

Perforación de pozos en Anaco. Un reto para la Ingeniería de Perforación

*Well drilling in Anaco.
A challenge for Drilling Engineering*

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.16698369>

Recibido: 2025-04-30 Aceptado: 2025-06-01

García Díaz, Jorge Johan¹

Correo: jorgejgarcia@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0003-7268-7243>

3R Petroleum. Río de Janeiro, Brasil

Resumen

En Venezuela, la historia de la perforación de pozos petroleros se remonta a principios del siglo XX, con sus inicios formales, en 1914, con la perforación del pozo Zumaque I en la población de Mene Grande, estado Zulia, hito que marcó el comienzo de una era de intensa actividad exploratoria y productiva que transformaría al país en uno de los principales actores del mercado energético mundial. Los primeros años se caracterizaron por el uso de tecnologías incipientes, perforaciones poco profundas y una comprensión limitada de las complejidades geológicas del subsuelo venezolano. A medida que la industria crecía, también lo hacía la necesidad de métodos de perforación más avanzados y eficientes. La región oriental de Venezuela, particularmente, el área de Anaco, en el estado Anzoátegui, emergió como un centro neurálgico para la actividad petrolera a mediados del siglo XX. Anaco se destacó por la presencia de vastas reservas de gas y petróleo, lo que atrajo inversiones significativas y el desarrollo de infraestructura especializada para la perforación y producción. Sin embargo, a diferencia de otras cuencas más someras, la perforación en Anaco pronto reveló desafíos geológicos únicos, lo que llevó a la necesidad de una ingeniería de perforación más sofisticada. La complejidad de los pozos en Anaco se debe a varios factores, incluyendo: a) Altas presiones y temperaturas, b) Geología compleja, c) Yacimientos depletados y d) Perforación de alcance extendido (ERD). La ingeniería de perforación en Anaco ha evolucionado para enfrentar estos desafíos, implementando tecnologías de vanguardia como la perforación multilateral, la perforación bajo balance (UBD) y el uso de herramientas de perforación direccional de última generación. Los pozos en esta región son un testimonio de la innovación y la experticia necesaria para extraer hidrocarburos en algunas de las condiciones más exigentes de la industria, consolidando a Anaco como un laboratorio de aprendizaje y desarrollo para la ingeniería de perforación en Venezuela.

Palabras clave: Anaco, perforación, hidrocarburos, revestidor, arenas petroleras

¹ Ingeniero Industrial. Maestría en Dirección de Recursos Humanos. IADC Certification: Well Control Sharp. Rig Inspection. H2S and CO2. Rig Pass. Stuck Pipe Prevention. Drops Audit Rig. 3R Petroleum. Río de Janeiro, Brasil.

Abstract

In Venezuela, the history of oil well drilling dates back to the early 20th century, with its formal beginnings in 1914, with the drilling of the Zumaque I well in the town of Mene Grande, Zulia state. This milestone marked the beginning of an era of intense exploration and production activity that would transform the country into a major player in the global energy market. The early years were characterized by the use of nascent technologies, shallow drilling depths, and a limited understanding of the geological complexities of the Venezuelan subsoil. As the industry grew, so did the need for more advanced and efficient drilling methods. The eastern region of Venezuela, particularly the Anaco area in Anzoátegui state, emerged as a hub for oil activity in the mid-20th century. Anaco was notable for its vast oil and gas reserves, which attracted significant investment and the development of specialized drilling and production infrastructure. However, unlike other shallower basins, drilling in Anaco soon revealed unique geological challenges, leading to the need for more sophisticated drilling engineering. Drilling Engineering in Anaco and Its Truly Complex Wells. The complexity of Anaco's wells is due to several factors, including: a) High pressures and temperatures, b) Complex geology, c) Depleted reservoirs y d) Extended Reach Drilling (ERD). Drilling engineering at Anaco has evolved to meet these challenges, implementing cutting-edge technologies such as multilateral drilling, underbalanced drilling (UBD), and the use of state-of-the-art directional drilling tools. The wells in this region are a testament to the innovation and expertise required to extract hydrocarbons in some of the most demanding conditions in the industry, consolidating Anaco as a learning and development laboratory for drilling engineering in Venezuela.

Keywords: Anaco, drilling, hydrocarbons, casing, oil sands

Introducción

La actividad petrolera en Venezuela, históricamente, pilar fundamental de su economía, se ha sostenido sobre la explotación de vastas reservas de hidrocarburos. Dentro de este panorama, la región de Anaco, ubicada en el estado Anzoátegui, ha desempeñado y sigue desempeñando un papel crucial.

Sin embargo, la perforación de pozos en esta área no es una tarea sencilla, representa un desafío constante y multifacético para la ingeniería de perforación. Las particularidades geológicas de Anaco, sumadas a las complejidades operativas y las fluctuaciones del mercado global, exigen un nivel de pericia, innovación y adaptabilidad que pocas otras disciplinas pueden igualar.

Este artículo se adentrará en las particularidades que hacen de la perforación de pozos en Anaco, un campo de estudio tan exigente y fascinante. Analizaremos cómo las características del subsuelo, incluyendo formaciones rocosas heterogéneas, presiones anormales y temperaturas elevadas, demandan soluciones técnicas avanzadas y la implementación de tecnologías de vanguardia.

Asimismo, se explorarán los retos operacionales que van desde la logística y el mantenimiento de equipos en un entorno dinámico, hasta la gestión de riesgos inherentes a una actividad de alta complejidad. Más allá de los aspectos técnicos, consideraremos también el impacto de factores externos, como políticas energéticas y condiciones económicas que influyen, directamente, en la viabilidad y el éxito de cada proyecto de perforación.

En última instancia, esta investigación busca ofrecer una visión integral de cómo la ingeniería de perforación en Anaco, no solo supera obstáculos técnicos, sino que se reinventa continuamente para optimizar la extracción de recursos, garantizar la seguridad de las operaciones y contribuir al desarrollo sostenible del sector energético.

1. Breve reseña histórica de la perforación en Venezuela y Anaco

Según Arraiz (2017), Venezuela tiene 142 años navegando por el complejo, pero fascinante mundo de la extracción de petróleo y gas, productos que vinieron a sustituir al Café y Cacao como principal fuente de ingreso económico después de largas conflictos internos como las guerras de independencia y civil; el oro negro, como mejor se le conoce, llegó al país en un momento crucial: económicamente dependiente de la agricultura, pesca y área pecuaria, liderazgos militares y terratenientes, sin infraestructura vial, con un sistema de salud deficiente, más del 80% de analfabetismo, hambruna, epidemias, con esperanza de vida de no más de 53 años pero, pronto a descubrir el producto que moverá la energía mundial y que ha desencadenado, desde el punto de vista geopolítico, innumerables guerras; así que, podemos decir que el petróleo llegó en ese momento a cambiar interna y externamente, la economía del país.

De acuerdo con Travieso (2023), con la perforación del primer pozo petrolero en Venezuela, el Eureka, en marzo del año 1883, se dio el primer paso para avanzar en la extracción de petróleo crudo en el país. Este hallazgo se realizó en la hacienda La Alquitrana, en el estado Táchira. Para la época, un acontecimiento que no generó mucha publicidad en el sistema de radiodifusión, principal medio de comunicación del país. El hidrocarburo se localizó a una profundidad de 60 metros, aunque más tarde se encontraría a menos de 15 metros y en numerosos manantiales donde brotaba de forma espontánea, pero algo lenta, según registros el volumen de producción del Eureka correspondió a un poco más de 1,2 BPD (barriles de petróleo por día).

Cabe destacar que, para poder alcanzar la profundidad de 60 metros, para la época una innovación, el equipo utilizado para perforar fue un taladro de madera y su mudanza desde el sitio donde fue diseñada hasta el pozo fue registrada en tres (3) meses (Imagen 1).

Imagen 1. Taladro que perforó el pozo Eureka



Fuente: Arraiz (2017)

Para complementar este hecho en 1878, se registró la compañía minera Petrolia del Táchira con ingenieros venezolanos que se especializaron en el exterior para explotar los yacimientos cedidos en concesión; dicha empresa cinco años después logró completar su primer pozo e impulsó la producción de kerosene y gasolina en el estado Táchira.

Para el país, después de lo descrito en los primeros párrafos, definitivamente, el hecho ocurrido en la finca la Alquitrana fue un total avance por eso, y sin duda alguna, este impactante hecho ocurrido hace ya 142 años, marcó la historia de Venezuela y generó que más adelante se cambiara el motor económico del país al basarse entonces en la producción de petróleo y gas.

Según Straka (2015) Pasaron 31 años para darse el Zumaque -1 primer pozo de petróleo a nivel comercial en Venezuela, completado oficialmente en Julio de 1914, y con una producción aproximada de 250 BPD, que dio inicio en el país una aventura petrolera para algunos positiva mientras que para otros el inicio del fin.

Recordando a Juan Pablo Pérez Alfonso, uno de los impulsores y fundadores de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) con su icónica y célebre frase, se refirió al petróleo como "el excremento del Diablo", por los enormes intereses que giran en torno a este recurso, sobre todo por las potencias energéticas que lo demandan. Sin embargo, más allá de su valor comercial, el petróleo representa una fuente vital de desarrollo para Venezuela, de eso no debemos tener ninguna duda.

General Asphalt principal empresa petrolera en el país presente para ese entonces, se mantuvo actualizado sobre las perspectivas geológicas del país y no perdió tiempo en incorporar a su subsidiaria Caribbean Petroleum en el estado de Nueva Jersey (1911). General Asphalt ofreció a Royal Dutch/Shell Group una participación mayoritaria (51%) en Caribbean.

El 4 de enero de 1914, cuando vencía el período exploratorio de la segunda concesión, originalmente otorgada a Rafael Max Valladares -representante nacional de General Asphalt-, la empresa solicitó 1.028 lotes de exploración con un total de 512.000 hectáreas, alrededor de importantes derrames de petróleo.

Bajo la guía del Grupo Shell y apoyado en sus propias evaluaciones, Caribbean inicia su primera campaña de perforación en Mene Grande y la toda la costa oriental del lago de Maracaibo. La perforación del pozo Zumaque-1 se inició el 12 de enero de 1914, con un equipo de perforación de percusión tipo balancín, el Star Drilling Machine-23, bautizado por el pueblo criollo como “La Estrella”. El equipo estuvo integrado por los venezolanos Julio Ballesteros, Alcibíades Colina y Eusebio Sandrea, entre otros, oriundos del Zulia, bajo el liderazgo de Jack Stokes y RW Merritt, ingeniero y relacionista público de la compañía. Samuel Smith, nativo de Curazao, actuó como intérprete.

El pozo se completó mecánicamente en aproximadamente 135 metros (443 pies) de profundidad con una tasa de producción estabilizada de 250 BPD (petróleo de 19,2° API). Su finalización oficial fue certificada el viernes 31 de julio.

Imagen 2. Zumake-1, Rostros del Zumaque, muestras del reventón



Fuente: Arraiz (2017)

Igual que su antecesor 31 años más viejo, la mudanza del Zumaque-1 se hizo desde las serranías del estado Trujillo y duraron un poco más de dos (2) meses para llegar al lugar de la perforación. Desde su fundación, la ciudad de Anaco, fundada el 7 de mayo de 1944, ubicada en el centro del estado Anzoátegui, Venezuela, la misma siempre ha sido el epicentro de innumerables aventuras para extraer petróleo o gas, fundada por Margariteños que buscaban un mejor sustento que el que tenían en la isla, historia argumentada por Rodríguez (1992) y diversos

cronistas de la ciudad, entre ellos, el actual cronista Juven Blanco, y observando que la Standard Oil Company of New York, mejor conocida como la SOCONY, estaba dando empleo en un ramo laboral muy poco conocido en Venezuela, pero atractivo, se abalanzaron a esta aventura también, no solo por el salario, que era atractiva en comparación a los salarios en Venezuela, sino también porque la SOCONY construyó viviendas para sus trabajadores, escuelas, iglesias, infraestructura vial, centros de salud, centros de recreación donde no podía faltar estadios de Béisbol, deporte muy popular en los EEUU y que ya venía practicándose en el país por la influencia de ciudadanos Norteamericanos que vivían en Venezuela producto de diferentes actividades, en especial la Petrolera, hicieron que muchos venezolanos llegaran a Anaco y se abalanzaron a esta aventura.

Imagen 3. Ciudad de Anaco, antigua Estación Mobil, hoy Nappi



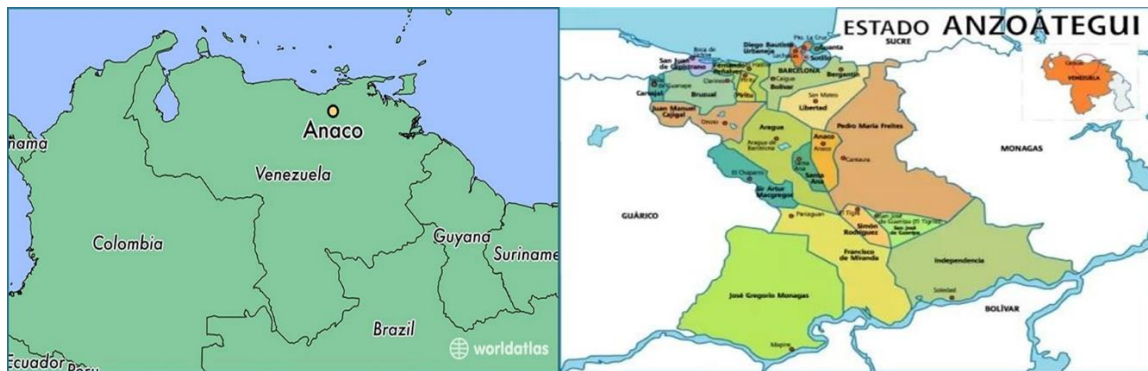
Fuente: Mata (2018)

Como dato curioso, la SOCONY, en la naciente ciudad de Anaco logro dar empleo en sus diferentes actividades a más personas que las que podía la empresa privada o el estado venezolano para aquel entonces, algo positivo para el ciudadano, sin embargo, la influencia política y económica de la empresa en la zona, la hicieron ver como la empresa más importante y famosa de ese momento donde en ocasiones podía tener más influencia que las propias autoridades gubernamentales.

La SOCONY comenzó a perforar pozos de petróleo y gas para satisfacer las demandas crecientes generadas por la segunda guerra mundial y los aliados, así como la demanda interna

de energía en EEUU, donde la administración del hidrocarburo al extraerlo del subsuelo anaqueño no se realizó de la manera más eficiente, pero sí abrió un abanico de oportunidades laborales a todo aquel que quisiera entrar en este mundo.

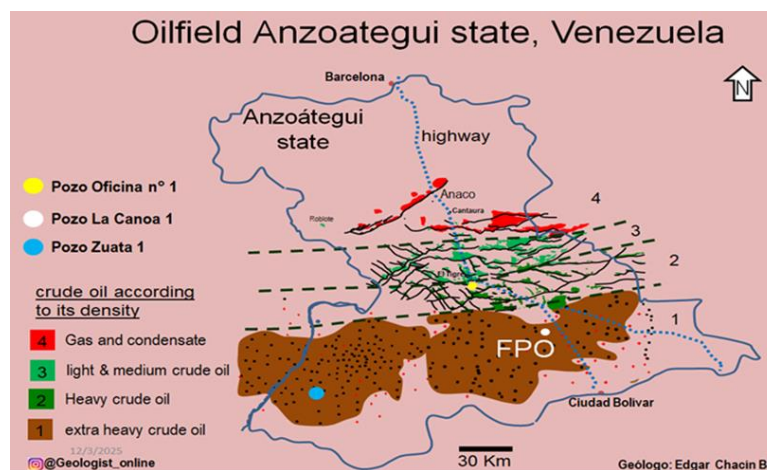
Figura 1. Mapa geográfico del estado Anzoátegui y ubicación de la Ciudad de Anaco



Fuente: Rodríguez (2013)

Opiniones como: “El que perfora en Anaco, perfora en cualquier parte del mundo” muy rápidamente, se comenzó a escuchar entre los extranjeros y locales que se aventuraban en la zona y veían como la construcción de los pozos no eran tan sencilla como los capataces de la compañía extranjera decían, de dónde vienes de trabajar, ¿de Anaco?, “Es verdad que ahí el petróleo lo protege el diablo”, se popularizó en la zona norte del estado Anzoátegui haciendo referencia a lo difícil que era perforar en Anaco y sus adyacencias.

Figura 2. Mapa de hidrocarburos del estado Anzoátegui, cortesía de Edgar Chacín



Fuente: Madrid (2009)

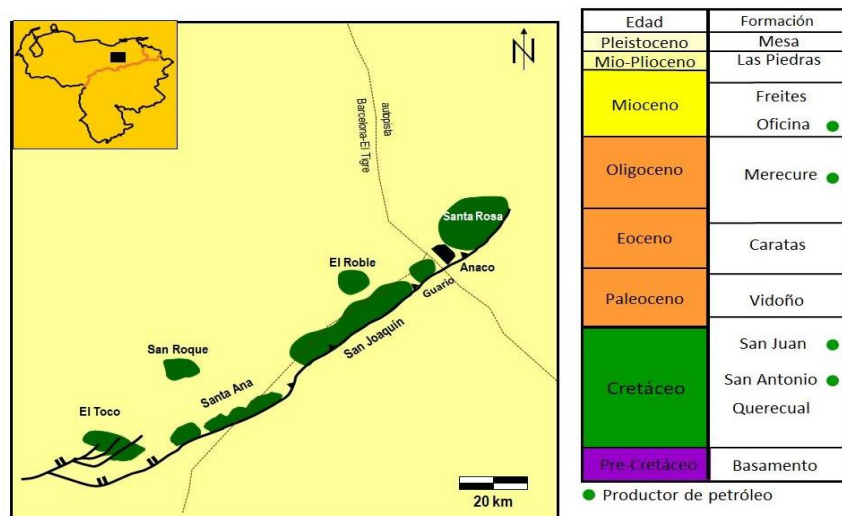
Con el paso del tiempo, a pesar que la tecnología avanzaba y los taladros de Perforación se perfeccionaron, otras opiniones se hicieron muy populares, tales como: “Si perforaste en Anaco, ya tienes todos los pecados perdonados” haciendo alusión a lo complejo y difícil que era construir un pozo en esa zona del país, aun, con tecnología y todo; pero, experiencias de trabajo permitieron detectar que Anaco es una de las áreas más complejas de perforar en Venezuela, con mucha humildad y no queriendo culparla de ser la más compleja y para ello, se indicará de forma general sobre su estructura geológica.

Anaco, también conocido como Distrito de Producción Gas Anaco, se encuentra ubicado en el centro del estado Anzoátegui, dentro de la cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Sub-Cuenca de Maturín. Está situado en el bloque levantado al norte del corrimiento de Anaco, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que determinan las estructuras de entrapamiento de hidrocarburos de la región (información de cómo se dividió este Distrito).

El distrito de producción gas Anaco está conformada por dos áreas operacionales:

AMA: Área Mayor de Anaco (subdividida en AMA Este y AMA Oeste) y AMO: Área mayor de Oficina. El área Mayor de Anaco Comprende los Campos: Santa Rosa, San Joaquín, Guarió, El Roble, Santa Ana y El Toco, cuyas estructuras se caracterizan por levantamientos Dómicos alineados Noreste – Suroeste, Estos levantamientos Dómicos están separados por sillas estructurales bien diferenciadas que normalmente separan los entrapados hidrocarburíferos.

Figura 3. Mapa de Campos Petroleros del Área Mayor de Anaco (AMA)



Fuente: López (2013)

La columna estratigráfica productora de los campos Santa Rosa y San Joaquín, principales productores de Gas condensado, como asociado, posee un espesor aproximado de 11 mil pies, de los cuales las formaciones Oficina, Mereceré y San Juan representan unos 8500 pies, están representadas por intercalaciones de cuerpos lutíticos y areniscas. En este mismo orden de ideas los yacimientos de gas están entrampados en estructuras dómicas, las cuales son atravesadas por el corrimiento de Anaco, una falla inversa que generalmente conforma el límite estructural a definir y la delimitación de todos estos yacimientos.

Esta estructura geológica comienza a complicarse para el perforador, geólogo e ingeniero de yacimientos cuando en estas estructuras dómicas encuentras yacimientos de gas con alta presión a nivel superior de la estructura, ósea a nivel somero, arcillas altamente reactivas y sobre presionadas que se hidratan al contacto con el agua, arenas no consolidadas, así como también zonas de cavernas. Yacimientos depletados y de alta presión en su estructura media encontrando algunas de estas estructuras con presiones anormales lo que complica el diseño del peso del lodo, áreas micro fracturadas, carbón, secciones salinas, así como también formaciones anhidrita o yeso.

Ya en el área de producción, se encuentran arenas con diferenciales de presión, iniciando con arenas con bajo balance, seguido de arenas con sobre balance para culminar con áreas en balance, definitivamente esto va generar un dolor de cabeza a la hora de diseñar el esquema mecánico del pozo, la ventana operacional y la construcción del mismo.

Cuadro 1. Preevaluación general de la zona de producción de un pozo de AMA

ARENA	YACIMIENTO	TVD	PREVALUACION GENERAL		PRESION	COMENTARIOS
			ESPESOR	INTERPRETACION		
OFIC-CO-Q		7207		LUTITA		
OFIC-CO-R1	JM-32	7249	20	CONDENSADO		ALTA PERMEABILIDAD
OFIC-CO-R2		7275	15	HIDROCARBURO	12,30	PETROFISICA_JM-238
OFIC-CO-S		7361		LUTITA		
MEREC-A		7428	22	HIDROCARBURO	11,50	PETROFISICA_JM-238
MEREC-B		7506	20	HIDROCARBURO	12,70	PETROFISICA_JM-238_JM-239
MEREC-C	JM-19	7529	40	CONDENSADO		
MEREC-D		7653	25	HIDROCARBURO	8,70	PETROFISICA_JM-238
MEREC-E		7685	38	HIDROCARBURO	8,90	PETROFISICA_JM-238
MEREC-F		7725	22	HIDROCARBURO	9,10	PETROFISICA_JM-238
MEREC-G	G-3	7775	15	CONDENSADO		ALTA POROSIDAD
MEREC-H	G-3	7829	15	CONDENSADO		ALTA POROSIDAD
MEREC-I	JM-98	7869	5	CONDENSADO		ALTA POROSIDAD
MEREC-J1-SUP		7908	28	HIDROCARBURO	11,90	PETROFISICA_JM-238_JM-239
MEREC-J1 INF	JM-19	7979	60	CONDENSADO		ALTA POROSIDAD
MEREC-J2		8062		ARENA ARCILLOSA		BAJA POROSIDAD
MEREC-K	JM-98	8159	10	CONDENSADO		ALTA POROSIDAD
MEREC-L		8200	22	HIDROCARBURO	5,90	PETROFISICA_JM-238_JM-239
MEREC-M1		8261		LUTITA		Limite de Yac. JM-158_CONDENSADO
MEREC-M2	JM-104	8309	24	CONDENSADO		Limite de Yac. JM-158_CONDENSADO
MEREC-N	JM-158	8389	15	CONDENSADO		Limite de Yac. JM-158_CONDENSADO
MEREC-O		8423		LUTITA		
PROF FINAL		8503				

Fuente: García (2005)

La preevaluación general mostrada en el Cuadro 1 para el hoyo productor nos da una idea de lo complejo que puede ser perforar en el área mayor de anaco (AMA) sobre todo encontrar un peso del lodo ideal que te ayude atravesar estas formaciones con el mayor balance posible sin pérdidas de circulación o eventos de influjo, si analizamos la columna de presión que está expresada en libras por galón podemos observar las notables diferencias entre una arena y la otra dentro del mismo intervalo o sección.

Los campos de gas están ubicados a escasos 10 kilómetros del perímetro de la ciudad, lo que hace que cada ciudadano conozca y esté involucrado de alguna manera u otra con el proceso de extracción de gas y sus operaciones.

2. Ingeniería de perforación en Anaco, pozos realmente complejos

La ingeniería de perforación en Anaco se ha convertido en un campo de alta especialización y complejidad, impulsado por las desafiantes características geológicas de la región. Los pozos en esta área no son pozos comunes; son verdaderas proezas de ingeniería que demandan soluciones innovadoras y un profundo conocimiento del subsuelo.

Antes de entrar en materia sobre la complejidad de construir un pozo en Anaco y sus diferentes campos o áreas (AMA y AMO) es bueno dar un repaso sobre lo que es la ingeniería de perforación. La ingeniería de perforación se encarga de diseñar y ejecutar procedimientos convencionales y no convencionales para perforar pozos de manera segura, eficiente y económica. Sus funciones suelen ser diversas para poder alcanzar el éxito de obtener un pozo útil, productivo y que la tasa interna de retorno esté bastante cerca de lo planificado, eso sería lo ideal, sin embargo, no todo el tiempo suele ser así.

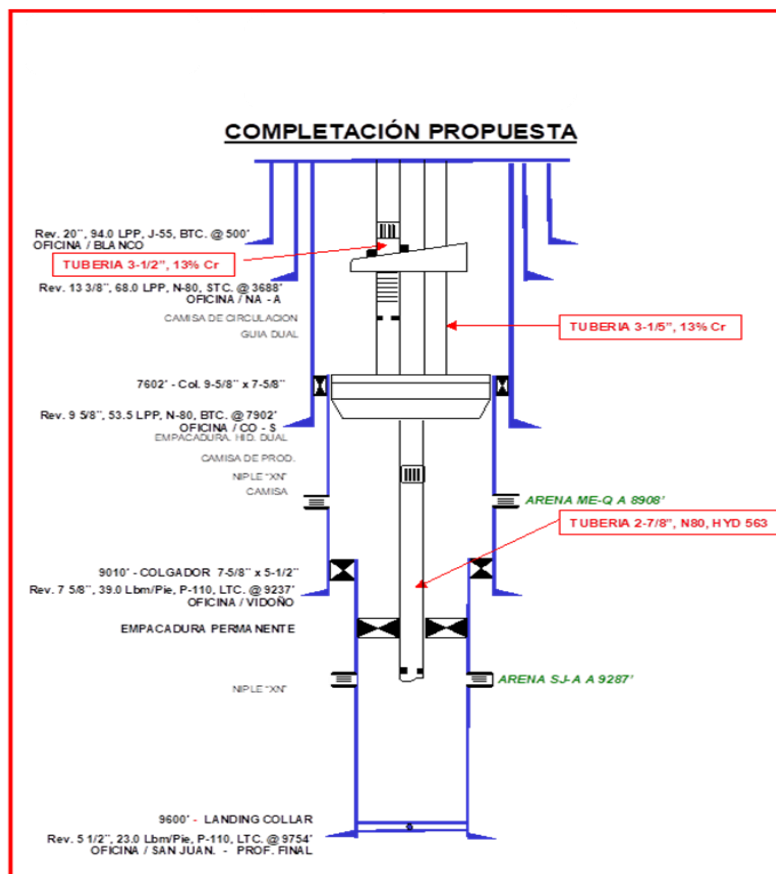
Algunas funciones de la ingeniería de perforación son: Diseñar pozos, definiendo diámetros, revestimientos, cementaciones, tipos de lodo, parámetros de perforación y requerimientos mecánicos. Para ello necesita engranarse con otras organizaciones tales como: Coordinar con geología y producción para obtener información geológica y de producción, ósea que se alimenta de información geológica y de yacimientos.

Según Aguilar y Díaz (2002), el producto de esta sinergia son los programas de perforación, completación y workover de pozos, adopta la filosofía “Front-end-Loading” mejor conocida como VCD (Visualización, Conceptualización y Definición de proyectos) para optimizar su producto. Supervisar el programa de actividades y trabajos necesarios para perforar el pozo y garantizar el éxito de la operación.

Si los campos o el área son exploratoria entonces el avance es mínimo, tomando precauciones y datos para conocer la zona y delimitar el área, sin embargo, si el área es de desarrollo definitivamente cambia el enfoque del proyecto. Analizar muestras y documentar los pozos, es una estrategia muy positiva ya que permite reducir los riesgos operacionales en el pozo a perforar.

El esquema mecánico de los pozos para Anaco, en especial en los campos San Joaquín y Santa Rosa, campos considerados de desarrollo, y los más complejos a la hora de su diseño y ejecución, tiende a ser de cinco (5) fases, ósea cinco (5) tipos de revestidores en cada pozo, el promedio de profundidad de estos pozos es de 10 mil pies.

Figura 4. Diseño mecánico propuesto para un pozo del Campo San Joaquín, Anaco



Fuente: García (2005)

La producción, en general, de Anaco es de gas, son yacimientos de gas condensado, de grandes dimensiones. El entrampamiento para el campo San Joaquín es de tipo Estratigráfico - Estructural. Se encuentra limitado al Norte por una falla normal de dirección Suroeste-Noreste y

un límite de roca con la misma dirección, al Sur por el Corrimiento de Anaco, los límites Este y Oeste vienen dados por límites de roca de dirección Sureste-Noroeste.

Uno de los aspectos importantes antes de construir el pozo es la construcción de la localización, también llamada PAD, por lo general para Anaco tiene una dimensión de 100 x 100 metros permitada por el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Ambiente, no se puede desforestar más de lo permitada ya que sería una seria violación a la normativa, en esta área se debe hacer la adecuación del taladro de perforación o LAY OUT antes que el equipo entre al PAD para evitar retrasos, así como también pruebas de: Nivelación, Dimensión, Compactación y supervisar el acceso o vías al PAD.

Otro de los aspectos a considerar para perforar un pozo es la capacidad del taladro, que tipo de taladros voy a necesitar, la estandarización de criterios y las políticas internas de algunas empresas petroleras, operadoras del estado, privadas o de servicios a pozos, ha hecho que se puedan encontrar diversos criterios de clasificación de taladros, según las necesidades de cada proyecto.

Uno de esos aspectos críticos a analizar es el sistema de izamiento de cargas, donde se debe determinar la máxima carga axial, el taladro seleccionado debe tener la capacidad de izar el revestidor intermedio en la profundidad de asentamiento del mismo, donde se encuentra el punto de mayor esfuerzo. A partir de esta premisa y resumiendo el procedimiento de ingeniería en Anaco para perforar en los campos San Joaquín y Santa Rosa se usan generalmente taladros de 1500 hp de capacidad.

Figura 5. Resumen general de un pozo en el Campo San Joaquín, 2005

SUPERFICIE	FORMACION GEOLOGICA	FASE	REV.	FLUIDO	REGISTROS Especificados por Desarrollo de Yacimientos.	PLAN
			DIAM PESO TIPO ROSCA	TIPO DENS., LPG		TIEMPO (Días) COSTO (MM Bs Eq.)
 20" a 500' 13-3/8" a 3680' TVD 3690' MD Colg. 7420' 7-5/8" x 2-5/8" MD 9-5/8" a 7902' TVD 7920' MD FORM. CO-S Colg. 8764' MD 5-1/2" x 7-5/8" 7-5/8" a 9231' TVD 9264' MD FORM. VIDOÑO 5-1/2" a 9784' TVD 9784' MD FORM. SI-C				MUDANZA	10	
	MIEMBRO BLANCOAZUL	12-1/4" (Piloto) 26"	20" 94 lpp K-55 BG 3P	Base Agua Inhibitorio 13.5	INDUCCIÓN CONVENCIONAL / GAMMA RAY / SP	5
	MIEMBRO MORENO	17-1/2"	13 3/8" 68 lpp N80 BTC	Base Agua Inhibitorio 13 - 13.5	INDUCCIÓN CONVENCIONAL / GAMMA RAY / SP / CALIPER 4B / DENSIDAD NEUTRON	8
	MIEMBROS NARANJA VERDE AMARILLO COLORADO	12 1/4"	9 5/8" 53.5 lpp N-80 BTC	100% ACERITE 9 - 10.5	INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN / GAMMA ESPECTRAL / DENSIDAD NEUTRON / CALIPER 4B + PTOS. DE PRESIÓN	23
	FORMACION MEREURE	8 1/2"	7-5/8" 39 lpp P-110 SLX 6 STL	Drill-N 7.9 - 8.5 (UNDER BALANCE)	INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN / GAMMA ESPECTRAL / DENSIDAD NEUTRON / CALIPER 4B / SONICO DIPOLAR + PTOS. DE PRESIÓN	14
	FORMACIÓN SAN JUAN	6 1/2"	5-1/2" 23 lpp P-110 SLX 6 STL	Drill-N 6.5 - 7.5 (UNDER BALANCE)	INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN / GAMMA ESPECTRAL / DENSIDAD NEUTRON / CALIPER 4B / SONICO DIPOLAR + PTOS. DE PRESIÓN	11
TOTAL PERF.					71 DÍAS	
COMPLETACIÓN					21 DÍAS	

Fuente: García (2005)

Para el año 2002 cuando se reactivó, nuevamente, la actividad en Anaco, es necesario indicar que, debido a los bajos precios del petróleo durante el segundo gobierno del Doctor Rafael Caldera, algunas áreas de Venezuela pararon sus actividades, entre ellas, Anaco, al reactivar la perforación y workover y por ser Anaco un área de GAS CONDENSADO y este, tener la posibilidad de migrar en formaciones que no tienen sello se encontró gas superficial durante la perforación de los hoyos de superficie e intermedio que produjeron eventos de Blow Out.

Esto trajo como consecuencia afrontar los nuevos proyectos de perforación con mayor seguridad y viendo estos campos de diferente manera a campos de desarrollo convencionales. La mudanza del taladro, generalmente, se tiene planificada en hacerla en 10 días contractualmente, mucho va depender de la empresa de transporte y la pericia del personal. En la mayoría de las veces se realiza en menor tiempo a lo planificado. Mientras más rápido culmine la fase de mudanza más rápido comienzan a facturar los taladros contratados y más rápido comienza la perforación, es un indicador de gestión ganar-ganar.

La fase de mudanza culmina con el Rig-Up y la inspección detallada del equipo, revisión de las diferentes certificaciones y preparación del lodo para perforar el hoyo de superficie, si esa inspección supera los límites permisibles entonces estaremos dándole vuelta a la derecha a la mesa rotaria y a la sarta de perforación.

Perforar el hoyo de superficie para la protección de los mantos acuíferos y estabilidad en el pozo no requiere mayor pericia, pero sí mucho cuidado, como lo muestra la figura 5, esta fase se empieza perforando un hoyo piloto de diámetro 12.1/4" por seguridad hasta la profundidad de 500 pies, para luego ampliarlo a 26" con un peso del lodo de 13,5 libras por Galón, todo lo contrario, a otros campos de desarrollo, donde se empieza a perforar con peso del lodo cerca al peso del agua, 8,433 libras por galón, lo que te indica que podríamos encontrar durante la perforación alguna migración de gas y nuestra primera barrera de control de pozo que es el peso del lodo contener esa migración.

Por seguridad se instala el Mud Cross con línea de 6" y 8" con sus accesorios (válvulas) y un Desviador de Flujo de 21 1/4" diámetro de 2000 PSI. Son dos líneas de desahogo en el desviador de flujo debajo de la subestructura del taladro que van hacia el ambiente, ósea fuera de la locación o PAD, una de 6 pulgadas y una de 8 pulgadas en caso de no poder controlar el influjo. No se instala el Blow Out Preventer porque agravaría más el problema ya que podríamos estar generando en caso de un influjo un reventón externo.

El miembro azul, se caracteriza por ser una zona de arcillas reactivas lo que hace necesario un fluido base agua con algunas propiedades que eviten la expansión de las arcillas al contacto con el agua y minimicen los embolamientos a la sarta de perforación y a la mecha. El Ingeniero de Lodo y la empresa de servicios deben tener buenos materiales y buena química para la preparación del lodo, así como también experiencia en la zona, trabajar las 24 horas pendiente de cualquier variación en las actividades.

Después de la corrida del revestidor de 20 pulgadas en un hoyo de 26 pulgadas y la cementación primaria, es obligatorio realizar una cementación de tope, para minimizar la posibilidad que el gas migre entre los revestidores a la superficie, la densidad de la lechada generalmente oscila en 15,6 libras por galón y con alta resistencia a la compresión.

En resumen, en las secciones superficiales, la densidad del fluido es factor determinante para la estabilidad mecánica de la formación.

Perforar el hoyo intermedio se convierte en un verdadero reto de ingeniería, la segunda fase de estos pozos inicia perforando un hoyo de 17,5" de diámetro con un peso del lodo de 13,5 libras por galón, la misma que en el hoyo de superficie, la fase tiene una longitud aproximada de 3500 pies y al concluir se baja un revestidor de diámetro 13.5/8" de pulgadas.

En fin, la construcción de la fase va desde los 500 pies de profundidad hasta, aproximadamente, los 4000 pies, atravesando la formación Oficina miembro Moreno hasta asentar el revestidor en el tope de la formación Oficina miembro Naranja.

La formación oficina miembro moreno está caracterizada por arenas no consolidadas, arcillas, lutitas, arenas de agua con intercalaciones de lignito, intercalaciones de lutita y lignito, agua, condensado e hidrocarburos, también, por lo general atraviesa fallas con desplazamiento de 180 pies aproximadamente alrededor de 3500' TVD. Por lo general, las arenas de moreno con presencia de hidrocarburos son MO-D, MO-S y MO-T mientras que MO-I y MO-K por lo general tienden a tener presencia de gas condensado.

Monitorear, exhaustivamente, los parámetros de perforación en esta fase es parte del trabajo diario, ROP (Rate of Penetration o Tasa de Penetración) pueden alcanzar valores relativamente altos si se aplica mucho WOB (Weight on Bit o Peso sobre la Mecha), y si no se tiene control sobre las RPM (Revolution per Minute o Revoluciones por Minuto), caudal y torque and drag seguramente tendremos problemas en el hoyo como pérdida de circulación o

posiblemente pega de tubería mecánica si no alcanzamos una limpieza correcta. Sin duda alguna este ya sería un escenario complicado y se podría empeorar con la presencia de un influjo.

La cementación primaria se hace con dos tipos de lechadas, de tope y cola, la primera debe asegurar llegar a superficie para minimizar las posibilidades de migración del gas, la segunda lechada debe poseer una mayor resistencia a la compresión, se debe calcular muy bien que el desplazamiento del cemento en el anular (Revestidor paredes del hoyo) no influya hidráulicamente y pueda generar una pérdida de circulación durante el proceso, recordemos que son pozos de gas y este tiende a migrar por donde menos resistencia se le dé.

Es necesario recordar que acá si se va a instalar el Blow Out Preventer, ranes y anular de 5000 psi. Se puede concluir que en la sección de hoyo 17-1/2", se hace necesario monitorear los rips de perforación para verificar la estabilidad del hoyo (derrumbes posibles breackouts, cavernas u otros) evitar pérdidas de circulación, que la presión de fondo de la formación decaiga y que algunas de los miembros de moreno se manifiestan en superficie.

Imagen 4. Blow Out durante la perforación del hoyo intermedio en el campo San Joaquín



Fuente: García (2003)

Perforar el hoyo intermedio II es otro reto, esta tercera fase empieza por lo general perforando un hoyo de diámetro 12.1/4" para asentar un revestidor de diámetro 9.5/8" a una profundidad aproximada de 8000 pies, en la base de la formación oficina miembro colorado, con fluido base aceite y una densidad menor que oscila entre los 9,0 y 9,5 libras por galón, la longitud de esta fase es similar a la fase anterior, aproximadamente 3500 pies, sin embargo, el diseño del revestidor, el fluido, la sarta de perforación y las estrategias de construcción de este hoyo requieren especial atención ya que a pesar de tener similar longitud son totalmente diferentes.

En esta sección se perfora la formación oficina en los miembros: Naranja, Verde, Amarillo y Colorado, cada miembro con características geológicas y petrofísicas distintas.

En el miembro Naranja, por lo general, se tiene arenas de gas condensado (NA-D y NA-E1,2) y gas seco (NA-I) las dos primeras con baja presión, mientras que la última con una densidad equivalente alrededor de 9 libras por galón, lo que genera posibles complicaciones con la hidrostática generada por el peso del lodo, lo cual se debe cuidar mucho el ECD (Densidad Equivalente de Circulación)

Los miembros Verde, Amarillo y Colorado no dejan de ser diferentes, la arena VE-I posee gas condensado y una densidad equivalente alrededor de 7 libras por galón, mientras que CO-A2 hidrocarburo con una densidad equivalente de 9 libras por galón, CO-C, CO-G y CO-H son de gas condensado con densidades equivalentes por debajo de las 6 libras por galón, así como CO-K, CO-R1 y CO-R2 son hidrocarburos en objetivos secundarios en algunos casos poseen una densidad equivalente superior a las 9 libras por galón, si no se aplican las mejores prácticas operacionales, si no se tiene experiencia o experticia, si no se diseña un buen fluido de perforación, si el fluido no está con una reología óptima, con propiedades físico y químicas acordes a la zona, si los ingenieros de lodos no son realmente proactivos, si los aditivos del lodo no son de primera calidad, perforar la fase intermedia dejara varias horas de somnolencia.

Una de las prácticas más comunes para remediar las pérdidas de circulación que tienden a ser totales en el miembro colorado es el bombeo de tapones de cemento, balanceados, son muy raros los casos que estos tapones de cemento son forzados, han funcionado muy bien tapones de cemento con lechada TIXOTROPICAS, crean un puente bastante efectivo en la arena de pérdida, pero son lechadas mucho más costosas que las convencionales.

Figura 6. Cálculos volumétricos para Cementación del Casing de 9. 5/8"

CEMENTACION DEL REVESTIDOR DE 9.3"/8"			
POZO : JM N-247		TALADRO : GW-68	
DATOS DEL POZO		CAPACIDADES	
	D.ext.	D.int.	Peso
Casing	9.625'	8.125'	31.5'
Hoyo	N/A	12.250'	N/A
Ultimo Revestidor	11.575'	12.405'	68.0
Anular Hoyo - Csg	12.250'	9.625'	N/A
Anular Revest. & Csg	12.405'	9.625'	N/A
REVESTIDORES		CALCULOS	
	Desde	Hasta	
Casing a cementar	0'	79'15"	
Hoyo	372'8"	792'0"	
Ultimo Revestidor	0'	372'8"	
Zapata	Puesto @	79'15"	
Cuello - Zapata	Longitud	43'	
Tapa Llenado @ 2728'		PORCENTO DE EXCESO = 10 %	
		PRELIJOS: V = Volumen Lechada @ 12.5 lpg V = 3.100 ft ³ x 0.0589 Eft./ft = 177.9 Eft. V = 1.000 ft ³ x 0.0597 Eft./ft = 59.7 Eft. V = EXGESO 10 % = 17.8 Eft. 256 Eft.	
		COLA : V = Volumen Lechada @ 15.6 lpg V = 1.000 ft ³ x 0.0689 Eft./ft = 68.9 Eft. V = .46 ft ³ x 0.0708 Eft./ft = 3.2 Eft. V = 2 ft ³ x 0.1489 Eft./ft = 0.3 Eft. V = EXGESO 10 % = 6.8 Eft. 65 Eft.	
		DESPLAZAMIENTO: V = Volumen Para Desplazar V = 7.873 ft ³ x 0.0708 Eft./ft = 557 Eft.	
OBSERVACIONES			
1- Los centralizadores debe ser colocados por el especialista del fabricante			
2- Antes de iniciar la cementación es obligatorio hacer las pruebas de eficiencias de las bombas del taladro			
Preparado por: Jorge Garcia.-			

Fuente: García (2005)

Otro riesgo donde hay que prestar especial atención es la corrida del revestidor intermedio y la cementación, la reducción del espacio anular aumenta la posibilidad de pérdidas de circulación y una mala cementación.

En el mismo orden de ideas y teniendo una especial atención durante la cementación, en el desplazamiento, generalmente ocurre el efecto caída libre, es acá donde la experiencia hace la diferencia, se tiende a creer que hay pérdida de circulación en el desplazamiento por efecto de la diferencia de peso entre el lodo y la lechada.

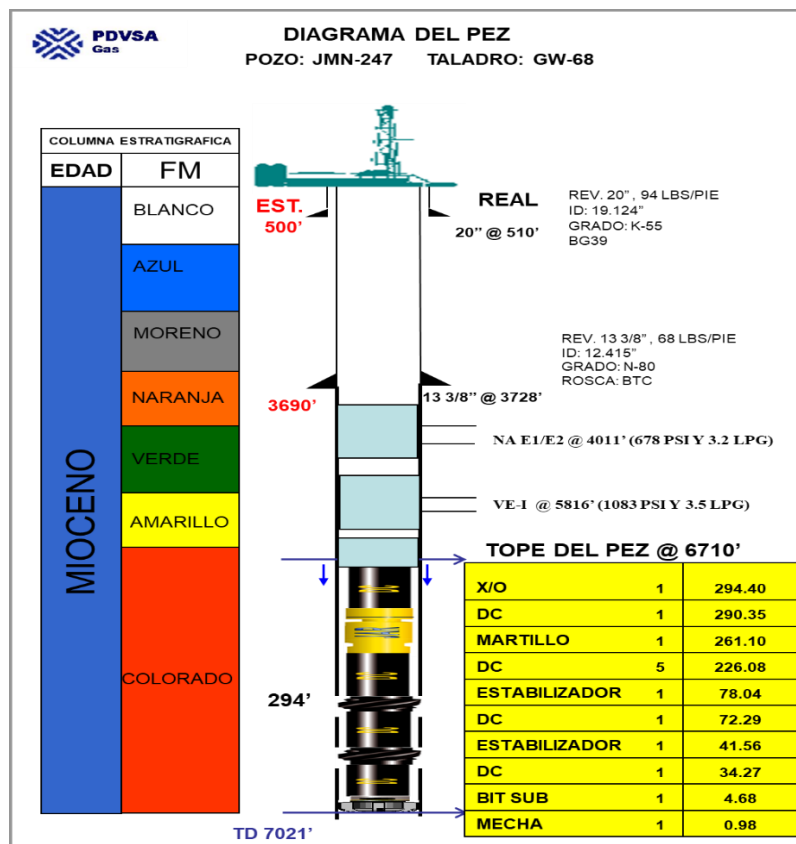
El hoyo de producción I es el más complejo de perforar de todos, se debe perforar la formación merecure en su totalidad con arenas productoras de hidrocarburos y gas, algunas de alta presión y otras muy depletadas, lo que coloca el panorama mucho más complejo que el hoyo anterior.

Esta fase se perfora un hoyo de diámetro de 8,5" y se corre un liner colgado de diámetro 7.5/8" x 9.5/8" (Ver figura 3) con una longitud de hoyo abierto alrededor de 1200 pies, el tope del liner generalmente estará ubicado 300 pies por encima de la zapata del revestidor de 9.5/8".

Durante la perforación de este intervalo, por lo general se esperan zonas de pérdidas de circulación parciales y/o severas en los miembros ME-C, ME-D, ME-F, ME-L, ME- M1, ME-M2, ME-O, ME-Q, ME-T3, ME-T4,5, zonas de muy alta presión en los miembros ME-H, Y ME-E.

Se hace muy cuesta arriba perforar en condiciones normales este intervalo por lo que se hizo una prueba de ensayo y error con la tecnología de bajo balance (UBD – Under Balance Drilling) y la densidad del lodo de ajuste entre 8,0 y 8,5 libras por galón, intentando reducir los problemas operacionales generados no solo por las constantes pérdidas de circulación sino también por los atascamientos de tubería por presión diferencial.

Figura 7. Pez en el hoyo de producción después de un atascamiento de tubería por diferencial



Fuente: González (2009)

Se hace necesario recordar que, si se usa lodo base aceite, por lo general, el costo por barril suele ser más elevado en comparación al fluido base agua, igual la pérdida de un motor de fondo o una herramienta MWD o LWD eleva los costos del pozo exponencialmente, y recordemos al fin de cuentas extraer hidrocarburos, gas o petróleo es un negocio, las empresas buscan optimizar sus procesos y sus costos, no aumentarlos.

La captura de data por lo general también es compleja, las empresas de servicio proponen nuevas tecnologías y ajustan su procedimiento operacional, también los costos lo que hace que esta actividad sea muy bien planificada, dejar una fuente radioactiva en el fondo del pozo nadie lo quiere, ni la operadora ni la empresa de servicio.

En el mismo orden de ideas, prestar general atención en la corrida del liner colgado y la cementación, la reducción del espacio anular aumenta la posibilidad de pérdidas de circulación y una mala cementación, recordemos que estamos en el hoyo productor, ósea como dicen los norteamericanos, estamos en la zona de pago.

Cuadro 2. Pre evaluación de la formación MERECURE en un pozo del campo San Joaquín

ARENA	YAC	TVD	TVDSS	ESP. ANP	INTERPRETACION	COMENTARIO	PRESION (PSI)	DENS EQUIV. (LPG)	DENS PROP (LPG)	PRES HIDRO (PSI)	DIFERENCIAL (PSI)
ME-A	JMN-11	7823	7250		Limite Roca Yac. JMN-11	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	3628,0	8,9	8,00	3254,5	-373,5
ME-B	JMN-100	7853	7280		Limite de roca Yac. JMN-100	Yac sin drenar.	3730,0	9,1	8,00	3267,0	-463,0
ME-C	JMN-76C	7883	7310	40	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1186,0	2,89	8,00	3279,5	2093,5
ME-D	JMN-123	7973	7400	7	Condensado	MDT Pozo JMN-214 (08/02/04)	1214,0	2,93	8,00	3316,9	2102,9
ME-F	JMN-124	8003	7430	15	Condensado	Declinación del yacimiento	2650,0	6,4	8,00	3329,4	679,4
ME-G	JMN-111	8043	7470	22	Condensado	Yac sin drenar.	3820,0	9,1	8,00	3346,0	-474,0
ME-H	JMN-76	8073	7500	12	Condensado	Yac sin drenar.	3840,0	9,1	8,00	3359,5	-481,5
ME-I	JMN-76	8093	7520		Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1275,0	3,03	8,00	3366,8	2091,8
ME-JU	JMN-100	8163	7590	30	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1298,0	3,06	8,00	3395,9	2097,9
ME-J1L	JMN-76	8213	7640	70	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1300,0	3,04	8,00	3418,7	2116,7
ME-K	JMN-100	8363	7790	15	Condensado	Yac sin drenar.	3980,0	9,2	8,00	3479,1	-500,9
ME-L	JMN-114	8393	7820	50	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1331,0	3,05	8,00	3491,6	2160,6
ME-M1	JMN-118	8473	7900	8	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1332,0	3,02	8,00	3524,9	2192,9
ME-M2	JMN-121	8523	7950	22	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1443,0	3,26	8,00	3545,7	2102,7
ME-N	JMN-100	8563	7990	12	Condensado	MDT Pozo JMN-214 (08/02/04)	1530,0	3,44	8,00	3562,3	2032,3
ME-O	JMN-100	8583	8010	10	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1358,0	3,04	8,00	3570,7	2212,7
ME-P	JMN-117	8623	8050	40	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1442,0	3,22	8,00	3587,3	2145,3
ME-Q	JMN-100	8683	8110	22	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1440,0	3,19	8,00	3612,3	2172,3
ME-S1	JMN-111	8753	8180	40	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1353,0	2,97	8,00	3641,4	2288,4
ME-S2,3	JMN-128	8803	8230	8	Condensado	MDT Pozo JMN-216 (15/05/04)	1354,0	2,96	8,00	3662,2	2308,2
ME-S6	JMN-115	8873	8300	8	Condensado	Yac sin drenar.	4250,0	9,2	8,00	3691,3	-558,7
ME-T1,2	JMN-127	8893	8320	10	Condensado	MDT Pozo JMN-214 (29/02/04)	2267,0	4,9	8,00	3699,6	1432,6
ME-T3	JMN-100C	8913	8340	8	Condensado	Yac sin drenar.	4265,0	9,2	8,00	3707,9	-557,1
ME-T4,5		8933	8360		Cercano al Yac. JMN-115	MDT Pozo JMN-216 (29/04/04)	1340,0	2,9	8,00	3716,3	2376,3
VIDOÑO		8953	8380		Lutita según mapas						

Fuente: García (2005)

El hoyo de producción II después de perforar el I es menos complejo, se debe perforar la formación San Juan en su totalidad también con arenas productoras de gas, todas de baja presión.

Anaco, como se expresó anteriormente fue fundado por Margariteños, muchos de ellos con tendencia religiosa católica, por lo que comentarios como: “Hay que cambiarle el nombre a esa arena, ningún santo puede ser tan malo” refiriéndose a la formación San Juan.

Esta fase se perfora un hoyo de diámetro de 6,5” y se corre un liner colgado de diámetro 5,5” x 7.5/8” (Ver figura 3) en la formación San Juan C, con una longitud de hoyo abierto alrededor de 500 pies, el tope del liner generalmente estará ubicado 300 pies por encima de la zapata del revestidor de 7.5/8”. Durante la perforación de este intervalo se esperan zonas de pérdidas de circulación parciales y/o severas en los miembros SJ-A (3,6 ECD), SJ-B (3,6 ECD), SJ-C (6,6 ECD).

Igual que el hoyo anterior este hoyo se debe perforar con otra tecnología no convencional, tecnología de bajo balance (UBD – Under Balance Drilling) y la densidad del lodo de ajuste entre 6,0 y 6,5 libras por galón.

Se recuerda que el intervalo a perforar se caracteriza por la presencia de arenas depletadas que originan pérdidas de circulación. El uso de MAP (Material Anti Pérdida) y/o sistemas no convencionales para control de pérdidas severas es imperante durante la operación, una vez atravesada la zona se requiere de la integridad suficiente para terminar el intervalo.

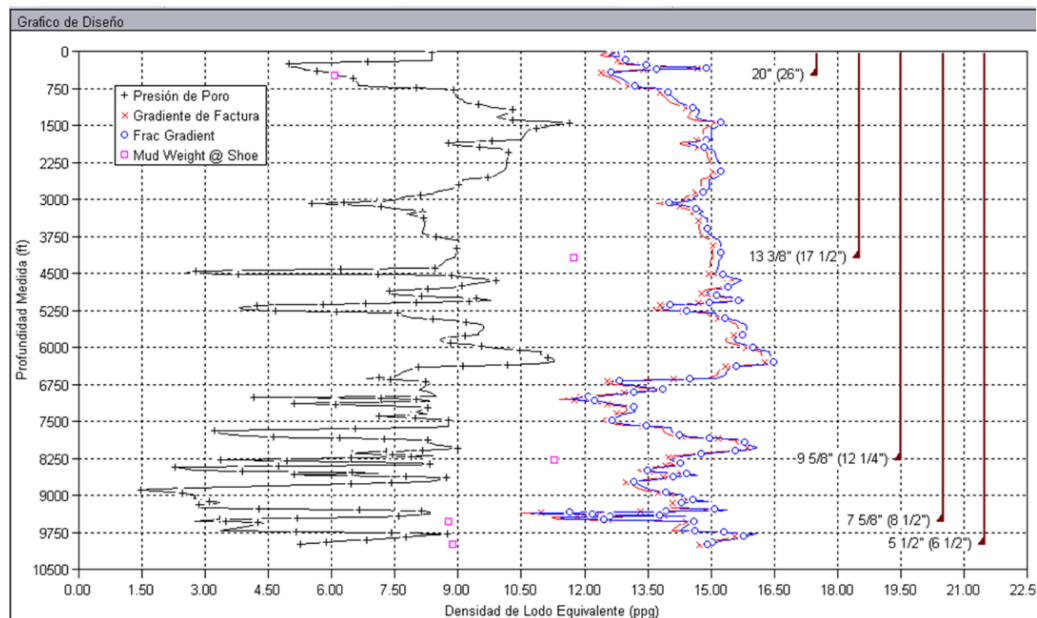
Es una buena práctica operacional mantener píldora de control de pérdida de circulación (para casos severos) durante la perforación de todo el intervalo. Se recomienda una píldora con MAP de naturaleza fibrosa y/o celulósica, CaCO₃ grueso y en escamas y que posea alta viscosidad, como primera opción, que dañe lo menos posible la formación y evite otros tipos de procedimientos de remediación.

Otra recomendación importante es mantener en reserva fluido de alta densidad para minimizar el tiempo de acondicionamiento del fluido (incremento del peso). En fin, el ingeniero de lodo acá en esta fase debe estar más despierto que nunca.

La captura de data se hace bajo las mismas premisas del hoyo anterior, sobre todo tomar puntos de presión para ir monitoreando el comportamiento de la formación. La corrida del liner y la cementación, también requieren especial atención que el hoyo anterior, mucho más debido que en este hoyo las presiones son menores.

El diseño de la ventana operacional por lo general no es tan complejo como la ejecución de la perforación siguiendo los datos, en ocasiones dicha ventana no muestra lo complejo que puede ser afrontar la perforación en Anaco.

Figura 8. Ventana operacional en un pozo del campo San Joaquín



Fuente: García (2005)

Conclusión

En conclusión, perforar en Anaco, en las áreas AMA (Área Mayor de Anaco) o en el área (Área Mayor de Oficina) representa un desafío especial, todo un reto para la ingeniería de perforación, sobre todo la planificación de actividades en superficie, como las inherentes al hoyo, definitivamente la planificación de construcción de un pozo debe hacerse de la mano de un grupo multidisciplinario que combine experiencia y experticia, resolución de problemas y sobretodo que sea un TEAMWORK, todas las organizaciones involucradas mantengan el norte en el mismo objetivo, construir un pozo UTIL, a menor tiempo, con seguridad y que produzca a los niveles planificados.

La comunicación y el trabajo en equipo es la clave del éxito, las organizaciones como: Perforación, Geología, Geociencias y Yacimientos deben ser un engranaje perfecto con sincronía, fundamental para la consecución de los objetivos.

La complejidad geológica de los campos San Joaquín y Santa Rosa, así como también los altos diferenciales de presión en la formación oficina miembro Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado y la baja presión en las formaciones Merecure y San Juan proyectan que, afrontar la

explotación de estos campos, se deben considerar algunas tecnologías no convencionales para minimizar el riesgo operacional, por ejemplo perforar la formación Merecure y San Juan con la tecnología Under Balanced Drilling o Perforación bajo balance, podría ser una buena propuesta, ya aproximadamente hace 25 años se intentó, dio resultados positivos, hoy por hoy podría ser de gran ayuda, teniendo previamente un estudio de geomecánica que garantice la eficiencia operacional así como la inversión económica.

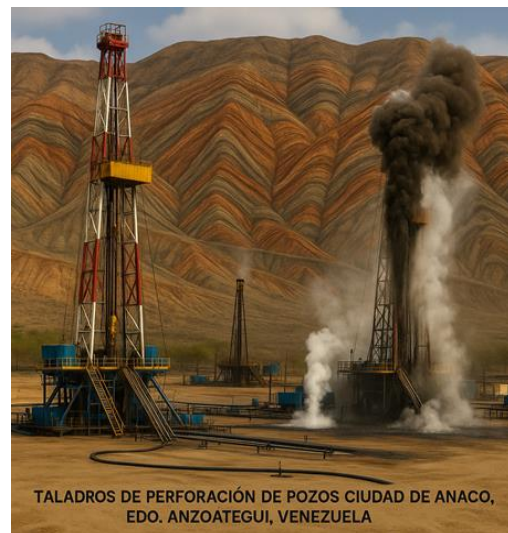
A nivel administrativo, es necesario contar con una eficiente comisión de contratación de servicios a pozos realizar contratos estratégicamente bien diseñados, que incentiven a las empresas de servicios como también a los contratistas de Perforación, definitivamente una relación ganar-ganar.

A nivel de mantenimiento de taladros, también es importante contar con una organización eficiente, que dé soporte al contratista de perforación y que garantice un excelente performance de cada equipo, sobre todo por lo complejo de cada proyecto.

A nivel de logística, es importante contar con almacenes bien equipados de herramientas, consumibles, repuestos y equipos que minimicen el tiempo horizontal en caso de alguna anomalía en las actividades.

A nivel tecnológico, definitivamente, la transmisión de datos en tiempo real, ayuda a apalancar mejores decisiones y que todos los involucrados estemos al tanto de cada detalle durante la construcción del hoyo.

Sin duda, aún queremos seguir escuchando, cuentos de camino, sobre lo complejo que es perforar en Anaco, escuchar: “Si perforaste en Anaco, ya tienes todos los pecados perdonados” no debe desaparecer, todo lo contrario, aún hay mucha energía en el subsuelo por extraer.



Fuente: García (2005)

Referencias bibliográficas

- Aguilar, V. y Díaz, P. (2002). *Aplicación de la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación del Proyecto SLE-2-01 del Distrito Lagunillas. División Occidente*. Unidad de Negocio de Producción PDVSA EP. <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/2228/1/Trabajo%20Especial%20de%20Grado%20VJA%20GDP.pdf>
- Arraiz, R. (2017). *El petróleo en Venezuela: Una historia global*. https://www.editorial-alfa.com/libro/el-petroleo-en-venezuela_141510/
- López, Y. (2013). *Mapa de Campos Petroleros del Área Mayor de Anaco (AMO). Caracterización de la Sub-Cuenca de Maturín*.
- Madrid, M. (2009) *Cuenca Oriental de Venezuela: Proceso Evolutivo Sedimentario*. <https://portaldelpetroleo.com/cuenca-oriental-de-venezuela-proceso-evolutivo-sedimentario>
- Mata, H. (2018). *Anaco 74 años, una ciudad anárquica y atípica*. <https://steemit.com/spanish/@hugo.exe/anaco-74-anos-una-ciudad-anarquica-y-atipica>
- Rodríguez, M. (2013). *Anaco, corazón del estado Anzoátegui*.
- Rodríguez, M. (1992). *La sabana se fue llenando de pueblo*.
- Saber UCV. *Mapa geológico y de recursos minerales del estado*. [http://saber.ucv.ve/handle/10872/12590?mode=fullriencias de trabajo](http://saber.ucv.ve/handle/10872/12590?mode=fullriencias%20de%20trabajo)
- Straka, T. (2015). Pensar, representar y administrar el petróleo. *Tiempo y Espacio*. Vol. 25, Núm. 63. https://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1315-94962015000100001
- Travieso, F. (2023). *140 años de producción petrolera*. Artículo opinión.

Documentos internos de trabajo

- García, J. (2005). Pre- Evaluación General de la zona de Producción de un Pozo de AMA. Ingeniería de Detalle del Campo San Joaquín
- García, J. (2005). Diseño Mecánico propuesto para un Pozo. Ingeniería de Detalle del Campo San Joaquín.
- García, J. (2005). Resumen General de un Pozo. Ingeniería de Detalle del Campo San Joaquín.
- García, J. 2005. Cálculos volumétricos para Cementación del Casing de 9. 5/8". Ingeniería de Detalle del Campo San Joaquín
- García, J. (2005). Pre Evaluación de la Formación MERECURE en un pozo del campo San Joaquín. Ingeniería de Detalle del Campo San Joaquín
- García, J. (2005). Ventana operacional en un pozo del campo San Joaquín. Fuente: Ingeniería de Detalle del Campo San Joaquín.
- García, J. (2003). Blow Out durante la perforación del hoyo intermedio en el campo San Joaquín.
- González, H. (2009). Pez en el hoyo de producción después de un atascamiento de tubería por diferencial. Ingeniería de Pozo y Pesca.

Declaración de conflicto de interés y originalidad

Conforme a lo estipulado en el *Código de ética y buenas prácticas* publicado en **PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía**, el autor **García Díaz, Jorge Johan**, declara al Comité Editorial que no tiene situaciones que representen conflicto de interés real, potencial o evidente, de carácter académico, financiero, intelectual o con derechos de propiedad intelectual relacionados con el contenido del artículo: **Perforación de pozos en Anaco. Un reto para la ingeniería de perforación**, en relación con su publicación. De igual manera, declara que el trabajo es original, no ha sido publicado parcial ni totalmente en otro medio de difusión, no se utilizaron ideas, formulaciones, citas o ilustraciones diversas, extraídas de distintas fuentes, sin mencionar de forma clara y estricta su origen y sin ser referenciadas debidamente en la bibliografía correspondiente. Consiente que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad.

Para citar este artículo:

García, J. (2025). Perforación de pozos en Anaco. Un reto para la ingeniería de perforación. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 1, núm. 2, julio-septiembre, 2025. <https://doi.org/10.5281/zenodo.16698369>