

EXPERIENCIAS EN LA PERFORACION DE POZOS PROFUNDOS DE ALTO ANGULO EN EL CAMPO EL FURRIAL DEL ORIENTE DE VENEZUELA

Autores:

**Willie Colombine
Jorge Rodriguez**

**Petroleos De Venezuela S.A
Venezuela**

RESUMEN

El campo El Furrial se encuentra localizado al Oriente de Venezuela, es uno de los depósitos de crudo mediano más grandes con los que cuenta el país, con una producción por flujo natural de 467 Mbnpd de 29° API, proveniente de la formación Naricual. Su descubrimiento en el año 1986 aceleró vertiginosamente su explotación, lo que trajo como consecuencia una declinación natural de la presión del yacimiento calculada en 11% anual, desde 11300 lpc original hasta 6500 lpc actual.

Con esa tasa de descenso de presión, la recuperación del crudo en sitio se vería grandemente afectada por lo que se desarrolló un proyecto de recuperación secundaria de inyección de agua y gas miscible, con el objeto de incrementar las reservas y el potencial de producción. El proyecto contempló, aparte de los pozos inyectoros de agua y gas, la perforación de 42 pozos productores de crudo.

Un estudio posterior introduce innovaciones en la perforación, tales como construir pozos de alto ángulo (70°) en la zona productora, que basados en la maximización de la productividad de cada pozo por el aumento del área de drenaje, obteniéndose una reducción en el número de pozos, aunado a una terminación sencilla unidiametral de 5-1/2" y al uso de fluidos de perforación libre de sólidos en las zonas de interés, con lo cual se reduce la perforación de 42 pozos productores a 19 pozos, con una premisa de producción de 8000 BNPD por pozo.

La perforación direccional de alto ángulo representó un reto, ya que no se habían construidos pozos profundos en el área con ángulos mayores a 40°, era la primera experiencia en Venezuela teniéndose poca referencia mundial acerca de este tipo de pozos. Su planificación, diseño y ejecución han sido producto de un trabajo en equipo con las diferentes compañías de servicios, que conjuntamente con PDVSA han contribuido para lograr la culminación exitosa de cada pozo. Hasta la fecha se han perforado 5 pozos, con resultados de producción que sobrepasaron las expectativas obteniéndose tasas de hasta 19600 BNPD y promedios de 14500 bnnpd por pozo.

El objetivo de este trabajo es dar a conocer las experiencias obtenidas durante la perforación de estos pozos, así como el aprendizaje del trabajo en equipo que permitió minimizar los problemas operacionales, optimizar los procesos y reducir el tiempo y costo de los pozos.

INTRODUCCION

La perforación direccional de alto ángulo en pozos profundos, enmarcados dentro del proyecto de Recuperación Secundaria del Campo El Furrial, es una tecnología nueva no convencional para la construcción de pozos en Venezuela y de poca experiencia en el ámbito mundial; nace por la necesidad de optimizar el proceso de recuperación secundaria bajo el concepto de incrementar la productividad maximizando el área de drenaje de los pozos. Su desarrollo ofrece una alternativa viable para el incremento de los potenciales de producción y de recuperación de reservas.

La construcción de estos pozos fue precedida por un proceso de planificación y diseño, donde se tomaron en cuenta los factores ambientales para el manejo de los desechos en localizaciones secas: sencillas o macollas; condiciones del yacimiento: presiones y formaciones; selección de los fluidos de perforación, tanto para las zonas de lutitas presurizadas en la zona de construcción de ángulo, como para las areniscas de la zona productora; equipos con capacidad de carga mayores al millón y medio de libras y con top drive para entrar y salir del hoyo con rotación, equipos de bombeo con capacidad de 1000 gpm, tubería de perforación de 6-5/8" para mejorar la hidráulica, así como también incrementar la

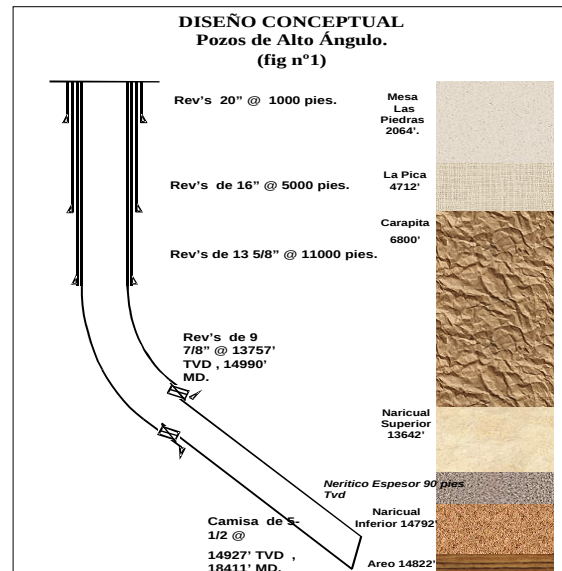
resistencia a la tensión; equipos de control de sólidos para manejar eficientemente estos volúmenes; herramientas direccionales, motores de fondo, mwd, colgadores de camisas de producción rotatorios, coiled tubing con capacidad de más de 18000 pies para correr registros eléctricos y cañoneo del pozo.

El diseño mecánico de los pozos contemplaba aislar las formaciones superficiales con un revestimiento de 20"; la zona de baja presión hasta la zona de transición de alta presión con un revestimiento de 16"; perforar la formación Carapita, zona de lutitas presurizadas y compactadas en dos etapas, una vertical cubierta con revestimiento de 13-5/8" seguida por una sección direccional de construcción de ángulo de 70° hasta el tope de la formación productora revestida con 9-7/8" y posteriormente atravesar la formación Naricual tangencialmente para protegerla con camisa de 5-1/2"; terminando con una completación sencilla de 5-1/2". Figura n° 1.

El primer pozo, fue terminado después de 319 días de operaciones teniendo como objetivo la formación Naricual Inferior a 17934 pies con 70° de inclinación; la prueba de producción fue de 19600 bnepd de 29° API. Su construcción permitió derribar paradigmas sobre la perforación direccional en la formación Carapita, que predecían problemas de estabilización de hoyo, atascamiento de tubería y pérdida de la sección.

A medida que se fueron construyendo los pozos, y basados en la experiencia que se iba adquiriendo en cada uno, se introducen cambios en los diseños mecánicos y direccionales con lo que se logró minimizar los problemas, disminuyendo el tiempo y costos, logrando con esto la optimización de los procesos.

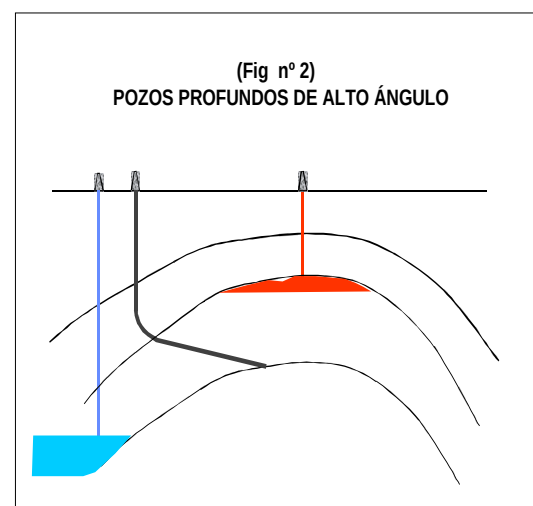
A principios de 1999 se terminó el quinto pozo a 16016 pies con 70.46° en Naricual Inferior después de 103 días de operaciones sin problemas.



ANTECEDENTES

Para el año 1997, PDVSA inicia el estudio para la construcción de pozos de alto ángulo, atravesando la formación productora Naricual con 70° de inclinación y una terminación unidiametral de 5 1/2"; que le permita incrementar el área de drenaje a niveles de sustituir dos y media veces un pozo vertical, interconectando todo el espesor de las arenas productoras.

Todos los candidatos a ser perforados bajo el concepto de alto ángulo deben de cumplir con la premisa de ser pozos flanco-cresta y tener como mínimo un desplazamiento horizontal cercano a los 5200 pies, esto con el objetivo de evitar el mayor tiempo posible la irrupción de agua en la sección inferior o gas en la parte superior incrementando así la longevidad del pozo. Figura n° 2.



En la ejecución del proyecto se planificó el uso de cinco revestidores y un adicional de contingencia. La distribución de estos fue concebida con un revestimiento superficial de 20" a 1000 pies para proteger los acuíferos superficiales presentes en el área; un revestimiento de 16" a 5500 pies para aislar la zona de baja presión; aislar la formación Carapita, adyacente a la formación Naricual, con dos revestidores, uno de 13-5/8" con el objeto de prevenir cualquier inestabilidad química y/o mecánica por el alto tiempo de exposición a 11000 pies y otro de 9-7/8" para la sección de construcción de ángulo a una tasa de 3° cada 100 pies a una profundidad estimada de 15000 pies, y terminar la perforación en forma tangencial en la formación productora de Naricual, hasta alcanzar la profundidad final con una camisa de producción de 5-1/2"; dejando como contingencia un revestimiento de 7-7/8". La sección de 16" se perforaría con

mecha de 17-1/2" ampliando el hoyo a 22" y para la de 13-5/8" se haría un hoyo piloto de 14-3/4" ampliando el mismo a 18".

El diseño conceptual (Figura n° 1) planifica el punto de arranque del direccional a 11750 pies de profundidad con un arco de curvatura generado por una tasa de construcción de 3°/100 pies estimando alcanzar la máxima inclinación de 70° a 14725 pies, unos 300 pies antes de conseguir los marcadores **E₁** y **E₂**, areniscas limosas con intercalaciones de grano fino bien consolidadas y compactadas donde se presenta una tasa de perforación muy baja lo que imposibilita el direccionamiento.

Para la planificación de la sección de construcción de ángulo en el hoyo de 12 1/4", se simulaban las hidráulicas que permitieran la limpieza del hoyo y cumplir con el requerimiento de energía para las mechas de perforación (caudal e impacto). Se revisaron los modelos hidráulicos existentes en pozos convencionales y se toma los valores máximos para diseñar los requerimientos del taladro y equipos. Como resultado se determinó que es necesario adicionar, para obtener la mayor energía requerida (caudal e impacto), bombas de mayor capacidad y/o disminuir las perdidas por fricción que permitan el uso de tuberías de perforación convencional (5", 19.5-#/pie, S-135). Como solución para esta variable se adicionó 14000 pies de tubería de perforación 6 5/8" logrando obtener caudales por encima de los 700 galones por minuto y Horse Square Inch (H.S.I) entre 2 y 4, adicionalmente se incrementó la resistencia a la tensión y mejoró la velocidad en el espacio anular.

En la selección del taladro, se tomó en consideración la máxima profundidad permitida por cabria, valores de carga superiores a 1.500.000 Lbs; elementos técnicos tal como Top drive, capaz de manejar tuberías de perforación de 6-5/8" con lo que se implementan las prácticas de entrada y salida del hoyo con rotación y circulación, lográndose disminuir los valores de arrastre al cual sería sometida la sarta de perforación, así como también incrementar la efectividad en la limpieza y remoción de ripios por la acción mecánica de la tubería de perforación; volumetrías de 7000 barriles en superficie y elementos hidráulicos para manejar caudales de 1000 gpm.

En general, en el diseño conceptual de los pozos de alto ángulo se preveía que las mayores dificultades estarían en la perforación de la zona de construcción de ángulo, ya que no se tenía experiencia ni referencias de este tipo de perfil; ampliaciones de los hoyos de 17-1/2" y 14-3/4" por las experiencias negativas de otros pozos, y la perforación tangencial con ángulo de 70° en la formación Naricual por la dificultad de dirigir el pozo y/o controlar cualquier desviación en esta sección.

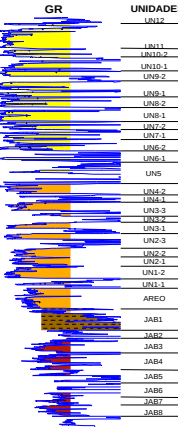
DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA:

El campo El Furrial presenta una secuencia litológica (Fig. N° 3) formada por la Formación Mesa la cual esta constituida en su totalidad por arcillas plásticas altamente hidratables, con cuerpos conglomerados hacia la parte superior y arenas de grano grueso con intercalaciones de lignito hacia la parte basal, de edad Plio-Pleistoceno y depositada en un ambiente fluvio deltaico a continental. Posee un espesor aproximado de 2000 pies (intervalo 0-2000 pies).

Formación Las Piedras se caracteriza por presentar intercalaciones de arcillas plásticas, con areniscas no

consolidadas de grano fino a medio y abundantes capas de carbón. En su parte basal , presenta cuerpos lutíticos moderadamente compactados , intercalados con limolitas y areniscas conglomeráticas , de Edad Plio-Pleistoceno y depositada en un ambiente fluvio-deltaico . Posee un espesor aproximado de 2700pies (intervalo 2000- 4700 pies).

COLUMNA ESTRATIGRAFICA
(figura n° 3)

EDAD	FORM.	MIEMBRO	AMBIENTE	DESCRIPCION LITOLOGICA	ESPESOR	REGISTRO TIPO	
MIOCENO INFERIOR	NARICUAL	SUPERIOR	MARINO LITORAL	ARENISCA DE GRANOS MEDIOS A GRUESOS MATRIS ARCILLOSA	900'		
OLIGOCENO			PLATAFORMA EXTERNA A MEDIA	ARENISCA DE GRANOS FINOS A MEDIOS MATRIS ARCILLOSA			UN01-1
				ARENISCA DE GRANOS MEDIOS A GRUESOS MATRIS ARCILLOSA			UN01-2
				LUTITAS NEGRAS Y GRISAS CON BENTONITOS Y GASTROPODOS			UN02-1
EOCENO		INFERIOR	NERITICO INTERNO	ARENISCA DE GRANOS MEDIOS A GRUESOS CALCAREAS			UN02-2
				GRAINSTONE DOLOMITIZADA CON GLAUCONITA			UN01-1
				ARENISCA DE GRANOS MEDIOS A FINOS GRISAS	UN01-2		
CRETACEO MAESTRICHT (K)		LITORAL DELTAICO	LUTITAS GRISAS OSCURO A NEGRAS	UN01-3			
			600'	ARENISCA DE GRANOS MEDIOS A FINOS CUARZOCRISTALINAS	UN02-1		
				LUTITAS NEGRAS YMARRON CON PRISTA	UN01-2		
	AREO			CONTINENTAL	ARENISCA DE GRANOS GRUESOS A MEDIOS CUARZOCRISTALINAS A BEIGE		UN01-1
ARENISCA DE GRANOS MEDIOS A FINOS BEIGE		AREO					
CRETACEO CAMPANENSE (K)					70'	JAB1	
						LUTITAS GRISAS A NEGRA	JAB2
						JAB3	
						JAB4	
						JAB5	
						JAB6	
						JAB7	
						JAB8	

Formación La Pica, está compuesta en su parte superior por una secuencia de arcillas grises, solubles e hidratables que gradan a lutitas grises verdosas limolitas, y areniscas en forma alternada, siendo las primeras blandas a medianamente duras y frecuentemente limolíticas y ligníticas. Las areniscas son de grano fino, mal cementadas e intercaladas con limos y arcillas. La parte basal de esta formación está compuesta por lutitas grises a verdosas moderadamente compactada con intercalaciones de areniscas de grano fino, de Edad Mioceno Tardío, depositada en un ambiente Nefrítico/Costero. La base de esta formación está definida por una discordancia de tipo erosiva que define el tope de la formación Carapita. Entre 5400 pies y 5700 pies se espera encontrar un intervalo más limolítico, caracterizado por presentar una mayor presión de poros, conocido como "Zona de Transición". Posee un espesor aproximado de 2500 pies (intervalo 4700- 7200 pies).

Formación Carapita esta constituida en su totalidad por lutitas grises a negras asociada a la presencia de glauconita, moderadamente duras con alta presión de poros, identificadas desde el punto de vista paleontológico (bioestratigráficamente) en cinco zonas (A, B, C, D, E y F). Esta Formación es de Edad Mioceno Medio a Tardío y depositada en un ambiente Nerítico somero a batial y se encuentra en forma concordante y transicional sobre la Formación Naricual. En el tope de esta formación se ha presentado un intervalo arenoso permeable, con presencia de agua salada y gas, conocido como "Surco Sedimentario". A la profundidad de 13300 pies aproximadamente se encuentra un lente marcador de areniscas limosas con intercalaciones de grano fino bien consolidadas y compactadas de +/- 30 pies de espesor conocido como marcadores "E₁ y E₂". Posee un espesor aproximado de 6400 pies (intervalo 7200 -13600 pies).

Formación Naricual está formada por paquetes masivos de areniscas petrolíferas bien consolidadas de granos finos a medios con intercalaciones de pequeños cuerpos lutíticos, ligeramente calcáreos, limolitas hacia la parte superior e intercalaciones de carbón hacia la parte media, en la parte inferior se presentan lutitas carbonosas. Esta formación representa el intervalo de producción más importante del área y esta conformada por tres miembros: Superior, Medio e Inferior las cuales se encuentran estratificadas con lutitas y limolitas carbonosa, de Edad Tardío, depositadas en un ambiente Supralitoral/Continental. Posee un espesor aproximado de 1500 pies (intervalo 13600-15000 pies).

Formación Areo está constituida básicamente por lutitas grises oscuras limosas, glauconíticas, levemente calcáreas, con inclusiones en forma concrecional de glauconita lixiviada, que la caracterizan como excelente marcador litoestratigráfico y operacional; de Edad del Oligoceno Tardío, depositada en un ambiente marino marginal. Posee un espesor aproximado de 50 pies (intervalo 15000-15050 pies)

PERFORACIÓN DEL PRIMER POZO ALTO ANGULO. FUL-63

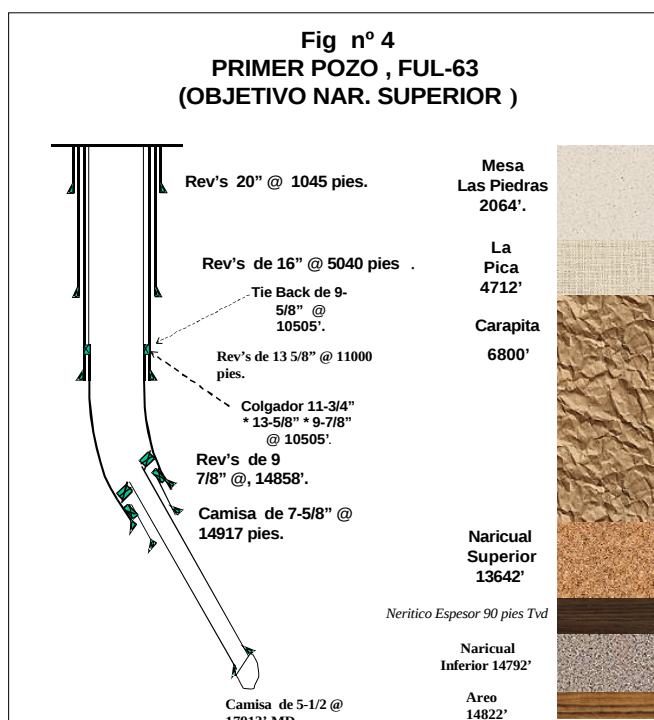
Para dar inicio al proyecto de alto ángulo se escoge el pozo de la localización Ful-63; el proceso se inició con la verificación de los taladros de perforación disponibles en el área con la capacidad necesaria para construir este tipo de pozos, se seleccionó el HP-129, equipo de 3000 HP, el cual fue dotado con top drive, y se modificó y acondicionó para manejar sargas de 6 5/8". Culminadas todas las modificaciones se procede a dar inicio a la perforación del primer pozo de alto ángulo profundo del país. El pozo se estimó perforar hasta la profundidad de 14927 pies en dirección 100.89 azimuth y un desplazamiento de 4125.62 pies teniendo como objetivo la formación Naricual en su miembro Inferior.

Se perforó el hoyo de 26" hasta 1020 pies con fluido base agua de 9.0 lpg, revistió y cementó con tubería de 20" hasta la profundidad de 1000 pies con lo cual cubrió la zona de acuíferos superficiales. Continuó la perforación con hoyo piloto de 17 1/2" y ampliación a 22" hasta 5500 pies con fluido tipo lignosulfonato de 10.2 lpg, para revestir la zona de baja presión con tubería de 16", en esta sección la ampliación se realizó con dificultad por bajo rendimiento de los ampliadores y pérdida de varias de sus partes en el hoyo, trayendo como consecuencia las respectivas operaciones de pesca, así como repetidas corridas de registros caliper para verificar la ampliación del hoyo. Continuó con la perforación del hoyo de 14-3/4" ampliado a 17 1/2" con fluido base aceite (invertido) de 16.2 lpg, para lo cual se utilizó la herramienta RWD de tecnología bicéntrica que permitió perforar y ampliar simultáneamente; a la profundidad de 7700 pies verificó dirección e inclinación, observando que el pozo había ganado 11.3° de inclinación; por tal razón se retira el RWD y baja con un ensamblaje de fondo convencional de 14 3/4" para verticalizar el pozo en forma gradual antes de los 11000 pies, profundidad planificada para el hoyo; se amplió de 14 3/4" a 17 1/2" sin mayores inconvenientes. Revistió con 13-5/8" y cementó a 11000 pies sin problemas.

Inicio la fase de construcción de ángulo con un fluido a base aceite de 15.8 lpg y sarta direccional estabilizada 0 pies – 30 pies, motor de fondo de 9 1/2" y un bend housing de 1.3°, estimando un incremento de 3° cada 100 pies a partir de 11750 pies. Con este arreglo se perforó hasta 12700 pies, logrando una inclinación de 40° y una dirección de 112° azimuth. En la construcción de esta sección, se presentaron problemas de colgamiento siendo necesario utilizar pesos sobre la mecha superiores a 40000 libras, se retiraron los estabilizadores y continuó la perforación del intervalo con una sarta lisa de similares característica hasta 14858 pies alcanzando una inclinación de 71° en la misma dirección; este intervalo se realizó a baja tasa de perforación, ya que la mayoría de la sección fue perforada bajo la modalidad de deslizamiento (slide) y con repetidos problemas de colgamiento de la sarta. Se perfiló y detectó tope de la formación Naricual a 14850 pies, objetivo del hoyo. Bajó y cementó camisa de 9 7/8" a 14858 pies, sin problemas. La utilización de una camisa en este intervalo permitió el uso de la tubería de 6-5/8" en combinación con la de 5-1/2" en la fase de 8-1/2", con el objeto de disponer de una mejor hidráulica.

Para la perforación de los intervalos productores, se contemplo el uso de bajas densidades de fluido 100% aceite con el fin de evitar el mayor daño posible a la formación productora; desplazó el fluido base aceite de 16.4 lpg por 10.5 lpg, y perforó 57 pies hasta 14915 pies con sarta direccional y mecha pdc de 8-1/2"; durante este proceso se presentaron problemas severos de arrastres y torques lo que ocasionó la ruptura del motor de fondo, dejando en el hoyo, el rotor del motor, el drive sub y la mecha

pdc de perforación, con el tope del pescado a 14824 pies y con 26 pies dentro del revestimiento de 9-5/8".



pies después de tres intentos para pasar a través de la ventana, incluyendo operaciones de pesca al atascarse y soltarse la misma. (Fig. n° 4).

Se realizaron operaciones de pesca sin éxito por lo que se decide abandonar el hoyo; se colocó un tapón de hierro a 14814 pies e instaló un whipstock, abrió ventana desde 14784 pies a 14801 pies con fluido de 16.4 lpg; se realizó desvío (side track) en una sección de 70° de inclinación; continuó perforando hasta 14930 pies, con unos 29 pies dentro de la formación Naricual, finalizando la sección con un ángulo de 71.5°. Durante la perforación se presentaron problemas para salir y entrar por la ventana por lo que se hicieron viajes para rectificarla; se observó pérdida parcial de circulación bajando el peso del fluido hasta 12.5 lpg y agregándole material antipérdida al sistema; se generó empaquetamiento de la tubería al bajar el peso del fluido por lo que se incrementó hasta 14.0 lpg. Bajó y cementó la camisa de 7-5/8" de contingencia a 14917

Para la fase de 6-1/2", se desplazó el fluido invertido por 100% aceite de 11.5 lpg densificado con CaCO₃; perforó con mecha pdc 6-1/2" y equipo direccional hasta 16350 pies, donde sacó por caída de presión quedando en el hoyo, por ruptura del motor de fondo, el rotor del motor y la mecha de 6-1/2" con una longitud de 30 pies. Realizó varios intentos de pesca recuperando en su totalidad las herramientas. Continuó perforando hasta 18052 pies, donde paró para correr registro direccional observando la tubería empacada; trabajó sin lograr avance, por lo que se decide cortar la sarta a 17934 pies, dejando 118 pies de pescado. Corrió registros inducción - gr - neutrón - densidad, localizando el tope de Naricual Inferior a 16903 pies. Para resguardar la integridad de la sección perforada se toma la decisión de parar el pozo a esta profundidad. Bajo y cementó camisa de 5-1/2" pies hasta 17917 pies, de donde no avanzó. En esta sección se tuvieron problemas de colgamiento de la sarta, lo cual dificultó el deslizamiento y mantenimiento del ángulo de inclinación, requiriendo realizar cambios en el ensamblaje a lo largo de toda la sección para lograr el objetivo de 70° y dirección final de 92.1° azimuth.

Una vez realizadas las pruebas a la camisa se procedió a bajar y cementar el tie back del revestimiento de 9-5/8 pies x 9-7/8 pies pies hasta 10509 pies. Desplazó el fluido 100% aceite por agua fresca y bajo la completación sencilla de 5-1/2", 23 #/pie. Cañoneo bajo balance con tubería flexible continua el

intervalo selectivo 16660 pies-17813 pies con 1000 lpc a favor de la formación, lográndose 19600 bpsd con reductor de 2" y un alto índice de productividad con relación a pozos verticales.

LECCIONES APRENDIDAS EN LA PERFORACION DEL POZO: FUL-63.

La perforación del Ful-63 modificó el diseño original para la perforación de los próximos pozos de alto ángulo, planteando la opción de perforar toda la formación Carapita en un solo hoyo, incluyendo la sección de construcción con una tasa incremento de ángulo de entre 3° y 4° cada 100 pies e inclinación final de 70°, evitando las ampliaciones y uso de revestimiento de 16 pulgadas.

No es necesario el uso del revestidor de 9 7/8" debido a que las tasas de perforación obtenidas en la sección de 70° son relativamente altas en comparación a las planificadas, reduciendo el tiempo y trabajo de rotación sobre el mismo.

El revestimiento de 9-5/8" o 9-7/8" debe ser asentado al inicio del paquete masivo de arena de la formación Naricual, con lo que se previene los problemas mecánicos por inestabilidad de las lutitas de transición que definen el paso de Carapita a la formación productora.

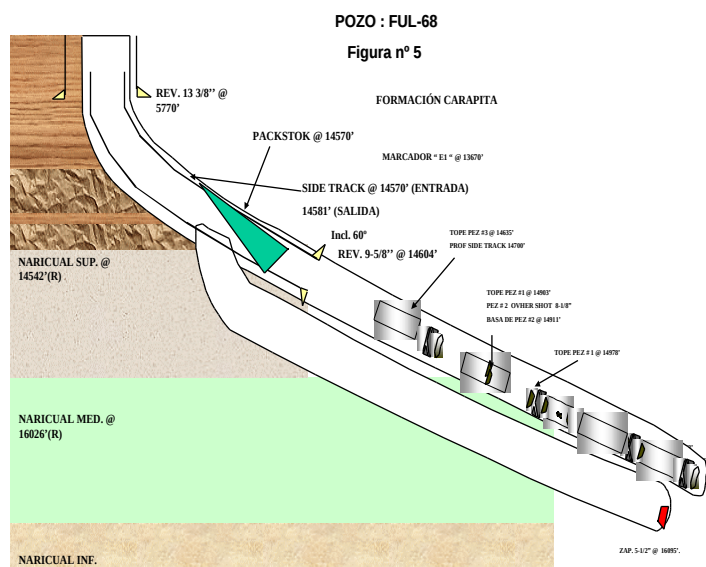
Para la perforación de los próximos pozos se modificó la selección y tipos de BHA, cambiando motores de 9 1/2" por 8", eliminando el uso de portamechas de 8" por tubería de perforación de pared gruesa (heviwate), así como la estabilización de la sarta en tres puntos, para evitar el colgamiento de las mismas.

Los valores hidráulicos del pozo Ful-63 se compararon con los valores planificados, observando que para el hoyo de 12 1/4" el modelo reológico que más se asemeja a la realidad es el de la ley de Potencia Modificado y para las secciones de 8 1/2" y 6 1/2" es el modelo de la ley de Potencia.

PERFORACION DEL SEGUNDO POZO: FUL-68

Los resultados del FUL-63 introducen cambios en la construcción de los siguientes pozos, optimizando la perforación de los hoyos intermedios; perforando el hoyo de 17-1/2" hasta la zona de transición entre la zona de baja y alta presión, revistiendo la misma con 13-5/8" y perforando el hoyo de 12-1/4" hasta la entrada en las arenas masivas de la formación Naricual la cual se revestirá con 9-5/8". La perforación del segundo y tercer pozo se realiza casi simultáneamente; el pozo FUL-68 inicia operaciones con la entrada de un nuevo equipo, el SFX-97 con características similares al utilizado en el FUL-63.

Este pozo se planificó perforar hasta la profundidad de 16293 pies cuyos objetivos fueron Naricual Superior y Medio, iniciando la fase de construcción de ángulo en el hoyo de 12 1/4" a aproximadamente 10600 pies y un incremento de 2°/100 a 3°/100 pies y dirección 310° azimuth, hasta alcanzar 70° a la profundidad de 16293 pies y continuar tangencialmente en la fase de 8-1/2" hasta el objetivo del pozo.



La perforación de las secciones de 20" y 17

1/2" se realizó como se tenía planificado con fluidos agua gel y lignosulfonato; en la etapa de 12 1/4" se perforó hasta 10660 pies, punto de inicio del desvío (KOP) con un fluido 100% aceite de 16.4 lpg y equipo de fondo convencional, tipo pendular estabilizando a 60 pies y 90 pies de la mecha, se preparó sarta con equipo direccional y reanudo la operación hasta 14035 pies, obteniendo un incremento de ángulo de entre 3°/100 pies y 4°/pies hasta obtener 70° con una dirección N51.2°W, como estaba planificado. A esta profundidad se bajó el LWD, registro a tiempo real, con la finalidad de detectar la entrada a la arena

masiva de la formación Naricual, lo que se consigue a la profundidad de 14596 pies. La construcción del perfil direccional se realizó como se tenía estimado, sin problemas de hoyo ni direccionamiento. Bajó y cementó el revestimiento de 9 5/8" a 14595 pies.

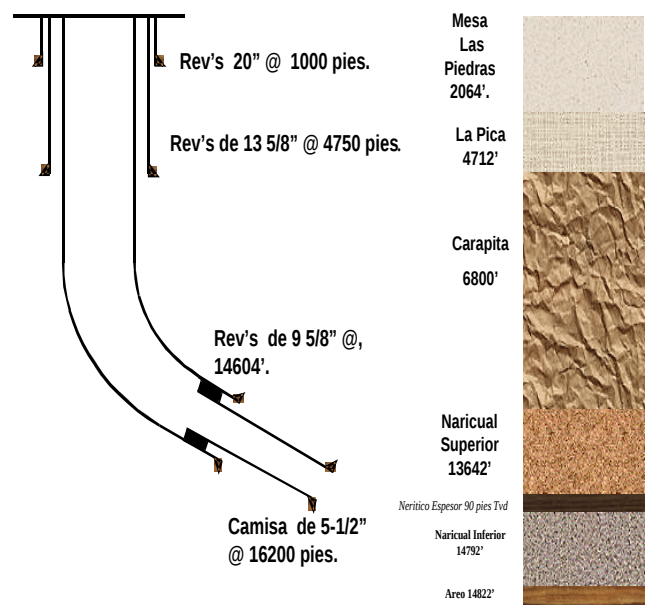
La sección de 8 1/2" tenía como objetivo atravesar la formación Naricual Medio, objetivo del pozo. Para esta etapa se perforó hasta 15583 pies con fluido 100% aceite densificado con CaCO_3 y sarta direccional con estabilizador ajustable y mechas PDC. Durante la misma se tuvieron problemas con el MWD, los motores de fondo y el estabilizador ajustable, ocasionando este último múltiples desviaciones en la dirección planificada del pozo; Cada uno de los problemas implicó un desgaste en tiempo para cambiar el elemento fallante. En uno de estos viajes se presentó un conato de atascamiento de la sarta, se trabajó la misma lográndose despegar. Posteriormente repasando a 14911 pies con alto torque se observó caída de presión de 100 lpc, al sacar la sarta faltó el rotor del motor y la mecha, similar a la falla ocurrida en el pozo FUL-63 (Fig n° 4). Se hicieron varios intentos para tratar de recuperar las herramientas dejadas, sin lograr éxito por lo que se decide desviar el hoyo. Bajó con sarta direccional para realizar desvío (side track) a 14700 pies, donde se empacó y atascó la sarta, se cañoneó el monel consiguiendo circulación, bajó peso del fluido hasta 9.8 lpg, e intentó desenroscar la sarta con explosivos con guaya y tubería continua sin lograr éxito. Realizó desenrosque mecánico; continuó realizando intentos fallidos para recuperar las herramientas sin avance, se toma la decisión de colocar un tapón de cemento y desviar, se trata de desviar el hoyo por debajo de la zapata de 9-5/8" colisionando con el pescado dejado en el hoyo viejo, por lo que se decide colocar una cuchara desviadora dentro del revestimiento de 9-5/8" a 14592'. Se abrió una ventana, realizando el desvío con sarta de navegación en 70° de inclinación y continuó perforando con sarta direccional con estabilizador ajustable (Track®) hasta 16100 pies; quedando el pozo a 16095 pies, en dirección 313.6° azimuth, en esta sección se presentaron problemas para pasar por la ventana en cada viaje, lo que obligó a rectificar la misma; corrió registros eléctricos TLC (IND-GR-DENS-NEUTRON). Bajó y cementó la camisa de 5 1/2" según programa y realizó la prueba de afluencia al tope del colgador de 5 1/2" con resultados satisfactorios. Se completó sencillo con tubería de 5-1/2" (monobore) y cañoneó bajo balance obteniéndose 11100 bnppd con reductor de 1".

PERFORACIÓN DEL TERCER POZO: FUL 70

La perforación de este pozo se inició a pocos días del inicio del FUL-68, teniendo como objetivo la formación Naricual en sus miembros superior y medio. Este pozo estaba planificado a ser perforado hasta la profundidad de 15868 pies, iniciando la construcción de ángulo en el hoyo de 12-1/4" a 10500 pies, con incremento de 2°/100 a 3°/100 pies hasta alcanzar 70° a la profundidad de 14800 pies y continuar perforando tangencialmente el hoyo de 8-1/2" hasta el objetivo del pozo. Las secciones de 26" y 17 1/2" se perforaron sin problemas como se tenía planificado, utilizando fluido agua gel de 8.8 y lignosulfonato en el orden de 9.2 a 11.0 lpg, quedando los revestimientos asentados a 1000 pies y 5400 pies respectivamente. (fig. n°6)

La etapa de 12 1/4" se perforó verticalmente hasta 10500 pies punto de inicio del desvío (KOP), utilizando fluido invertido de 15.5 a 16.4 lpg con equipo de fondo convencional; se cambia la sarta con equipo direccional y reanuda la perforación obteniendo un incremento de ángulo de entre 3° /100 pies y 4°/100 hasta obtener 69.2° de inclinación y una dirección S41°W en la profundidad final del hoyo, dentro de la arena masiva de la formación Naricual; detectada, al igual que en el pozo Ful-68, con el equipo de registro continuo LWD. Bajó y cementó el revestimiento de 9-5/8" de acuerdo al programa. Vale la pena resaltar que para este pozo el diseño de sarta direccional respondió a un estudio de tendencias el cual nos permitió un rendimiento en la perforación relación 90/10, significando un 90% del tiempo rotando y solo un 10% en la modalidad de deslizamiento, mejorando las tasas de perforación promedia de los pozos anteriores.

(Fig. n° 6)
DISEÑO FINAL .
Pozos: FUL-68 ; FUL-70



La fase de 8 1/2" se inicia con equipo direccional con motor de fondo liso y mecha pdc, siendo una innovación para este tipo de pozo el uso de motores rectos (sin bent housing), se homogeniza el fluido 100% base aceite a 11.5 lpg siendo este densificado con elemento obturante (CaCO_3), durante la construcción de la fase se elevó el ángulo de inclinación hasta 78.3° por lo que se reemplaza el estabilizador ajustable por uno convencional de diámetro fijo, con esta modificación se perforó hasta 16207 pies (TD) y dirección de 224.7° azimuth logrando controlar la tendencia de la sarta de incrementar ángulo. Corrió los registros eléctricos con tubería. Bajo y cementó camisa de 5-1/2" a 16207, y realizó prueba de afluencia al colgador de 9-5/8" x 5-1/2" sin problemas. Se completó sencillo con tubería de 5-1/2" (monobore) y cañoneo bajo balance obteniéndose 11500 BNPD con reductor de 1".

LECCIONES APRENDIDAS EN LA PERFORACION DE LOS POZOS FUL-68 y FUL 70.

Al incorporar un estabilizador rotatorio este incrementa la tendencia a ganar ángulo de los ensamblajes de fondo tipo Fulkron y después de obtener 25° de inclinación evita variaciones bruscas con respecto a la dirección trazada.

El tipo de fallas de los motores de fondo es recurrente y similares en el tiempo.

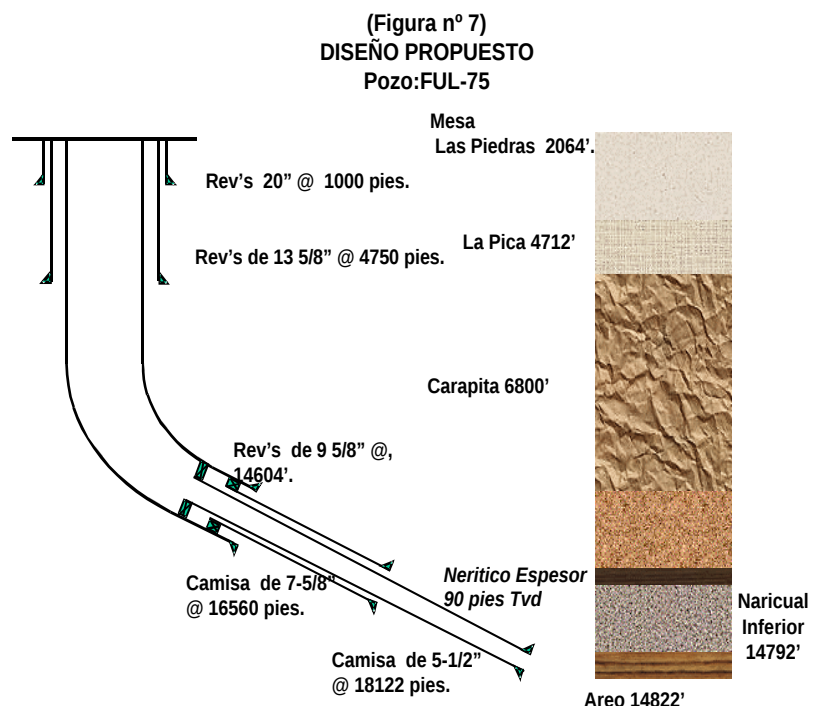
La eliminación del uso de motores de fondo con herramienta de desvío (Bent sub) minimizó los problemas de alto torque en la sección tangencial, formación Naricual; esto permitió revisar el promedio de fallas de los equipos de fondo normando el cambio del equipo a un máximo de 300 horas de rotación.

Los mayores problemas presentados en la perforación del pozo ocurrieron por inestabilidad mecánica en las intercalaciones lutíticas de la formación productora.

Con el uso de CaCO_3 como agente obturante no se observaron pérdidas de circulación.

PERFORACIÓN DEL CUARTO POZO: FUL-75

El cuarto pozo del proyecto tenía como objetivo la formación Naricual Inferior, al igual que el pozo FUL-63; basados en la experiencia de este primer pozo, se visualiza que la mayoría de los problemas estaban agrupados en la sección Naricual Superior y Medio, por ser más heterogénea y presentar mayor cantidad de intercalaciones lutíticas y limolíticas. De este análisis se introduce un cambio en el diseño del pozo incorporando una camisa adicional de 7-5/8" para cubrir la sección de Naricual Superior y Medio, que no son objetivo, y revestir la sección de Naricual Inferior con una camisa de 5-1/2" a 16850 pies. La construcción del ángulo se mantiene en el hoyo de 12-1/4" con tasa de incremento de 2°/100 a 3°/100 pies por lo que todo el yacimiento se atravesara tangencialmente con 70°. (Fig nº 7).



Las secciones de 20" y 17 1/2" se construyen como estaba planificada utilizando agua gel de 8.9 a 9.3 lpg y lignosulfonato de 9.3 a 9.8 lpg, respectivamente. La etapa de 12 1/4" se perfora vertical hasta 10300 pies, y continúa con equipo direccional hasta 14035 pies, con un incremento de ángulo hasta 70° en dirección N51.2°W, adicionó a la sarta equipo LWD y perforó hasta 14596 pies, (TD), donde se encuentra el paquete de arena masiva de la formación Naricual; bajó y cementó revestidor 9 5/8" a 14595 pies. La perforación de este hoyo se realizó utilizando como fluido de perforación fluido a base aceite de 15.5 – 16.4 lpg.

Para la sección de 8-1/2" se estimó perforar tangencialmente hasta el tope de la formación Naricual Inferior utilizando sarta direccional y fluido 100% aceite de 11.5 lpg densificado con CaCO_3 . Durante la construcción de la misma se presentaron conatos de atascamiento por derrumbe por lo que se mantiene

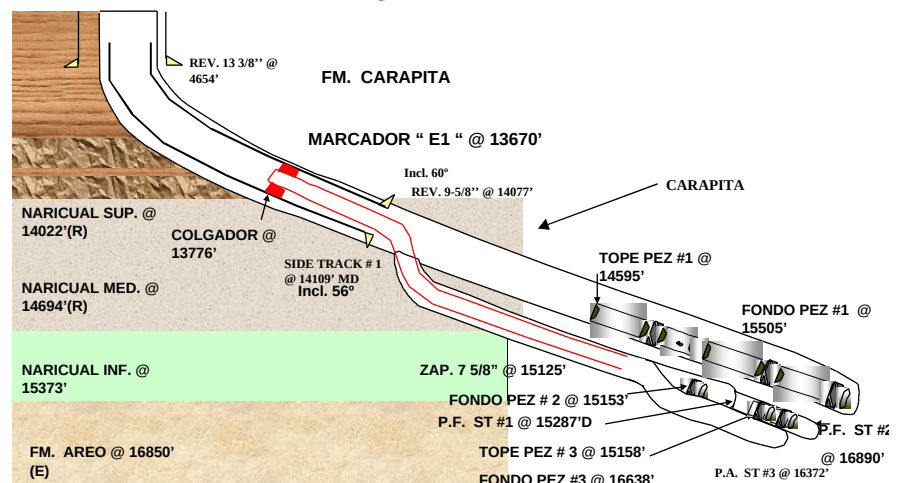
el peso del fluido en 11.5 lpg; para minimizar el riesgo de atascamiento por presión diferencial se disminuye el filtrado a 2 CC./30 min, controlando el tamaño de partícula de CaCO_3 en un rango de 7 a 15 micrones, según lo estudiado para la Formación Naricual. A la profundidad de 15538 pies se atasca la sarta por presión diferencial y posteriormente se empaca. Se realizan intentos fallidos para liberar la misma sin lograr éxito; se limpia dentro de la sarta con tubería continua y abre perforaciones para circular; deja el pozo en remojo con píldoras para soltar la sarta, al no lograr éxito se fluye el pozo con resultados negativos. Desenrosca la sarta con primacord y realiza operaciones de pesca sin éxito, por lo que abandona el hoyo con tapón de cemento, dejando 1674 pies de la sarta.

Se procedió a bajar el peso del fluido de 11.5 lpg a 10.5 lpg. Realizó desvío (side track) desde 14103 pies hasta 14213 pies (56° – 211.0 Az) y perforó hasta 15283 pies con inclinación de 62.6° , TD del hoyo; Bajó camisa de $7\frac{5}{8}$ " hasta 14179 pies, donde observó apoyó. Sacó la camisa realizo viaje de limpieza hasta 15163 pies donde observó caída de presión. Sacó la tubería dejando en el hoyo: mecha, estabilizador rotatorio y bit sub. Realizo intento de pesca sin éxito tomándose la decisión de bajar la camisa de $7\frac{5}{8}$ " para sobreguardar la integridad del hoyo. Bajó la camisa de $7\frac{5}{8}$ " con circulación hasta 15153 pies; donde posicionó la zapata a 15125 pies y cementó.

Bajó con mecha de $6\frac{1}{2}$ " perforó la zapata flotadora y repasó el hoyo hasta 15153 pies. Bajó zapata desviadora de flujo hasta 15153 pies y colocó tapón de cemento.

Bajó con equipo de perforación para diámetro de hoyo de $6\frac{1}{2}$ " hasta 15130 pies e inicio el desvío entre la zapata y tope del pescado con una ventana operacional de 60 pies de longitud; continuó perforando hasta 16207 pies con inclinación de 70.52° donde observó pérdida de circulación parcial, procediendo a disminuir la tasa de circulación de 237 gpm a 100 gpm, bombeó material obturante hasta concentraciones de 130 libras por barril, manteniendo pérdida de 30 bph. Circuló y acondicionó fluido 100% aceite a 10.5 lpg perdiendo durante este proceso 28 bls. Al completar el ciclo observó el pozo estático. Se perforó hasta 16890 pies observando corte de fluido de 10.5 lpg a 10.1 Lpg y ganancia de 13 bls en el sistema, procediendo a cerrar pozo sin acumular presión; circuló pozo por estrangulador neumático hasta homogeneizar el fluido a 10.5 lpg, Verifico el flujo del pozo estático decidiendo reanudar las operaciones. Continuó perforando hasta 16890 pies a tasa controlada (inclinación 65.4°), con equipo LWD observando falla del mismo, cambio herramienta y bajando a 16886 pies observó tubería pegada. Trabajó y liberó. Realizo viajes de calibración manteniendo circulación y movimiento de la tubería en todo momento, hasta alcanzar el fondo a 16890 pies. Bombeó una píldora de baja reología y circuló el fondo arriba sin retorno adicional de rípios. Perfiló con equipo de fondo LWD hasta 16890 pies. Bombeó y desplazó 80 bls de lubra glide, sacando tubería con circulación y rotación a 16600 pies observó tubería atascada por presión diferencial. Disminuyó la densidad del fluido de 10.5 lpg a 10.1 lpg trabajando sarta sin éxito, observando caída de presión y la tubería libre. Sacó quebrando la tubería de perforación de $3\frac{1}{2}$ " para su revisión. Al terminar de sacar encontró un tubo de $3\frac{1}{2}$ " partido, quedando el tope del pescado a 15150 pies. Realizó múltiples operaciones de pesca sin obtener éxito, decidiendo colocar un tapón de cemento y realizar desvío. Colocó tapón de cemento y realiza desvío incrementando la densidad del fluido a 10.4 Lpg; bajo con BHA direccional y perforó hasta 16850 pies, TD del hoyo, con inclinación de 76.5° y dirección de 223.5° azimut. Bajó liner de $5\frac{1}{2}$ " hasta 16832 pies donde se atascó, se cementó la camisa, completo monobore $5\frac{1}{2}$ " y cañoneó la formación Naricual Inferior bajo balance con tubería flexible continua. Las pruebas de producción arrojaron 10450 bnpd con reductor de 1". Esquema final del pozo en la figura nº 8

Figura nº 8
POZO : FUL-75
ESQUEMA FINAL



LECCIONES APRENDIDAS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO FUL-75.

Se determinó que para perforar la sección vertical lo más conveniente es utilizar un ensamblaje convencional, tipo pendular, estabilizado a 60 pies y 90 pies de la mecha, debido a que intentar atravesar toda la sección

con un ensamblaje direccional tipo Fulkron, obliga a perforar en la modalidad de deslizamiento para controlar la verticalidad mínima requerida para la ejecución de la sección.

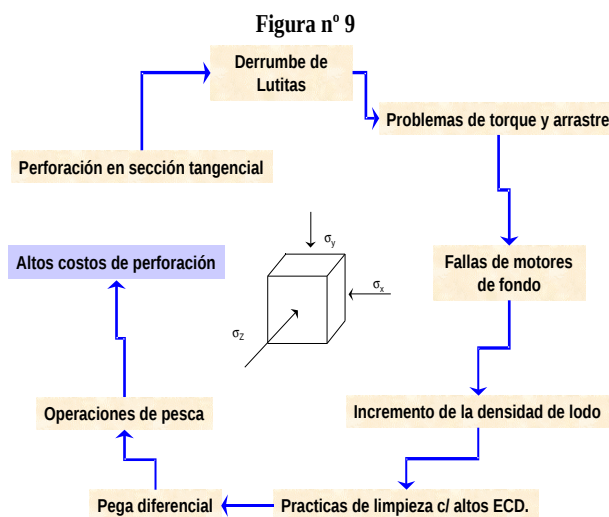
Las intercalaciones lutíticas, limolíticas de la formación Naricual, no dependen directamente de la densidad del fluido para ser controladas; se determinó que permiten ser perforadas con densidades inferiores a 11.5 lpg sin aportar volumen.

Se visualizó la posibilidad de construir, mantener y dirigir la trayectoria en la formación Naricual, dada la respuesta a cualquier variación en los tamaños y ubicación de los estabilizadores.

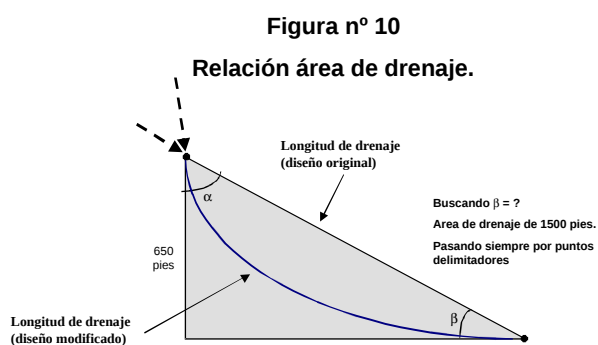
PERFORACIÓN DEL QUINTO POZO: FUL-81.

Para la ejecución de este pozo se evaluaron los problemas ocurridos durante la construcción de los pozos de alto ángulo; a excepción del Ful-70, estos presentaron problemas comunes de inestabilidad de lutitas, siendo esta problemática directamente dependiente a la inclinación del pozo al momento de atravesar las secciones heterogéneas de la zona productora. Basados en esta observación y siendo el objetivo del FUL-81 la formación Naricual Inferior, se diseñó en función de construir un pozo que atravesara esta zona heterogénea con la menor inclinación posible y que cumpla con las características fundamentales de un pozo de alto ángulo, como son la de incrementar el área de drenaje, cumplir con la relación de permeabilidad vertical vs permeabilidad horizontal, que la velocidad de transición del hidrocarburo entre la formación y el pozo ocurra con las menores pérdidas de energía posible, todo esto buscando como objetivo un pozo de gran productividad como fueron los antecesores de alto ángulo.

Por otro lado la mayoría de los problemas presentados en los pozos de alto ángulo se relacionan directamente con el impulso automático de incrementar la densidad del fluido para controlar la inestabilidad de las Lutitas, ocasionando esta acción un problema de pega diferencial en vez de una solución al problema de inestabilidad de lutitas. (Fig nº 9).



Este análisis concluyó que al no incrementar la densidad del fluido al momento de perforar la zona heterogénea de la formación Naricual, no ocasiona los problemas de inestabilidad, y que esto tienen una relación directamente proporcional a la inclinación en la cual son perforados estos estratos. Revisando la información del campo se pudo observar que los problemas de inestabilidad del hoyo se presentan en una dirección **S20°O** ó cuando se perfora con una inclinación superior a 45°. Con esta hipótesis y observando la sensibilidad de la formación a los cambios en geometría de los ensamblajes de fondo, se evaluó la factibilidad de modificar el diseño original de los pozos de alto ángulo, cuyo objetivo fuera Naricual Inferior. Este rediseño consiste en perforar hasta el tope de la formación Naricual Inferior con un ángulo máximo de 35° y construir en la misma formación productora hasta 70° de inclinación, cumpliendo siempre con la premisa de obtener similar relación en incremento de área de drenaje del diseño anterior.



Para el rediseño se tomó como hipótesis fundamental que la distancia más corta entre dos puntos es una línea recta, por esto con una distancia de desplazamiento menor es posible obtener similar área de drenaje construyendo una trayectoria curva que pase por los puntos limitadores de entrada y salida del yacimiento. (Figura nº 10).

El pozo estaba planificado perforarlo hasta la profundidad de 16100 pies con objetivo Naricual

Inferior. La fase de construcción de ángulo se inicia en el hoyo de 12-1/4" a 11775 pies con un incremento de ángulo de 2°/100 a 3°/100 pies hasta alcanzar 22° a la profundidad de 14191 pies, revestir y continuar perforando direccionalmente el hoyo de 8-1/2" hasta la profundidad de 14982 pies con la misma tasa de incremento de ángulo hasta llegar a 35°, para luego perforar la fase de 6-1/2" hasta la profundidad de 16100 pies con 70°.

La ejecución del pozo Ful-81 fue realizada según lo planificado. El hoyo superficial se perforó con fluido agua gel de 9.4 lpg y asentó el revestimiento de 20 pulgadas a 1020 pies, reanudó perforación en hoyo de 17 1/2" con lignosulfonato de 9.2 lpg para luego asentar revestidor de 13 3/8" a ciento cincuenta pies dentro de la zona de transición con una inclinación final de 1.3° a 4530 pies, corrió y cementó revestidor a 4549 pies.

En la sección de 12 1/4" se perforó hasta 11000 pies en forma convencional con fluido a base de aceite de 16.2 lpg y una sarta de perforación estabilizada a 60 y 90 pies, realizó viaje para cambio de sarta verificando la inclinación con herramientas de registros múltiples presentando un resultado de 2.7° de inclinación y una dirección de 287° azimuth. Bajó con sarta direccional e inició construcción de ángulo a 11684 pies (KOP), a 14104 pies se presentó pérdida parcial de circulación de 80 a 100 barriles por hora, bajando la densidad del fluido de 16.2 lpg a 16.0 lpg. Se tomó registro inducción-gr, detectándose la arena Marcador "E₁" a 13880 pies, no se observó tope de Naricual, continuando entonces la perforación hasta 14142 pies punto de asentamiento del revestidor de 9 5/8", (tope de la formación Naricual a 14135 pies). Bajo y cemento revestimiento sin problemas quedando la zapata con una inclinación de 25° y una dirección S50°E.

Continuó con el programa de perforación como se tenía pautado y perforó la sección de Naricual Superior- Medio con una sarta convencional ubicando los estabilizadores a 0 pies-30 pies- 60 pies de la mecha. Con este tipo de ensamblaje se perforó toda la sección siendo la profundidad final de 15070 pies, donde se asentó el revestidor de 7 5/8". Para esta fase se diseñó la sarta para que construyera ángulo a una tasa de 1° cada 100 pies y la misma construyó entre 1° a 1.5° cada 100 pies finalizando la etapa con una inclinación de 38°. La sección se perforó con fluido 100% aceite densificado con CaCO₃ con un tamaño de partícula entre 7 y 15 micrones, esto de acuerdo a estudios realizados por el INTEVEP (Instituto de Investigaciones Petroleras de PDVSA.) sobre núcleos de la formación Naricual del campo El Furrial, el peso inicial de 11.0 lpg se fue disminuyendo durante la perforación hasta 10.8 lpg, no observándose ningún problema de arrastre ni inestabilidad.

Bajó sarta direccional tipo Fulkron de 6 1/2" provista de un estabilizador rotatorio del mismo diámetro de la mecha seguido con un estabilizador a 30 pies de 6" y un estabilizador final de 6-1/8" a 60 pies, con este ensamblaje perforó la totalidad de la sección hasta 16016 pies y una inclinación final de 69.82° a la profundidad de 15942 pies, azimuth 136.13°. Para este intervalo desplazó el fluido invertido por fluido 100% aceite de densidad inicial de 10.1 lpg, finalizando la sección con una densidad de 9.8 lpg. Se corrieron registros eléctricos AIT-NGT-CMR, finalmente procedió a bajar y cementar la camisa de 5 1/2 pulgadas sin problemas. Realizó prueba de afluencia satisfactoria con densidad equivalente de 8.0 lpg. Completó monobore 5-1/2" y cañoneó el miembro inferior de la formación Naricual bajo balance. Actualmente, esta en proceso de evaluación la producción del pozo.

CONCLUSIONES

- La perforación de pozos de alta inclinación, 65° a 75° , en la formación productora de Naricual, aumentó la productividad en más del 50% en comparación a la de los pozos convencionales., debido, principalmente al incremento del área de drenaje (anexo I)
- El comportamiento estable de la formación Carapita en la sección de construcción de ángulo del primer pozo, permitió introducir cambios para los siguientes pozos donde se perforó y revestió en una sola sección; evitando operaciones de ampliaciones y uso del revestimiento de 16".
- Se rompió el paradigma de construir secciones de ángulos hasta 70° en la formación Carapita y en la formación Naricual del área El Furrial
- El uso del CaCO₃ con el tamaño adecuado de partícula, basado en el tamaño de garganta de poro de la formación Naricual, ayudó a disminuir la invasión de fluidos y por ende el daño a la formación.

- La incorporación en la sarta del estabilizador rotatorio permitió mantener la dirección e incrementar ángulo en la sección de construcción, evitando utilizar motores con bend housing para minimizar los riesgos de ruptura de los motores de fondo.
- Implemento el uso de simuladores de control numérico, para la predicción del comportamiento de los equipos de fondo, minimizando así la perforación en la modalidad de deslizamiento.
- Se validó el tipo de modelo reológico más adecuado para el diámetro del hoyo y las densidades del fluido usadas en la perforación de estos intervalos, con esto se puede predecir con mayor certeza los valores hidráulicos de remoción de ripios requeridos para la perforación de futuros pozos con similares características.
- En los pozos cuyo objetivo principal es Naricual Inferior, la revestida previa de los miembros Naricual Superior y Medio evitó problemas operacionales y permitió disminuir la densidad del fluido en la sección de Naricual Inferior con lo que se minimizó el daño por invasión.

BIBLIOGRAFÍA.

CHENEVERT, Martín. Applied Drilling Engineering SPE Textbook series, Vol 2.

SCHUH, Frank. Horizontal Drilling Technology.

Maurer Engineering INC. Slim Hole Technology Training Manual.

Dowell-Schlumberger. Cementing Technology.

ABDUS, Satter and GANNESH, Thakur. Integrated Petroleum Reservoir Management.

ABASS, Hazim and NEDA, Justo. Wellbore Construction Manual, to be published in 1998. "Rock mechanics in wellbore construction". Chapter 6.

BOL, G. M. and other. Borehole stability in shales. SPE Europe Petroleum Conference (Cannes, France, 11/16-18/92) Proc V 1, PP 127-142, 1992. (SPE-24975)

GRAHAM, Mensa-Wilmot, Innovative Cutting Structure Improves Stability and Penetration Rate Of PDC Bit Without Sacrificing Durability. (SPE/IADC 39310).

Norma API Specification 13B-2 "Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Oil Based Drilling Fluids"

WONG, S. W., VEEKEN, C. A. M. and KENTER, C. J. The rock-mechanical aspects of drilling a North Sea horizontal well. SPE Drilling & Completion. March 1994.

ZHANG, C. Q., Hou, W. G., Sun, D. and Xu, T. Study and application of positive sol drilling fluid. SPE ET AL Petroleum Engineering International Meeting (Beijing, China, 11/14-17/95) Proc V 1, PP 569-576, 1995. (SPE-29942)

ZHOU, Shaohua, HILLIS, R. and SANDIFORD, Mike. On the mechanical stability of inclined wellbore. SPE Drilling & Completion. June 1996. (SPE-29942). Pags. 67 - 73.

ANEXO I

RESULTADOS

POZO	OBJETIVO	ESPESOR. TVD (pies)	AREA DE DRENAJE (Pies)	RELACIÓN (MD/TVD)	DES. VERTICAL (VS (pies)
FUL-63	Nar. Inferior	540	1579	2.9	1484
FUL-68	Nar. Sup. Y Medio	435	1549	3.6	1485
FUL-70	Nar. Sup. Y Medio	562	1694	3	1579
FUL-75	Nar. Inferior	535	1564	2.9	1470

