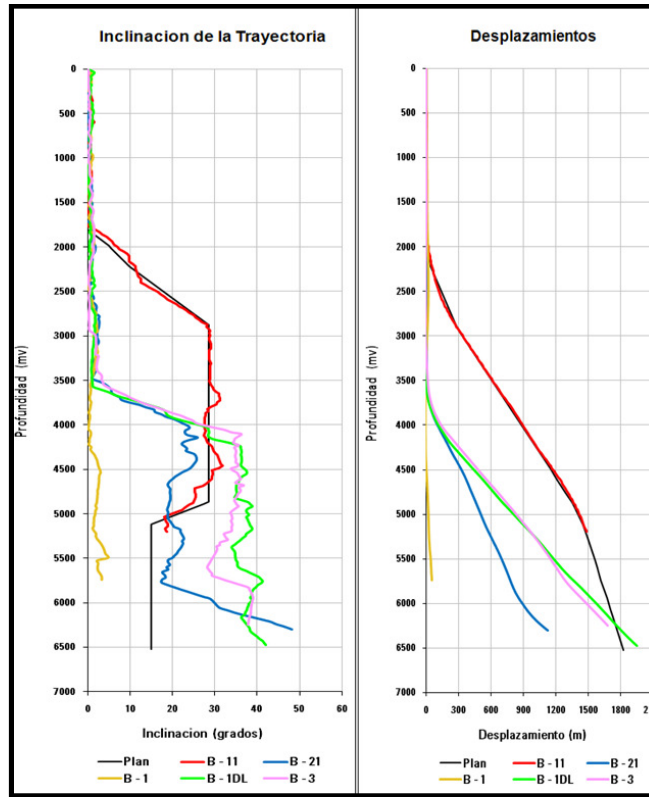


Figura. 5.11. Perfiles direccionales de pozos vecinos al Campo Pache.

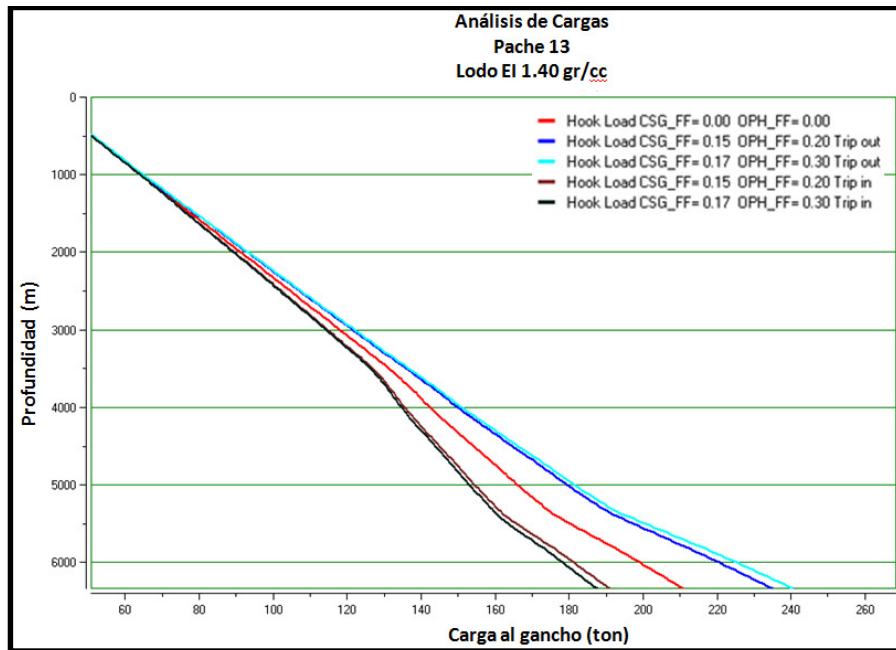


Figura. 5.12. Análisis de cargas y arrastres para la etapa de 8 1/2" del pozo Pache 13.

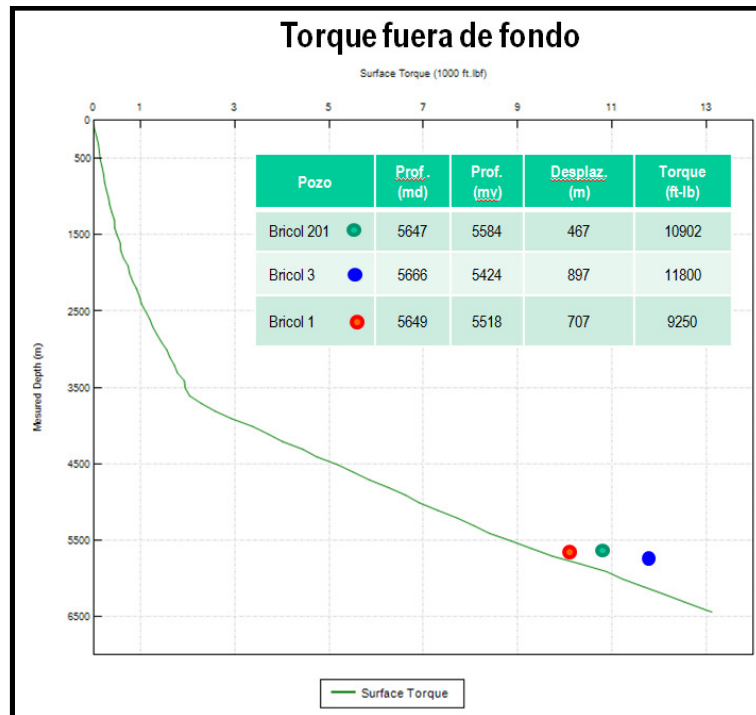


Figura. 5.13. Simulación de torque esperado en la etapa de 8 ½" y mediciones de casos reales de pozos del área.

5.6 Tiempos

5.6.1 Distribución de tiempos productivos y no productivos

Los tiempos utilizados para la perforación del pozo han sido unos de los más bajos para la perforación de pozos de estas características en la Región Sur, un factor determinante y que contribuyó para los buenos resultados obtenidos en la perforación fue la mínima cantidad de tiempos asociados a fallas, esperas y/o suspensión de operaciones, (figura 5.14), el resultado es que el tiempo productivo PT fue de 89.1 % y el tiempo no productivo es de tan solo 10.9 %.

5.6.2 Distribución de tiempos productivos por actividades

Realizando la discretización de los tiempos productivos (PT) de la perforación del pozo (figura 5.15), se observan algunos aspectos relevantes tales como:

- El tiempo efectivo de perforación se incrementó con respecto al tiempo planeado.
- La cantidad de viajes en las etapas de mayor profundidad se redujo y la velocidad de los mismos se mantuvo, esta combinación disminuyó el tiempo requerido para esta actividad.

- El rendimiento de la barrenas fue superior al estimado, principalmente en las últimas dos etapas.
- La cantidad de fallas de equipo fue mínima.
- La problemática que se tuvo fue solucionada con planes contundentes, con lo cual se evitaron cambios de programa de último momento.

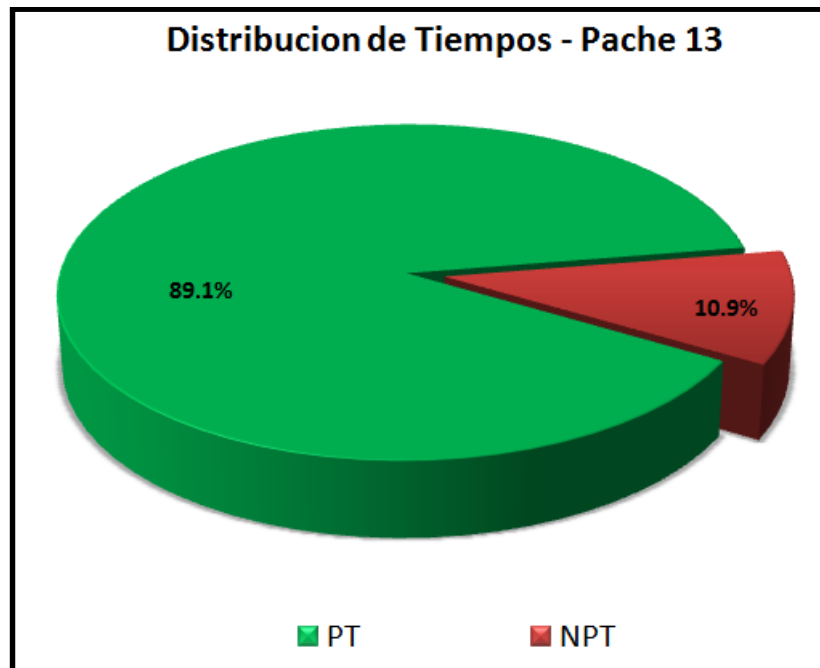


Fig. 5.14. Distribución de tiempos productivos y no productivos

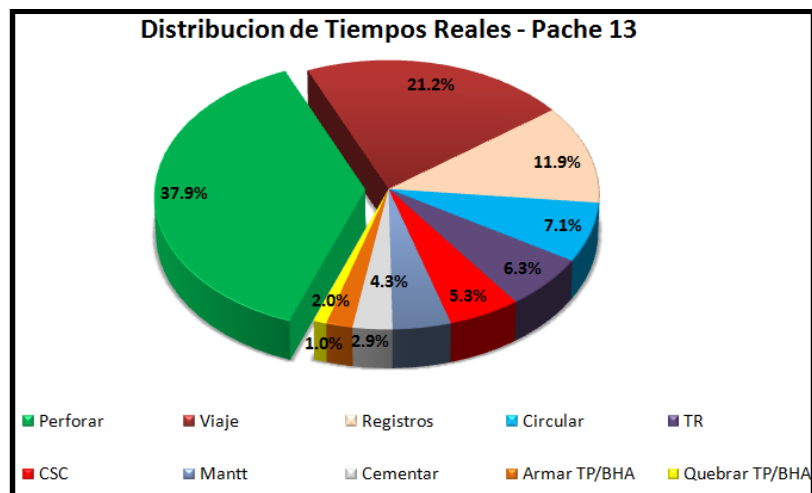


Figura. 5.15. Discretización de tiempos reales en operaciones principales.

5.7 Estado mecánico programado vs real.

El desarrollo de la perforación se concluyó dentro de los parámetros estimados, las variaciones que se tuvieron principalmente en la columna geológica esperada no impactaron negativamente en la perforación del pozo y los riesgos adicionales a ésta situación fueron evaluados y manejados sin complicaciones mayores (figura 5.16), la parte importante que se logró es que la geometría programada del pozo se cumplió

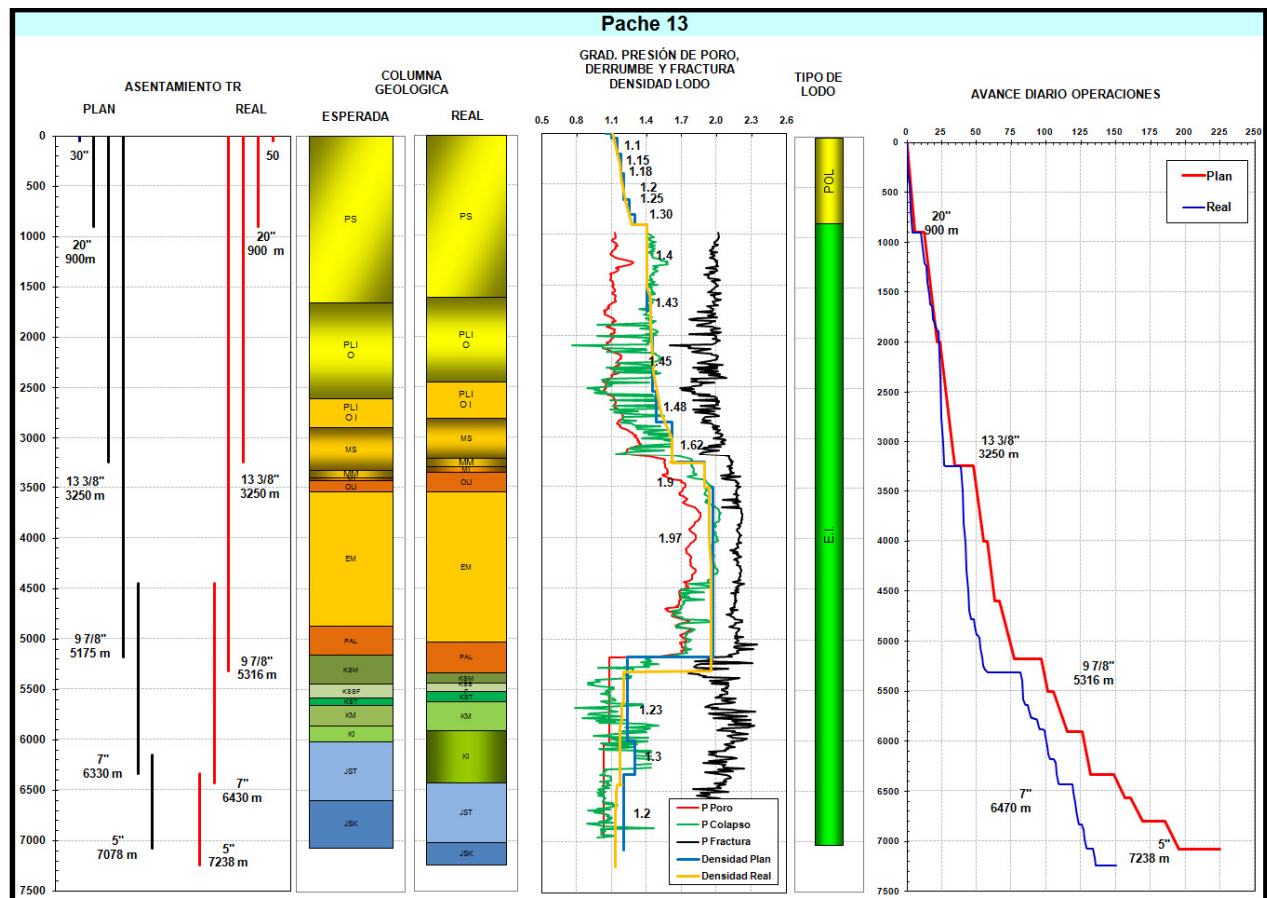


Figura. 5.16. Perforación programada vs real.

6 CAPÍTULO VI: PROBLEMÁTICA Y SOLUCIONES DURANTE LA PERFORACION.

6.1 Problemática observada

Como en toda operación de pozos, durante la perforación se presentó una serie de problemáticas propias del proceso de la perforación misma, algunas asociadas a fallas de equipos o herramientas y otras asociadas a la perforación misma, sin embargo lo rescatable de estas situaciones fue que se logró atacar en tiempo y forma las eventualidades y se tomaron las acciones correctivas necesarias, logrando con esto la continuidad operativa sin comprometer la integridad del pozo o la culminación del mismo.

Se tuvieron algunos eventos de alto impacto para la perforación, históricamente en muchos casos similares estos eventos han propiciado cambios severos en los planes de perforación o peor aún, la pérdida del pozo, sin embargo como se ha mencionado esta problemática se logró resolver favorablemente y es justamente estos eventos los que se detallan a continuación.

6.2 Perdida de circulación total en etapa de 17 ½”.

Se perforó la etapa de 17 ½” hasta 3250 m con lodo de emulsión inversa E.I. de densidad de 1.40 – 1.65 gr/cc de acuerdo a lo programado, durante la perforación de la fase se mantuvo el bombeo constante de baches antiperdida debido a los riesgos de perdida. Durante la perforación se presentaron varios eventos de pega de tubería, los cuales fueron trabajos y liberados de manera exitosa

Una vez alcanzada la profundidad programada, se circuló el pozo reciprocando sarta hasta observar retornos limpios, bombeó bache obturante, bache viscoso y bache pesado de 1.85 gr/cc, densidad de lodo 1.65 gr/cc. Realizó viaje corto a 2660 m y al regresar al fondo se presentó una pérdida de lodo sin lograr restablecer la circulación, se levantó la sarta bombeando baches antiperdida e intentando restablecer la circulación en diferentes profundidades sin tener resultados por lo que se decidió sacar la sarta a superficie.

Los riesgos que se habían previsto para la perforación de la etapa estuvieron presentes

- Perdidas parciales de lodo.
- Eventos de pega asociados a fallas geológicas que provocan planos de debilidad.

A pesar de las complicaciones que se tenían con el pozo, esta situación no era una sorpresa ya que se había pronosticado una alta probabilidad de ocurrencia de estos eventos, el planteamiento que se realizó fue el siguiente:

- Identificar la zona de perdida para que en función de ello concentrar los esfuerzos en esta profundidad.

- La evaluación del pozo mostraba una condición estable, el pozo en estático permanecía con nivel de fluidos en superficie.
- Durante la perforación y durante el evento de perdidas, el pozo no manifestó presiones o indicios de descontrol de pozo.
- Bajó los puntos mencionados se ejecuto el siguiente plan:
- Se observó y evaluó el pozo, manteniéndose este sin manifestaciones.
- Se corrieron los registros eléctricos programados en dos corridas, Sonic Scanner-DR_CAL-GR y RT Scanner-LDL-CNL-GR con lo que se determinó la zona de pérdida de lodo.
- Se realizó viaje de calibración con sarta simulada y máxima apertura de toberas de la barrena (TFA) y se acondiciono el fluido de perforación a la densidad de perforación, se colocaron de manera selectiva baches con material obturante.
- Se restableció la circulación y se corrió y cemento la TR 13 3/8" a la profundidad programada.

6.3 Desgaste y daño del cabezal de la tubería de 13 3/8"

Luego de haber perforado hasta 4940 m, levantó la sarta y sacó a superficie, y se procedió con la prueba del conjunto de preventores (BOP), se recuperó el buje de desgaste con un tiempo total de operación de 336 hrs, observándose en este huellas de desgaste de manera longitudinal en todo el cuerpo y presentado ausencia de material en aproximadamente 3" de longitud, (figura 6.1) Se reemplazo el mismo y continuo con la operación para reanudar la perforación de la etapa.

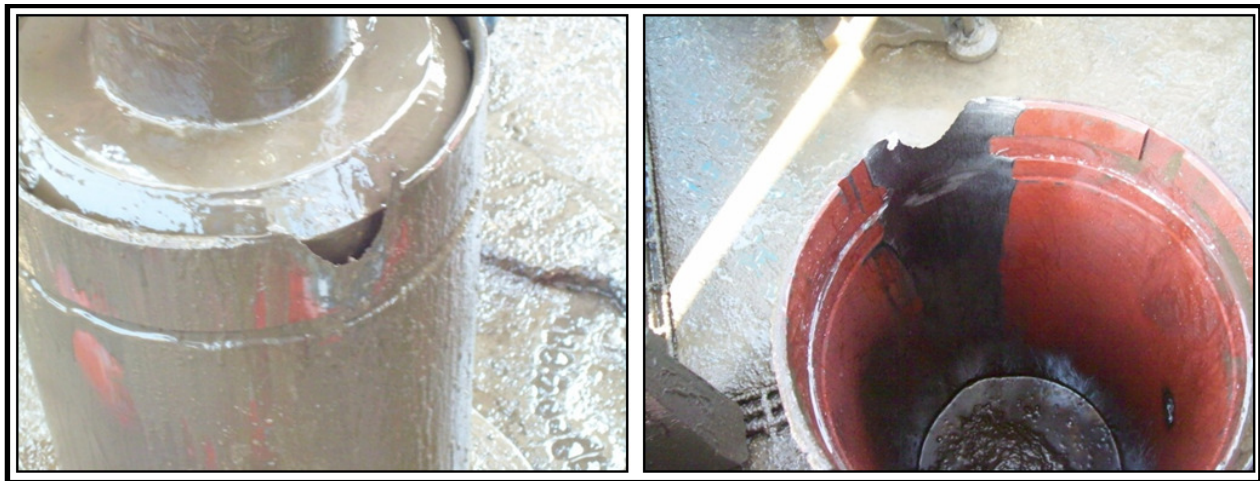


Figura. 6.1. Bujes de desgaste numero 1 observado en la perforación de 12 1/4".

Continuo la perforación de acuerdo lo programado y se perforó la etapa de 12 1/4" hasta 5316 m, se realizó la toma de registros eléctricos sin problemas y realizó un viaje de calibración para acondicionar agujero y fluido para la introducción del Liner de 9 7/8". Previo a la introducción del Liner 9 7/8" se recuperó y reviso el buje de desgaste con 288 hrs de trabajo, observándose este con daños severos, según se muestra en la (figura 6.2).



Figura. 6. 2. Bujes de desgaste numero 2 observado en la perforación de 12 ¼”.

Derivado de los eventos anteriores donde se observó un desgaste anómalo en los bujes de desgaste que protegen los cabezales, se levantó el conjunto de preventores 13 5/8” 10M (BOP 13 5/8”) para su revisión y verificar la integridad interna de estos y a su vez corroborar que los cabezales del pozo o la TR no hubieran sufrido algún tipo de desgaste o daño comprometiendo con ello la integridad del pozo.

Al levantar el BOP se observó que el cabezal semicompacto FMC 13 5/8” 10 M. presentaba marcas de desgaste en un costado, (figura 6.3), razón por la cual se procedió con el reemplazo del mismo.

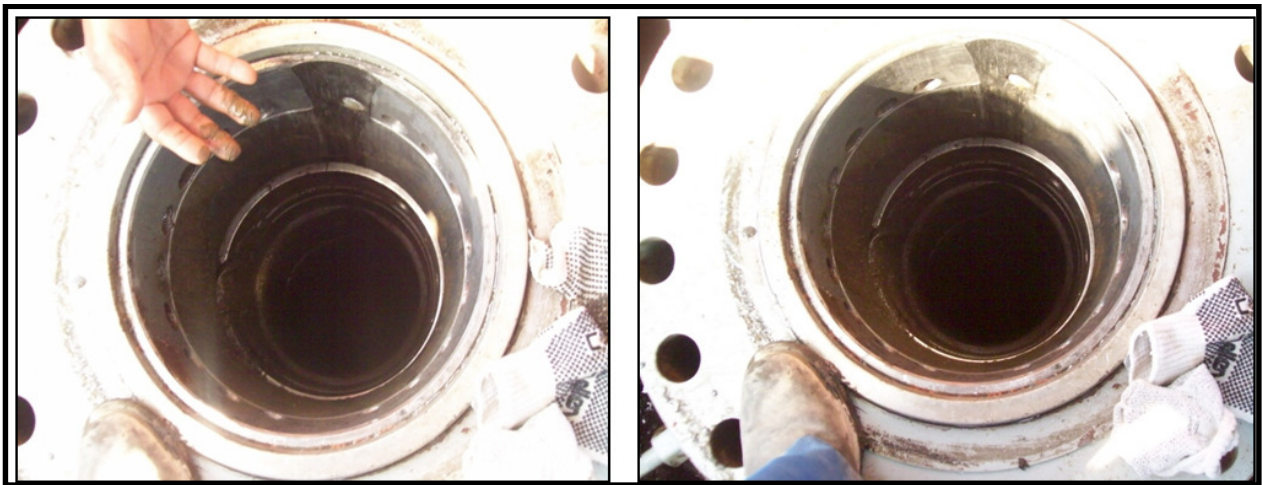


Figura. 6. 3. Desgaste longitudinal observado en el cabezal de 13 5/8” 10M

Durante este trabajo se reviso también el conjunto de preventores, observando una ralladura longitudinal en un costado del interior del cuerpo (figura 6.4), por seguridad se decidió a cambiarlos los mismo.



Figura. 6. 4. Daño observado en el interior del preventor de 13 5/8" 10M

Cabe mencionar que la fase 12 ¼" se perforó de 3250 a 5316 metros con dos barrenas PDC y se corrió y cemento el liner 9 7/8" en un total de 29.8 días. Durante la perforación de la fase no se observaron torque altos, manteniendo este valor en el rango de 12-20 klbs-pie y arrastres normales del orden de 15-20 toneladas.

Al analizar los eventos anteriores se detectó que el equipo de perforación había perdido la verticalidad y que la sarta de perforación tendía a recargarse a uno de sus costados, inclusive se observó que el grado de inclinación que mostraba el equipo oscilaba o en función de la cantidad de tubería estibada en la torre y dentro del pozo. Con esta información se procedió con la re nivelación del equipo de perforación antes de reiniciar la perforación de la fase de 8 ½" (figuras 6.5 y 6.6).

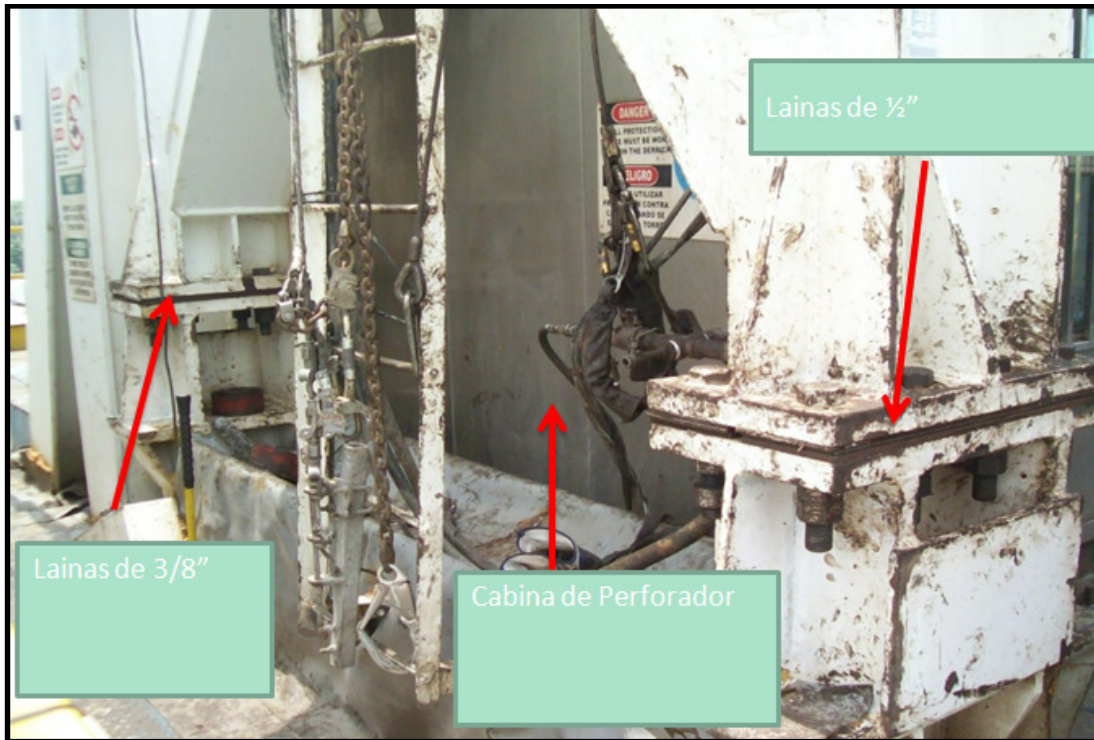


Figura. 6.5. Trabajos renivelación de equipo de perforación.



Figura 6. 6. Desalineación observada en el equipo de perforación.

6.4 Perforación de la fase de 8 ½”.

Derivado de la problemática de la alineación del equipo y en consecuencia el desgaste observado en cabezales, hizo necesario replantear el escenario para la perforación de la fase de 8 ½”, ya que a pesar de las acciones correctivas que se tomaron, seguía latente la posibilidad de ocurrencia de un nuevo evento de este tipo. Para ello se analizaron una serie de alternativas enfocadas a proteger la integridad mecánica del pozo, pero buscando con ello no interferir con el desarrollo normas de las operaciones siguientes. Las acciones que se tomaron en consideración fueron:

- Alineación del equipo de perforación.
- Rediseño de la sarta de perforación.
- Protectores de Tubería de Revestimiento – NRP
- Centralización de TP con Cabeza Rotatoria – Snubbing
- Instalación de Magneto
- Revisión periódica del buje de desgaste

6.4.1 Alineación del equipo de perforación.

No obstante de que se realizaron los trabajos de alineación del equipo, para la continuidad de las operaciones una de las premisas consideradas fue la revisión constante de la alineación del equipo.

6.4.2 Protectores de tubería de revestimiento – NRP

El daño en cualquiera de los componentes del pozo es una condición crítica y esta condición se maximiza cuándo la tubería que quedara sometida a los trabajos siguientes será la tubería de producción, por ello es que se tomo como una medida adicional el proteger esta tubería de explotación, para ello se evaluaron las diferentes herramientas disponibles para este fin, la conclusión fue los que los Protectores de Tubería de Revestimiento – NRP eran para este caso las herramientas adecuadas (Figura 6.7)

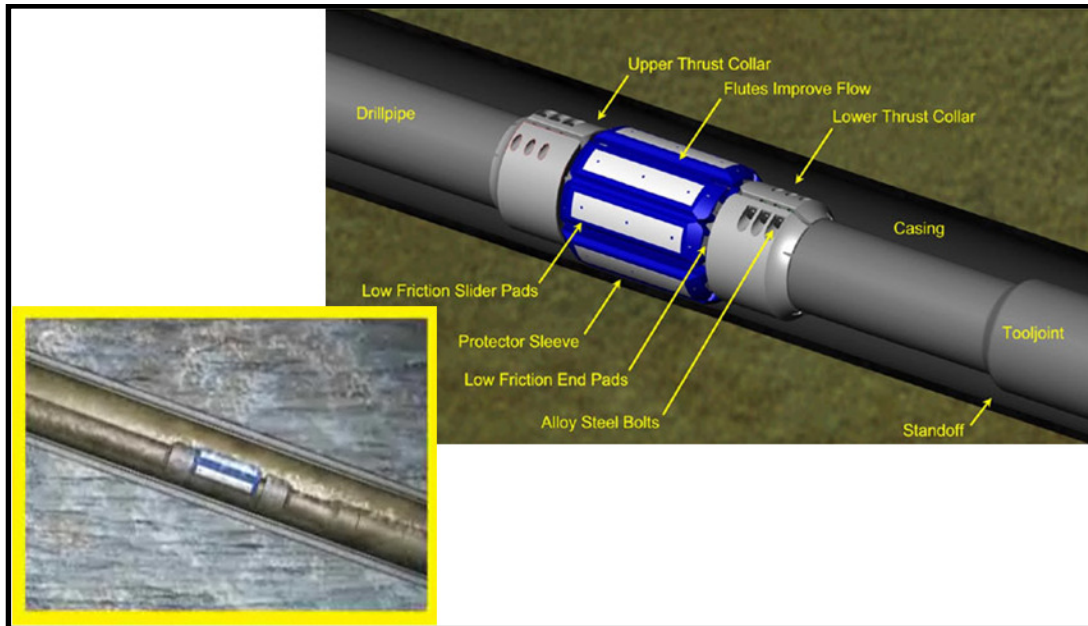


Figura 6. 7. Protectores de tubería de revestimiento – NRP

6.4.3 Centralización de TP con cabeza rotatoria – Snubbing

Del análisis realizado se decidió cambiar la TP de 5 ½", 24.7 # S-135 por TP 5", 25.6 #, S-135. Ante la incompatibilidad encontrada entre el equipo MPD y el uso de los NRP por los diámetros de trabajo, se programó el uso del Snubbing Adapter para realizar los viajes de la TP y tener con ello a la tubería centralizada al pasar a través del conjunto de BOP y cabezal del pozo y adicionalmente para con ello proteger de un desgaste prematuro a los elementos sellantes de la cabeza Rotatoria (figuras 6.8 y 6.9).

Básicamente el objetivo de esta operación fue perforar con la cabeza rotatoria instalada (equipo MPD) para el manejo de las presiones de trabajo, sin embargo durante los viajes se tenía el riesgo de que al ser el diámetro de los protectores de muy cercanos al diámetro de trabajo de la cabeza rotatoria mas el posible riesgo de nivelación del equipo, el viaje por si mismo provocará un desgaste prematuro de las componentes internos, por esta razón que para realizar los viajes de tubería se reemplazaba la cabeza rotatoria por el snubbing adapter y con esto se forzaba a mantener la tubería de perforación centrada a nivel de superficie y con ello se mitigaba la ocurrencia de daño por desgaste.



Figura. 6. 8. Snubbing Adapter utilizado en conjunto con el equipo de control de presiones - MPD

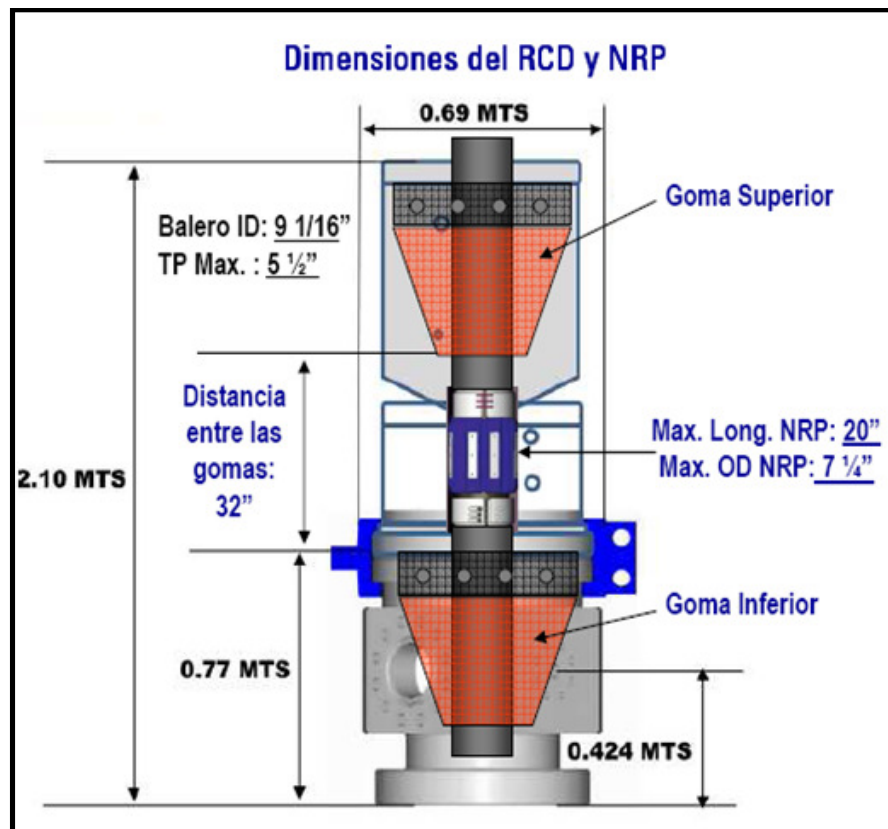


Figura. 6. 9. Diagrama de la cabeza Rotatoria del equipo de control de presiones - MPD

6.4.4 Rediseño de la sarta de perforación.

El plan original que se tenía consistía en seguir utilizando tubería de perforación de 5 1/2” con el objeto de lograr un mayor gasto de fluido, sin embargo se sabía que esta tubería generaba un reducido espacio anular con la tubería de revestimiento y que cualquier desviación de la sarta o trabajo de esta sobre las paredes del pozo representaba para esta situación una condición de riesgo de desgaste. Se realizaron varios análisis buscando equilibrar el beneficio de un margen de jalón en la sarta acorde a las condiciones del tipo y profundidad del pozo, una buena hidráulica y que este arreglo de sarta no tuviera impacto negativo en cuanto a los fenómenos de torque, arrastre y fuerzas laterales. Para ello se realizó un análisis de sensibilidades analizando como los parámetros mencionados se veían afectados en función del diámetro y peso de las tuberías analizadas, (figura 6.10)

CUMUL. (m) To Surface	Descripción	Diám. (pg)	Cant.	Long. (m)	Peso Ajust.	Peso en Aire	Peso Flotado	Peso Acumul.	Resistencia Tensión	Margen Jalón	Apriete
					(kg/m)	(ton.)	(ton.)	(ton.)	(ton.)	(ton.)	(lb-ft)
2959.57	5 1/2" 24.70 Grado S-135										
	Comb. 4 1/2" F x 5 1/2" FH										
2958.34	5" 19.50 Grado S-135										
258.34	12 x 5" HMDP										
145.47	Martillo 6 3/4"										
139.47	3 x 5" HMDP										
111.26	Comb. 6 1/2" NC46 x NC50"										
110.14	9 x DC 6 1/2"										
24.89	Comb. 6 1/2" NC50 x NC46										
24.43	FSS 6 3/4"										
23.52	DC Monel cLMD										
14.07	DC Monel cLVD										
7.21	UBHO 6 3/4"										
6.42	VCP 6 3/4"										
5.49	Estab. 6 3/4" x 6 3/8"										
3.40	PD 675 AA 6 1/2"										
0.33	Bna PDC 8 1/2"										
	Longitud de la Sarta de Perforación			6357.21							
	Descripción	Diám. (pg)	Cant.	Long. (m)	Peso Ajust. (kg/m)	Peso en Aire (ton.)	Peso Flotado (ton.)	Peso Acumul. (ton.)	Resistencia Tensión (ton.)	Margen Jalón (ton.)	Apriete (lb-ft)
	BHA 8 1/2"	5	12	112.00	73	8.18	6.72	22.79	-	-	-
	TP 5", 19.5, °G-105	5	301	2800.00	32.66	91.45	75.14	97.93	198.20	80.45	28,381
	TP 5", 19.5, °S-135	5	204	1900.00	33.67	63.97	52.56	150.49	254.40	78.47	28,381
	Com 4 1/2" IFX 5 1/2" FH	5 1/2	1	1.23	33.67	0.04	0.03	150.52	-	-	-
	TP 5 1/2", 24.7, °S-135	5 1/2	151	1400.00	42.94	60.12	49.39	199.92	320.00	88.08	79,776
	Longitud de la Sarta de Perforación			6355.98							
	Descripción	Diám. (pg)	Cant.	Long. (m)	Peso Ajust. (kg/m)	Peso en Aire (ton.)	Peso Flotado (ton.)	Peso Acumul. (ton.)	Resistencia Tensión (ton.)	Margen Jalón (ton.)	Apriete (lb-ft)
	BHA 8 1/2"	5	12	112.00	73	8.18	6.72	22.79	-	-	-
	TP 5", 19.5, °G-105	5	412	4000.00	32.66	130.64	107.34	130.13	198.20	48.25	28,381
	TP 5", 19.5, °S-135	5	226	2100.00	33.67	70.71	58.10	188.22	254.40	40.74	28,381
	Longitud de la Sarta de Perforación			6355.98							
	Descripción	Diám. (pg)	Cant.	Long. (m)	Peso Ajust. (kg/m)	Peso en Aire (ton.)	Peso Flotado (ton.)	Peso Acumul. (ton.)	Resistencia Tensión (ton.)	Margen Jalón (ton.)	Apriete (lb-ft)
	BHA 8 1/2"	5	12	112.00	73	8.18	6.72	22.79	-	-	-
	TP 5", 19.5, °G-105	5	268	2600.00	32.66	84.92	69.77	92.56	198.20	85.82	21914
	TP 5", 19.5, °S-135	5	175	1700	33.67	57.24	47.03	139.59	254.00	89.01	28381
	TP 5", 25.6, °S-135	5	186	1800.00	42.19	75.94	62.40	201.99	340.00	104.01	27438
	Longitud de la Sarta de Perforación			6355.98							

Figura. 6.10. Análisis de margen de jalón de la sarta

El análisis realizado para determinar las magnitudes de las fuerzas laterales en cada uno de los casos analizados mostraba que no había una diferencia significativa en estos, por consiguiente la posibilidad de desgaste de la TR por efecto de las fuerzas laterales tenía un probabilidad de ocurrencia muy similar en cada caso (figura 6.11).

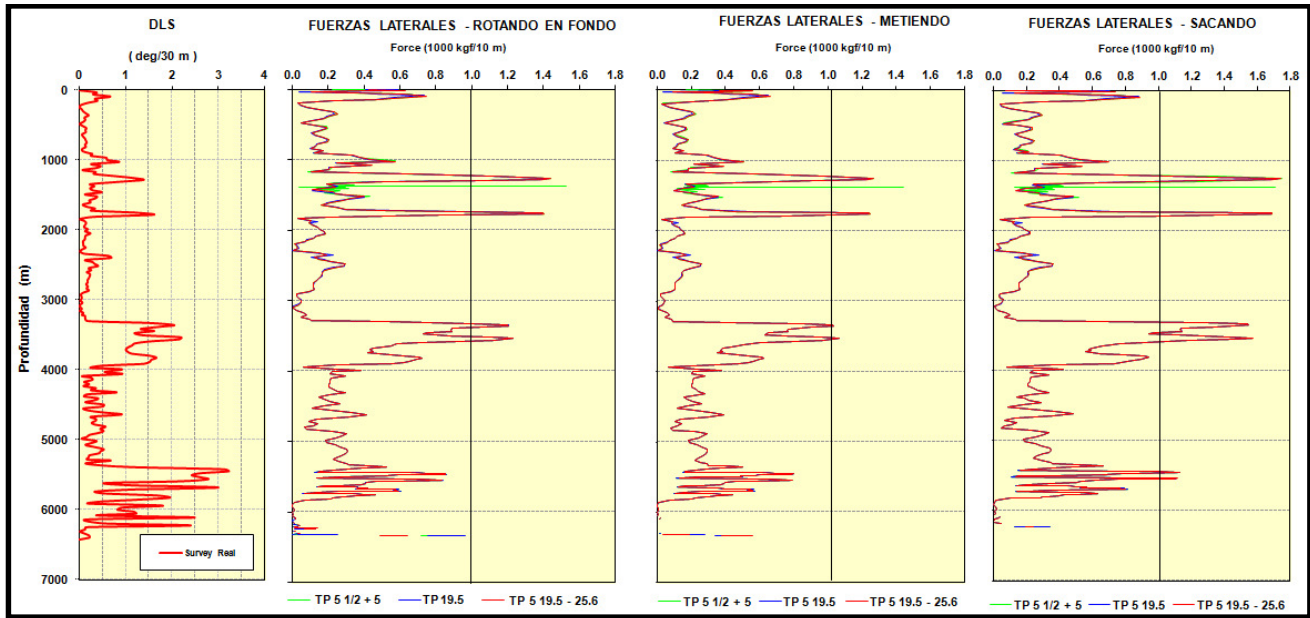


Figura. 6.11. Análisis de sensibilidad de fuerzas laterales con diferentes arreglos de sartas.

El cálculo hidráulico para la perforación de esta etapa mostraba los siguientes puntos relevantes para la evaluación de una condición de mismo tipo y densidad de lodo y gasto utilizado (figura 6.12)

- Las caídas de presión al interior de la sarta de perforación mostraba valores similares, el uso de TP de 5 ½" mostraba una ligera pero no relevante mejoría.
- El uso de TP 5 ½" mostraba también que el efecto de caída de presión por fricciones en el espacio anular era mayor.
- La sarta combinada de TP de 5 ½"-5" evidenciaba una mayor ECD durante la perforación.
- En todos los casos la velocidad anular tenía valores similares, razón por la cual en cualquiera de los casos la limpieza del agujero sería parecida.

Un factor adicional para la selección del tipo de tubería de trabajo fue la facilidad operativa que se tendría para trabajar en conjunto con el equipo de control de presión, ya que si bien la cabeza rotatoria tenía capacidad de alojar el paso de la TP 5 ½", el mayor diámetro de las conexiones de esta tubería impondría una condición más severa y con ello la posibilidad mayor de una falla anticipada en los elementos de sello del sistema.

Configuración de la tubería de perforación	Presión en superficie (psi)	Velocidad Anular (ft/min)	ECD (gr/cc)
TP 5" - 5 ½" – 19.5 -24.7 #	3467	226-240	1.4802
TP 5" – 19.5 #	3463	226-217	1.4563
TP 5" – 19.5 - 25.6 #	3610	226-240	1.4696

Figura. 6. 12. Variación de la hidráulica en función del diámetro y peso de tuberías.

A pesar de todas la precauciones tomadas para la continuidad de la perforación, se extremaron los cuidados para evitar cualquier daño a la tubería de explotación de 9 7/8", para ello se utilizo un buje de desgaste de pared extra gruesa, (figura 6.13), el cual se recuperaba y revisaba en cada uno de los viajes

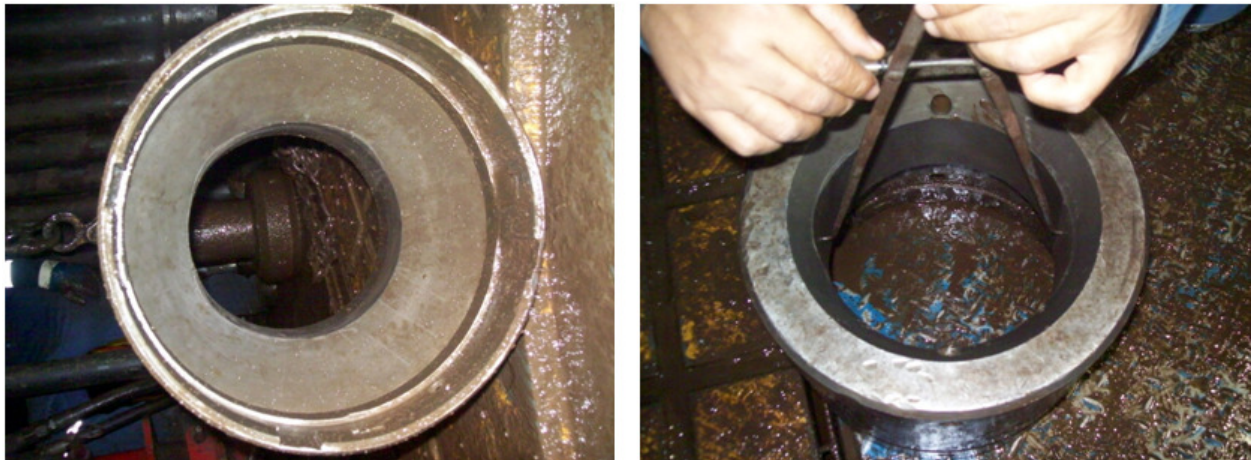


Figura. 613. Buje de desgaste utilizado para la etapa de 8 ½".

6.5 Profundización del pozo

Una vez finalizada la perforación de acuerdo a la profundidad programada de 7078 m y derivado de la interpretación realizada por el Activo Bellota - Jujo (Pemex), en base en la información obtenida en la toma de los registros eléctricos, se determina que la cima de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano y la zona prospectiva del yacimiento (sección de dolomías) se encontraron a una profundidad mayor a la estimada inicialmente por lo que se requirió de profundizar el agujero de 5 7/8" para lograr alcanzar el objetivo geológico de interés.

6.5.1 Análisis de riesgo.

Debido a la profundidad del pozo, los riesgos propios de la perforación se incrementan y la exposición ante una eventualidad cobra más relevancia. Para continuar la perforación del pozo se realizó un análisis de riesgo detallado donde se plasmaron los posibles riesgos potenciales, su probabilidad de ocurrencia y el impacto negativo que esto pudiera generar, lo relevante de estos análisis es que permiten también generar posibles planes de contingencia ante la ocurrencia de alguna de estas eventualidades, se resumen y muestran de manera simple los riesgos visualizados para la continuidad de las operaciones y las medidas preventivas y de mitigación que se consideraron. (Figuras 6.14 y 6.15)

ANÁLISIS DE RIESGO PARA LA OPERACIÓN DE PROFUNDIZACIÓN DEL POZO											
Profundización de pozo en la etapa de 5 7/8"											
Operación:	RIESGO INICIAL		Medidas de control.				RIESGO RESIDUAL				
Operación	Riesgos potenciales	Probabilidad	Severidad	Riesgo	Medidas de control para reducir la probabilidad de ocurrencia de eventos y la severidad de los mismos en caso de presentarse				Probabilidad	Severidad	Riesgo
					Medidas de Prevención para reducir la Probabilidad		Medidas de Mitigación para reducir la Severidad				
Profundización de la etapa 5 5/8" hasta 7450 mts	Capacidad del Equipo de Perforación	Poco Probable (2)	Serio (-2)	Aceptable (-4)	1- Revisión de las condiciones del equipo. 2- Mantenimiento preventivo 3- Análisis de cargas. 4- Determinación de punto de no retorno 5- Personal de mantenimiento disponible durante la operación	1- En caso de falla detener la operación y definir plan		Poco Probable (2)	Ligero (-1)	Aceptable (-2)	
	Pérdida de Circulación	Bastante Posible (4)	Serio (-2)	Indeseable (-8)	1- Celdas de bombeo establecidas. 2- Mínima densidad permisible, reevaluación de hidráulica y monitoreo de ECD 3- Actualización de márgenes operativos del equipo de control de presión (MPD). 4- Sensores de niveles de las presas y tanques de fluidos. 5- Lodo de perforación adicional por posible contingencia. 6- Supervisión continua en pozo y remotamente en tiempo real. 7- Monitoreo continuo de recortes, litología y paleontología. 8- Perforación controlada en caso necesario	1- Materiales antiperdidas solubles 2- Si las pérdidas no se controlan, sacar a la zapata, evaluar programa a seguir.		Poco Probable (2)	Serio (-2)	Aceptable (-4)	
	Pega de Tubería	Posible (3)	Mayor (-3)	Indeseable (-9)	1- Continuo análisis de limpieza del agujero. 2- Uso de equipo MPD para control de la ECD. 3- Monitoreo continuo de torque y arrastre. 4- Supervisión continua en pozo y remotamente en tiempo real. 5- Aplicación de procedimientos establecidos 6- Personal certificado en Prevención de Fugas de Tuberías 7- Reducir al mínimo los tiempos estáticos de la sarta. 8- Maximizar margen de jalón de la sarta 9- Circular hasta retornos limpios antes de sacar la sarta. 10- En viajes de tubería, no tensionar más de 10 ton sobre el arrastre normal. 11- Mantener las propiedades del lodo. 12- Monitorear recortes/derrumbes y de ser necesario aumentar tiempo de circulación. 13- Monitorear torque y arrastre y compararlo con los valores teóricos. 14- Preparar la hoja de formato de evaluación de viajes, previo a cada viaje. 15- Realizar viajes cortos.	1- En caso de pega, determinar mecanismo de atrapamiento y trabajar sarta. 2- Materiales in situ para pegas (Pipelax, Diesel)		Poco Probable (2)	Mayor (-3)	Indeseable (-6)	
	Desgaste de TRs	Posible (3)	Mayor (-3)	Indeseable (-9)	1- Uso de protectores de TR tipo NRP en la sarta en la sarta de perforación 2- Perforar con parámetros controlados de 80-100 RPM y WOB de 7-8 ton. 3- Monitoreo de rebabas metálicas. 4- Inspección de buje de desgaste. 5- Monitoreo de la alineación del equipo de perforación	1- En caso de observar desgastes de la TR, se plantea el uso de un Complemento o Stub T"		Poco Probable (2)	Serio (-2)	Aceptable (-4)	
	Falta de Control Direccional	Bastante Posible (4)	Serio (-2)	Indeseable (-8)	1- Sarta empacada para mantener la trayectoria tangencialmente. 2- La temperatura registrada en el pozo a 6870 m fue de 156 °C, lo que imposibilita el uso de herramientas direccionales. 3- Al finalizar la perforación, se intentará tomar registros Gyro. 4- Tendencia direccional actuales favorable y proyecciones favorables. 5- Manejo de parámetros para tratar de mantener la trayectoria. 6- El objetivo geológico esta asegurado dentro de un rango estimado			Posible (3)	Ligero (-1)	Aceptable (-3)	
	Gasificación	Posible (3)	Serio (-2)	Indeseable (-8)	1- Perforación del pozo con equipo MPD. 2- Líneas a la presa de quema y quemador en condiciones operativas. 3- Revisión y calibración de todos los sensores de niveles. 4- Supervisión continua en pozo y remotamente en tiempo real. 5- La perforación de la etapa se ha realizado con una densidad mínima de 1.10 gr/cc y una ECD de 1.18 gr/cc. 6- Evalúa cada viaje. 7- Monitorear gas durante la circulación y perforación. 8- Personal Certificado en control de pozos.	1- Ajustar la densidad/ECD del pozo, considerando el uso de contrapresión en el equipo de MPD. 2- Realizar control de pozo con uso de MPD, en primera instancia.		Poco Probable (2)	Ligero (-1)	Aceptable (-2)	
	Hidráulica limitada	Posible (3)	Serio (-2)	Indeseable (-6)	1- Optimización del diseño de sarta de perforación. 2- Aseguramiento de la limpieza del agujero con practicas operativas. 3- En caso necesario incrementar los tiempos de circulación. 4- Uso de baches de limpieza. 5- Propiedades del lodo de perforación en condiciones optimas. 6- Control de la RCP en caso necesario. 7- Viajes cortos para la remoción de recortes	1- Circular el tiempo que sea necesario para garantizar la limpieza del agujero.		Poco Probable (2)	Ligero (-1)	Aceptable (-2)	
	Parámetros Operativos Anómalos	Posible (3)	Serio (-2)	Indeseable (-6)	1- La perforación hasta 7100 m, ha sido con un torque estable de 9-10Klbs, aceptables aun para la perforación. 2- Cada junta perforado, repasar una vez, cada lingada perforada reparar dos veces la lingada completa. Monitorear y evaluar su comportamiento. 3- En caso de torques altos, repasar y conformar agujero. 4- Supervisión continua en pozo y remotamente en tiempo real.	1- Trabajar la sarta dentro de los márgenes establecidos		Poco Probable (2)	Ligero (-1)	Aceptable (-2)	

Figura. 6.14. Análisis de riesgos visualizado para la continuidad de la perforación.

Problemática y soluciones durante la perforación.

ANÁLISIS DE RIESGO PARA LA OPERACIÓN DE PROFUNDIZACIÓN DEL POZO									
Operación:	Profundización de pozo en la etapa de 5 7/8"								
Operación	PELIGRO Riesgos potenciales	RIESGO INICIAL			Medidas de control.		RIESGO RESIDUAL		
		Probabilidad	Severidad	Riesgo	Medidas de control para reducir la probabilidad de ocurrencia de eventos y la severidad de los mismos en caso de presentarse		Probabilidad	Severidad	Riesgo
					Medidas de Prevención para reducir la Probabilidad	Medidas de Mitigación para reducir la Severidad			
Toma de Registros Eléctricos.	Limitación de equipo de registros eléctricos	Bastante Posible (4)	Mayor (-3)	Inabarcable (-12)	1.- Operadores con experiencia en pozos profundos. 2.- Monitoreo continuo de la operación. 3.- Previo a la bajada de registros, se debe garantizar agujero limpio. 4.- Revisión detallada la unidad de registros. 5. Uso de equipo de Alta Tensión (usado en la región Marina)	1.- Evaluar Toma de Registros con LWD/MWD/AND en agujero abierto. 2.- Toma de resto de Registros en agujero entubado. 3.- Informar sobre los riesgos/problemas asociados en la toma de registros.	Posible (3)	Serio (-2)	Inabarcable (-6)
Bajada y Anclaje del Liner de 5"	Atrapamiento de Liner 5"	Posible (3)	Catastrófico (-4)	Inabarcable (-12)	1.- Previo a la bajada del Liner de 5", se realizara viaje de calibración y circular pozo hasta garantizar limpieza del mismo. 2.- Considerar uso de bache lubricante en el agujero previo a la bajada del liner. 3.- Uso de colgador, accesorios y rosca de TR con posibilidad de rotar. 4.- Monitoreo continuo durante la bajada de la TR. 5.- Mantener orden y limpieza en el piso e perforación. 6.- Durante la bajada, proteger la boca del pozo, así como también, garantizar/asegurar que no caigan al pozo ningún elemento/accesorio de las cunetas/arañas, etc. 7.- No sobrepasar valores de apoyo/tensión a definir en el programa de bajada. 8.- EN caso de encontrar apoyo/resistencia, proceder a circular	1.- Materiales in situ para pegas (Pipelax, Diesel) 2.- Cambio de terminación del pozo.	Poco Probable (2)	Mayor (-3)	Inabarcable (-6)
	Dificultad con el anclaje del Liner No anclar, liberar Colgador/Setting Tool	Posible (3)	Mayor (-3)	Inabarcable (-9)	1.- Previo a la bajada del liner, asegurar lodo homogenizado. 2.- Calibrar la tubería antes de ser usado para la bajada del liner para garantizar el paso libre de la canica para la activación del colgador /liberación del setting tool. 3.- Participar en el armado y calibrado del colgador en la base. Certificado de las herramientas. 4.- Operador con experiencia en trabajos en pozos profundos. 5.- Circular previo al anclaje del colgador. 6.- Considerar uso de la UAP en función de las presiones de trabajo (debe estar en sitio). 7.- Supervisión de los trabajos por parte del WSS. Operador del colgador	1.- Evaluar liberar la herramienta en fondo y realizar cementación.	Poco Probable (2)	Serio (-2)	Inabarcable (-4)
Cementación	Perdidas durante la cementación	Posible (3)	Serio (-2)	Inabarcable (-6)	1.- Circular pozo previo a la cementación del mismo. 2.- Con el liner en el fondo, acondicionar lodo a la minima reología posible. 3.- Evaluar uso de materiales anti-perdidas, etc. 4.- Ajustar gasto de bombeo y desplazamiento, en función del comportamiento del pozo. 5.- Considerar Exceso de Volumen de Lechada.	1.- En caso de pérdidas, continuar la operación de acuerdo al programa	Poco Probable (2)	Ligero (-1)	Aceptable (-2)

Figura. 6.15. Análisis de riesgos visualizado para la continuidad de la perforación.

6.5.2 Reingeniería de la perforación.

La perforación de pozos es un proceso tan dinámico en el que se pueden generar cambios radicales en un instante que pueden alterar por completo la visualización del pozo programado, como se ha enfatizado a pesar de que se tenga un programa muy preciso y detallado, siempre puede surgir una nueva condición capaz de hacer necesario replantear el plan a seguir, es por ello que la perforación es un proceso cíclico en el cual toda nueva información que se genera sirve para reevaluar la eficiencia del plan en ejecución y en caso necesario realizar los ajustes que apliquen para mantener este proceso dentro de los límites establecidos (figura 6.16).

Problemática y soluciones durante la perforación.

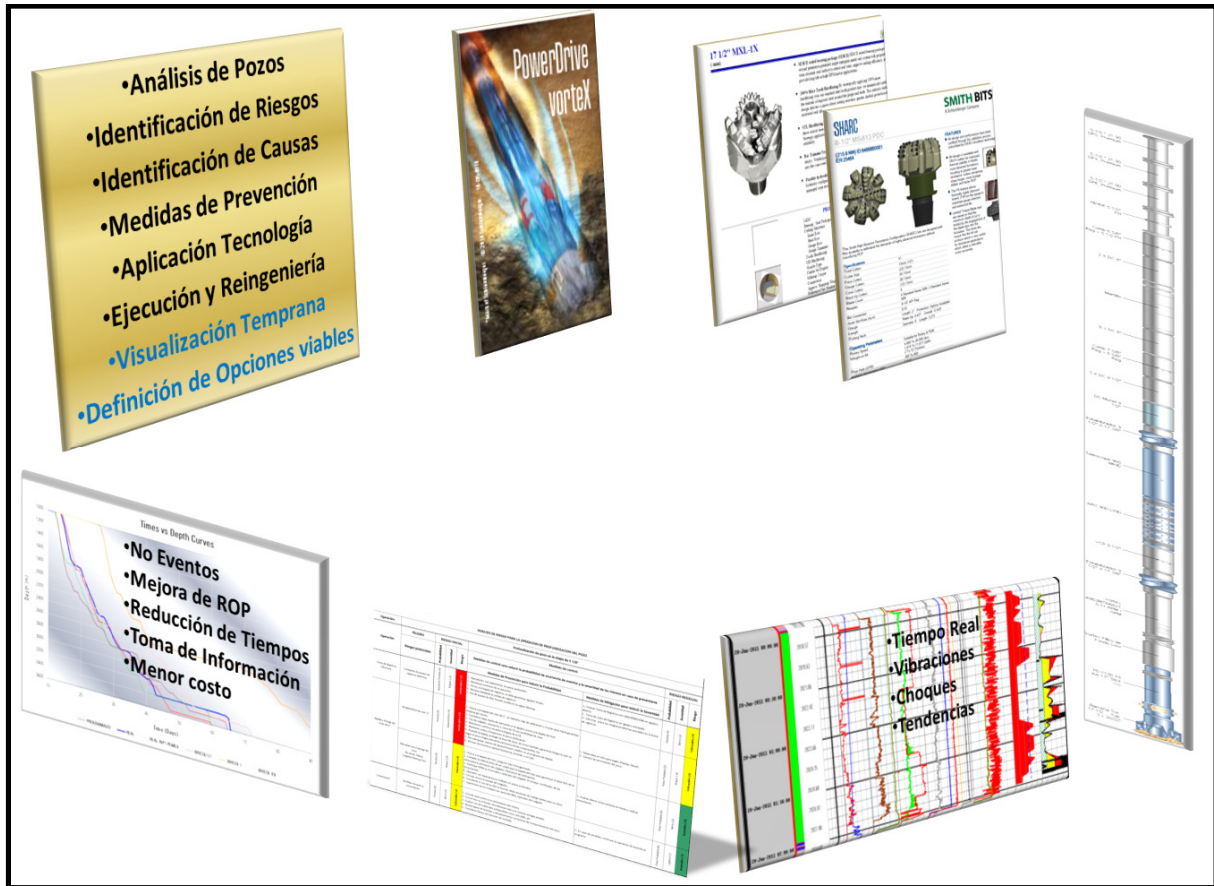


Figura. 6.16. Proceso de planeación, ejecución, seguimiento y reevaluación de la perforación.

7 CAPÍTULO VII: ANÁLISIS DE TIEMPOS

7.1 Evaluación de los tiempos del pozo.

Los tiempos obtenidos en la perforación del pozo Pache 13 fueron sobrepasaron por mucho las expectativas que se tenían, ya que además de ser uno de los pozos de mayor profundidad en la Región Sur de México, el tiempo en que se realizó lo coloca como el pozo más rápido en alcanzar estas profundidades, este resultado es producto de la toma de decisiones oportunas y acertadas que se tomaron durante la ejecución de las operaciones y principalmente porque estuvieron basadas en un análisis de ingeniería y operaciones con lo cual se plasmó todo esto en los respectivos análisis de riesgos que ayudaron en la acertada toma de decisiones. El resumen de tiempos programados contra los tiempos reales se muestra en la figura 7.1.

TR	PROGRAMA				REAL			
20" 1a. Etapa	Prof.	900 m		M / Día	Prof.	900 m		M / Día
	P	5.72	11.2	148.68	P	4.63	9.00	183.78
	C	5.48			C	4.38		
13 3/8" 2a. Etapa	Prof.	3250 M		M / Día	Prof.	3250 m		M / Día
	P	23.02	34.1	102.10	P	18.92	28.77	124.23
	C	11.10			C	9.85		
9 7/8" 3a. Etapa	Prof.	5175 M		M / Día	Prof.	5316 m		M / Día
	P	29.93	47.0	64.33	P	21.79	38.56	94.81
	C	17.05			C	16.77		
7" 4a. Etapa	Prof.	6330 M		M / Día	Prof.	6430 m		M / Día
	P	36.08	49.6	32.02	P	34.71	40.56	32.10
	C	13.54			C	5.85		
5" 5a. Etapa	Prof.	7078 M		M / Día	Prof.	7238 m		M / Día
	P	47.04	73.4	16	P	24.52	33.60	32.95
	C	26.38			C	9.08		
Metros / día pozo		32.87			Metros / día pozo		48.09	
Total Perforando		141.78 Días			Total Perforando		104.56 Días	
Total Cambio Etapa		73.55 Días			Total Cambio Etapa		45.94 Días	
Total Perforación		215.33 Días			Total Perforación		150.50 Días	
Total Pozo		215 Días			Total Pozo		150.50 Días	

Figura. 7.1. Tiempos programados vs reales.

La evaluación de los tiempos programados contra el tiempo total realizado muestra una optimización de la perforación, únicamente en la etapa 8 ½" se muestra que la relación de m/día se mantiene sin cambios significativos.

Como toda perforación de pozos, el Pache 13 no estuvo exento de problemas y fue necesario en algunos casos modificar sensiblemente la secuencia operativa programa con la finalidad de evitar complicaciones mayores ante las eventualidades, no obstante esto el avance fue constante y sostenido a lo largo de toda la perforación, es a partir de la profundidad de 5500 m (figura 7.2) donde se comienza a observar una ventaja evidente sobre el restos de los pozos profundos (se tomaron para este comparativo algunos de los pozos de la región que alcanzan o sobrepasan las profundidades de 7000 m) evaluados.

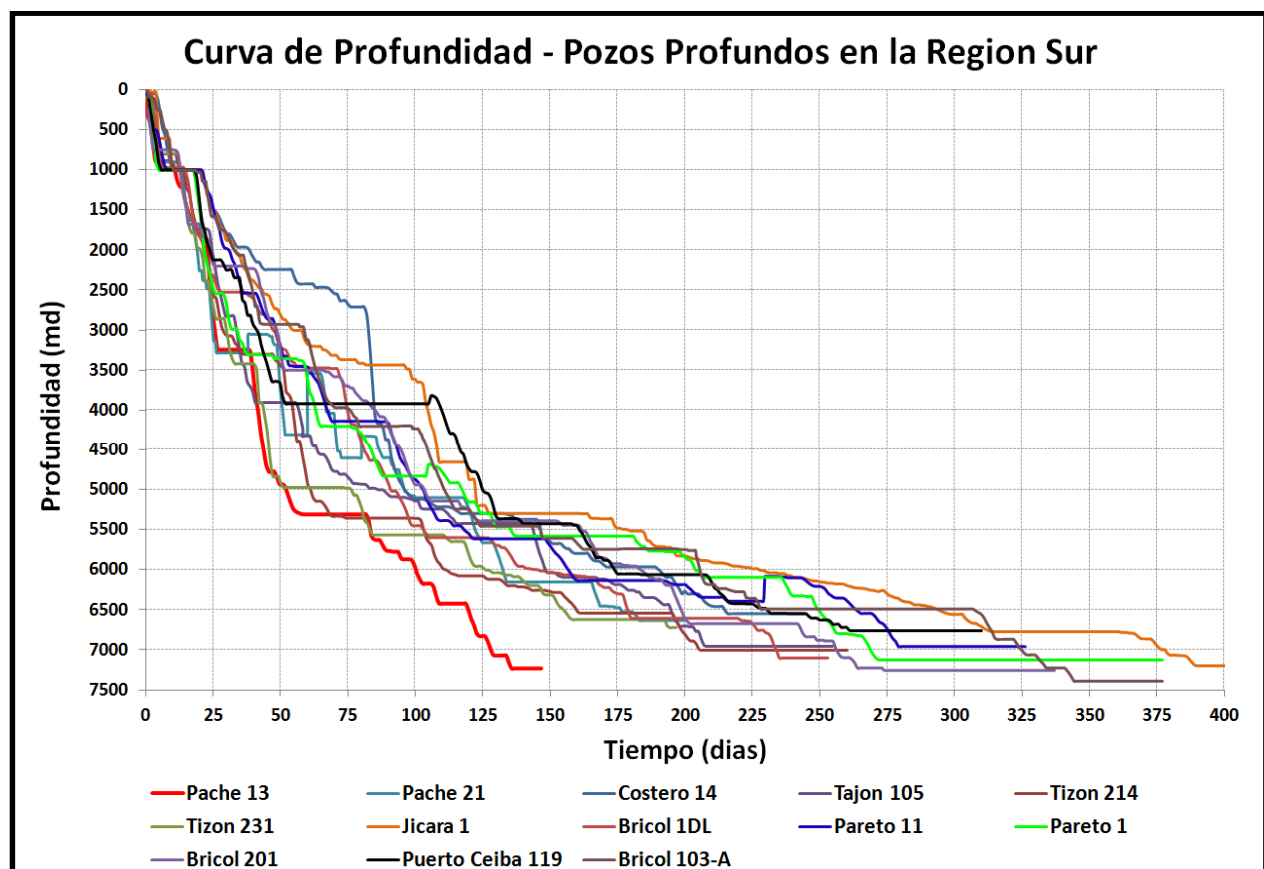


Figura. 7.2. Grafica de profundidad vs tiempo de varios de los pozos profundos de la Región Sur.

Los resultados muestran una consistencia uniforme desde el inicio de la perforación del pozo Pache 13, es hasta la profundidad de 5000 m donde la grafica se mantiene aun dentro de los tiempos realizados por otros pozos, sin embargo a partir de esta profundidad se observa un avance consistente.

7.2 Áreas de oportunidad.

A pesar de tener resultados muy favorables, en el proceso de la perforación siempre hay oportunidades en las cuales es posible optimizar los tiempos, estas áreas de mejora son:

- Reducción de Tiempos no productivos (NPT).
- Dificultad en la toma de registros eléctricos en la etapa de 26" por una mala inhibición de la formación por el lodo de perforación.
- Definir un plan más precisión para el uso de tuberías combinadas, en el cual se busque el tiempo más oportuno para el reemplazo de esta.
- Aplicar la reingeniería necesaria en los procesos utilizados para la creación y acondicionamiento de las localizaciones para la instalación de los equipos de perforación, enfocados a evitar la desalineación de los equipos y evitar así el riesgo potencial que se puede generar en la estructura mecánica de los pozos. De igual manera se debe revisar el detalle particular de cada equipo para asegurar la estabilidad del mismo y garantizar una adecuada alineación de este durante la perforación del pozo.
- Profundizar aun mas en los análisis geológicos que permitan anticipar problemas y con ello lograr generar planes operativos enfocados a prevenir la ocurrencia de los posibles eventos pronosticados.

8 CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES

- El pozo Pache 13 se perforó a profundidad mayor a lo programado debido a que el objetivo geológico no se encontró donde se esperaba, por lo que fue necesario profundizar el pozo; oficialmente el pozo se terminó a una profundidad de 7238 mdbmr / 7003 mvbmr, con un total de 150.5 días, resaltando que la culminación del pozo se logró de acuerdo a la geometría y diseño de tuberías de revestimiento programadas, lo que permitió la continuidad de los trabajos de terminación planificados.
- Los estudios y análisis de geociencias brindaron un enorme soporte en el entendimiento del comportamiento de la perforación, con ello fue posible entender la mecánica de muchos problemas asociados a estabilidad del agujero y comportamiento de las geopresiones, permitiendo así tomar las acciones operativas correctas y minimizar el fuerte impacto de esta problemática de estabilidad de la formación.
- En todo pozo, pero en especial en pozos profundos, la adecuada selección de cada uno de los elementos que conforma la sarta de perforación y el adecuado funcionamiento del equipo de superficie son un factor determinante, ya que un viaje no planeado a estas profundidades representa de tres a cuatro días desde el momento que se suspende la perforación hasta que se reinicia ésta.
- La calibración adecuada de toda simulación es parte fundamental para el entendimiento de los parámetros de perforación observados en superficie, ya que de la certidumbre de esta se podrá determinar si el comportamiento que se monitorea puede ser considerado como normal y por consiguiente continuar la perforación de manera segura o en su defecto identificar indicios de algún posible problema.
- Un tema que impacta considerablemente son los tiempos ocultos o tiempos muertos, estos son los tiempos que se ajustan para justificar algunas deficiencias, operaciones mal ejecutadas, esperas por logística, cambio de guardias prolongados. El simple hecho de manipular 1 hora por día de trabajo en un pozo de 200 días, representa al final 8 días adicionales en el tiempo total.
- Es de suma importancia la correcta documentación de todas las lecciones aprendidas, las prácticas aplicadas y el beneficio de las aplicaciones tecnológicas, todo esto para lograr que en este tipo de pozos se puedan generar alternativas viables para solventar los eventos no previstos, igualmente importante resulta que toda alternativa propuesta sea realmente aterrizada a las condiciones particulares de cada caso para determinar así la viabilidad de la solución propuesta.
- Tal y como se ha mencionado, la complejidad de nuestros pozos es cada vez mayor debido a que es necesario perforar cada vez en condiciones más extremas de profundidades y temperaturas, sin embargo es de prioritarios también que todos los principios básicos de la ingeniería de

perforación sean ampliamente aplicados y que basados en un objetivo análisis de riesgos se puedan plasmar planeas contundentes.

- El proceso de la perforación como se ha mencionado en una compleja combinación de muchos factores, por ello aun cuando se cuente con un programa en el cual se haya analizado un sinfín de escenarios, siempre existe alguna variable adicional que hará necesario hacer la reingeniería del pozo para lograr darle la continuidad requerida dentro de los márgenes de seguridad establecidos, de ahí la importancia de la total y completa retroalimentación de todas las partes involucradas en este proceso.

9 BIBLIOGRAFÍA

- Alan Castellanos Dorantes, Luis Eduardo Esparza Vásquez, Tecnologías de perforación HPHT: Problemática y limitaciones operativas enfocadas a la perforación de pozos en aguas profundas en el Golfo de México, UNAM, 2013
- Bernt S, Aadnoy, Lain Cooper, Stefan Z. Miska, Robert F. Mitchell.: Advanced Drilling and Well Technology, Society of Petroleum Engineers.
- Bernt S. Aadnoy, Modern Well Design, A. A. Balkema. 1996.
- Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., and Young Jr., F.S.: Applied Drilling Engineering, SPE, Richardson, TX (1991).
- Curso de HERDIT – Horizontal and Extended Reach Drilling Industry Training, perforación de pozos de alta complejidad, K&M Technology Group
- G. Yarim, G.M. Ritchie, R.B. May. (2008): A Guide to Successful Backreaming, SPE 116555
- Inside IPM, Pache 13, Mexico, Drilling Deep for an IPM World Record, 23,747 ft , Fall 2009
- J.C. Jaeger, N. C. W. Cook, and R. W. Zimmerman, Fundamentals of Rock Mechanics, fourth edition, Blackwell Publishing
- John Mitchell: Perforando Sin Problemas. Drilbert Engineering Inc.
- Maurer Engineering INC., CWEAR Casing and Riser Wear Model, 1999
- Manual Casing Seat, Landmark, December 2000.
- Martin Salazar. Jose R. Cabrera, Claudio j. Coletta, Bruno Holzberg, Detlef Balasejus, Cesar A. Cortes: Anisotropy Identification During a HT/HP Drilling Operation in a Salt-Related Structure: Real Case in the South of Mexico, SPE 122745.
- Neal J. Adams and Tommie Charrier: Drilling Engineering, A complete Well Planning Approach, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma 1985.
- Okland and Cook (1998): Bedding-Related Borehole instability in High-Angle Well, SPE/ISRM 28061.
- PEMEX, Guía para la predicción de geopresiones, Gerencia de Ingeniería

- Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. División Sur. Unidad Operativa Comalcalco. Programa de perforación del pozo Pache 21.
- Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. División Sur. Unidad Operativa Comalcalco. Informe final de perforación del pozo Pache 21.
- Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. División Sur. Unidad Operativa Comalcalco. Programa de perforación del pozo Pache 13.
- Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. División Sur. Unidad Operativa Comalcalco. Informe final de perforación del pozo Pache 13.
- Robert Famiev, HPHT Drilling and Completion, , Drilling Training Alliance, Schlumberger
- T. H. Hill Associates, Inc., Estándar DS-1 Drill Stem Design and Operation, Fourth edition, 2012.
- Viking Engineering, L.C., Advanced Drill String Desing - Training Manual, Firts edition, 2008.
- Schlumberger
http://www.slb.com/resources/case_studies.aspx
- UNAM
[http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosGAB/Zona%20desplegar/Clases/Clase%208%20GY%20\(Fallas\).pdf](http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosGAB/Zona%20desplegar/Clases/Clase%208%20GY%20(Fallas).pdf)
- WWW International Inc.
http://wwtinternational.com/index.php/non_rotating_protectors/