



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Caracterización de pozos vecinos para la perforación de pozos exploratorios y/o desarrollo al Cretácico. Impacto de los EOAs en el reservorio

Alvaro Humberto Montoya Cruz

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2023

Caracterización de pozos vecinos para la perforación de pozos exploratorios y/o desarrollo al Cretácico. Impacto de los EOAs en el reservorio

Alvaro Humberto Montoya Cruz

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Petróleos

Director

PhD., Ingeniero Químico, Camilo Andrés Franco Ariza

Codirector

PhD., Ingeniero de Petróleos, Edwin Alexander López Patiño

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2023

Dedicatoria

Dedico al capítulo estudiantil de la SPE coorganizadores de la VII Escuela de Verano quienes en mayo del 2019 me invitaron a dictarles un curso sobre YNC. Al profesor Farid Bernard Cortés quien con ocasión del evento me invitó a regresar a estudiar a la U, al profesor Camilo Franco quien después de finalizada la Especialización en Nanotecnología me estimula a continuar con la Maestría en Ingeniería de Petróleos, a los profesores José Gildardo Osorio y Edwin López, todos ellos excelentes maestros y personas y a mis compañeros de “pupitre” virtual de quienes fue mucho lo que aprendí, y de manera especial por su ayuda a la bibliotecóloga Dora Gallego.

Finalmente, un abrazo inmenso como el de mi Río Magdalena a ese grupo de seguidores que todos los días me decían buena papá, buena abue, tómelo con calma, a ellos les ofrezco éste, como triunfo del grupo.

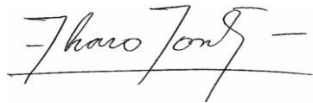
Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

Por último, he sometido este trabajo a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



Alvaro H Montoya C

Fecha 07/10/2022

Agradecimientos

De manera especial quiero expresar mi agradecimiento al Sr. Geólogo Alvaro Cárdenas, gerente de Datalog Colombia SAS, al Sr. Ingeniero de Petróleos Mario Zamora, gerente de Mompós Oil Company Inc. al Sr. Ingeniero de Petróleos Luis Quiroga, gerente de Petro Suelos, por facilitarme la información de pozos la cual fue básica para realizar el presente estudio.

Resumen

Caracterización de pozos vecinos para la perforación de pozos exploratorios y/o desarrollo al Cretácico. Impacto de los EOAs en el reservorio

Durante millones de años, sobre el mega continente Gondwana han actuado los procesos y mecanismos que dan origen a la placa suramericana, cuyos esfuerzos tectónicos globales dieron lugar a procesos geomecánicos, geológicos, químicos, cuyos mecanismos generaron el aumento del nivel marino global y la cuenca compresiva que recibió el mar interior Cretácico que se inicia arealmente desde el norte en Venezuela, limitada al occidente por la proto Cordillera Central y unas decenas de kilómetros al oriente de la actual Cordillera Oriental y se continua al sur en el Ecuador, donde bajo condiciones muy especiales se deposita las rocas de nuestro Sistema Petrolero y la actual litología de la cuenca.

El conocimiento de la cuenca, campo y pozos se ha adquirido académicamente en la UNAL, posgrados en USA y Francia y la experticia profesional de unos 45 años, lo que es fundamental para entender el Sistema Petrolero, la respuesta litológica al perforar y correr herramientas tecnológicas punta en búsqueda de hidrocarburos.

A partir de la caracterización de pozos vecinos y su correlación con el pozo en caracterización durante la perforación, se establece una correspondencia, para predecir, conocer el porqué, donde y cuando sugerir proactiva y sinérgicamente, la operación y la utilización de fluidos de perforación modificados con nanotecnología, para alcanzar el objetivo buscado, el éxito.

Palabras clave: Correlación, Cretácico, ambiente depósito, EOAs, nanotecnología, reservorio, perforación pozos petroleros.

Abstract

Offset wells characterization for the drilling of exploration and or development wells to the Cretaceous. Impact of the OAEs on the reservoir

During millions of years, over the Gondwana mega-continent have been working the processes and mechanisms which gave rise to the South American plate, whose global tectonics efforts gave place to geomechanics, geologic and chemical processes and their mechanisms that increase the global sea level and make the compressive basin that received the interior Cretaceous sea, starting from north Venezuela, limited west by the proto Cordillera Central and to the east some kilometers to the east of the Cordillera Oriental and continues south to Ecuador, where under very special conditions the lithology of our Petroleum System was deposited in the basin.

The knowledge of the basin, field and wells had been academically acquired in the Universidad Nacional de Colombia, postgraduate studies in USA and France and the professional expertise acquired during 45 years, essential to understand the Petroleum System, and why the lithological answer when drilling and running the tools in search for hydrocarbons

From the characterization of offset wells and its correlation with the well during the drilling under characterization, it is stablishing a relationship to predict, the knowledge of why, where and when, suggest synergic and proactively the operation and the use of drilling fluids, modified with nanotechnology in order to reach the searched objective, the success.

Key words: Correlation, Cretaceous, environment, deposit, AOE, nanotechnology, reservoir, drilling.

Contenido

Pág.

Introducción	13
1. Ambientes de depósito	15
1.1 <i>Ambiente Litoral-Marino</i>	19
1.2 <i>Ambiente Euxínico Anoxico. EOA.</i>	28
2. Geomecánica	31
3. Nanotecnología	45
4. Tecnología de la Perforación	47
4.1 <i>Propiedades Reológicas</i>	47
4.2 <i>Utilización de nanopartículas</i>	47
4.3 <i>Fluidos de Perforación</i>	50
5. Registros Eléctricos	56
5.1 <i>Requisitos mínimos para seleccionar el candidato</i>	60
5.2 <i>Diseño del trazado</i>	61
5.2.1. Pozo único vertical u horizontal	62
5.2.2. Varios pozos en locación, macollas, “cluster”, “pad”	67
5.2.3. Varios pozos en plataforma	70
6. Sísmica	73
7. Cromatografía	77
8. Operaciones	82
9. Correlación	89
10. Conclusiones	102
Bibliografía	103

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1.1.: Tipos básicos de deltas	5
Figura 1.2.: Ciclos deltaicos sucesivos resultantes de una progradación.....	6
Figura 1.3.: Desplazamientos sucesivos resultantes de una progradación	7
Figura 1.4.: Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	8
Figura 1.5.: Distribución de los continentes en el Cretácico	9
Figura 1.6.: Área del mar epírico donde se depositaron los sedimentos cretácicos	10
Figura 1.7.: Diagrama analógico de los movimientos de las partículas aportadas al mar interior.....	11
Figura 1.8.: Los cambios climáticos desde el Cambriano al cuaternario	12
Figura 1.9.: Distribución de la población granular transportada por los ríos	13
Figura 1.10.: “Shale”, millones de nano partículas, adheridas siguiendo los fenómenos de adsorción superficial.....	14
Figura 1.11.: Las edades de los ambientes OAE, ambientes oceánicos anóxico euxínico.....	17
Figura 2.1.: Rocas Ígneas, basaltos columnares de la placa oceánica aportada a la placa continental.....	20
Figura 2.2.: Estado de esfuerzos en el norte oeste de la placa continental suramericana y placas oceánicas vecinas.....	22
Figura 2.3.: Esquema de la clasificación de E. M. Anderson para magnitudes relativas de esfuerzos “ <i>stress</i> ”.....	23
Figura 2.4.: Criterio del fallamiento de Mohr-Coulomb	26
Figura 2.5.: Valoración de las respuestas del pozo a los mecanismos de inestabilidad	27
Figura 2.6.: Dirección e imagen de los esfuerzos tectónicos in-situ	28
Figura 2.7.: Buzamiento de los estratos y su efecto en la estabilidad del pozo	31
Figura 4.1.: La nanotecnología se ha aplicado en más de 20 pozos en Colombia.....	36

Figura 4.2.:	Relación del área superficial con respecto al volumen.....	37
Figura 4.3.:	Mecanismos de los nano fluidos dentro del medio poroso	41
Figura 4.4.:	La presión de separación, “ <i>disjoining pressure</i> ”, en la interface gota de petróleo/nanofluido/pared.....	42
Figura 4.5.:	El desempeño del campo Cusiana Sur.....	42
Figura 4.6.:	Una ilustración de la migración del lodo de perforación con LCM, “ <i>loss circulation material</i> ” a la izquierda, y la torta de lodo, “ <i>mud cake</i> ” con nano partículas a la derecha	43
Figura 5.1.:	Ejemplo de correlaciones en los sistemas de depósitos fluviales y litorales.....	45
Figura 5.2.:	Clasificación de la Shell. Tipos de contactos de areniscas.....	47
Figura 5.3.:	Electrofacies. Imágenes teóricas de registros eléctricos de secuencias positivas y negativas.....	48
Figura 5.4.:	Vista de perfil del diseño y construcción final de un pozo individual.....	50
Figura 5.5.:	Tipos de curvas de pozos horizontales sencillos.....	51
Figura 5.6a.:	El punto de entrada arriba, “ <i>entry point</i> ”, según el diseño del pozo.....	53
Figura 5.6b.:	El punto de entrada igual, “ <i>entry point</i> ”, según el diseño del pozo	54
Figura 5.6c.:	El punto de entrada abajo, “ <i>entry point</i> ”, según el diseño del pozo	55
Figura 5.6d.:	El punto de entrada no hay, “ <i>entry point</i> ”, según el diseño del pozo.....	56
Figura 5.7.:	Nomenclatura de pozos.....	57
Figura 5.8.:	Pozos espina de pescado, “ <i>fishbone wells</i> ”.	58
Figura 5.9.:	Vista de planta del plano de los laterales, espina de pescado, “ <i>fishbone</i> ”, de un ala de gaviota, “ <i>gullwing</i> ”	58
Figura 5.10.:	Vista de planta, del plano de los laterales, “ <i>fishbone</i> ”, “ <i>hard lines</i> ”, líneas de no pasar, y su ploteo real con su litología,	59
Figura 5.11.:	Vista de perfil de una perforación de pozos desde una plataforma costa fuera.....	60
Figura 5.12.:	Vista de planta de una perforación de pozos desde una plataforma costa fuera.....	61
Figura 5.13.:	Vista de planta de una perforación de pozos desde una plataforma costa fuera de 24 pozos	62

Figura 6.1.: Vista de perfil en tiempo real del trazado de la perforación de un "fishbone" y "sidetrack"	64
Figura 6.2.: Cuando se construye el FB, "fishbone", se hace en el pozo original una rampa de escaso un pie	65
Figura 6.3.: Vista de perfil de un lateral de alrededor de 4000 pies.....	66
Figura 7.1.: El encabezamiento de un Registro Grafico Compuesto.....	68
Figura 7.2.: Facies cromatográfica de la Unidad Basal de la Formación Pepino.....	69
Figura 7.3.: Facies cromatográfica de la Formación Caballo.....	71
Figura 8.1.: En la sección superior el encabezamiento del FEL.....	74
Figura 8.2.: Descripciones de lodo, peso sobre la broca, litología.....	75
Figura 8.3.: Registro eléctrico del mismo pozo anterior. Lo que el FEL no muestra, éste sí lo hace	76
Figura 8.4.: Las paredes del pozo se ven más de acuerdo con las dimensiones del pozo. Observar "track" 1.....	77
Figura 9.1.: Comparación del trazo de la imagen / registro eléctrico de una parasecuencia.....	82
Figura 9.2.: Presencia de fluidos... ..	84
Figura 9.3.: Inestabilidad química del pozo.....	85
Figura 9.4.: Inestabilidad química y mecánica.....	86
Figura 9.5.: Correlación de litología del Paleógeno de pozos en la Cuenca del Putumayo... ..	86
Figura 9.6.: Correlación entrada al Cretácico.....	87
Figura 9.7.: Correlación dentro del Cretácico	88
Figura 9.8.: La litología del Cretácico lutitas, calizas y "show de petróleo"	88
Figura 9.9.: Continuación de la litología del Cretácico.....	89
Figura 9.10.: Calizas, los "shale", las areniscas de la Formación Villeta, del mar interior	89
Figura 9.11.: Depósitos continentales, Formación Caballos.....	89
Figura 9.12.: Depósito discordante de rocas cretácicas sobre pre cretácicas	90

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1.1.: Clasificación clásica de ambientes de depósito.....	4
--	---

Introducción

La utilización de los equipos profesionales multidisciplinarios, es una modalidad sinergia, para la mejor perforación, la cual deberá atravesar todas las formaciones, litologías, suprayacente del yacimiento para encontrar petróleo y extraerlo. Estos equipos profesionales con habilidades blandas y duras, llevan a cabo los estudios de exploración y desarrollo petrolero, se analiza la data adquirida en superficie y el subsuelo, se interpreta, caracteriza la litología, respuestas roca, fluidos, operación, se localiza un punto de drenaje en el suelo y su proyección en el subsuelo, y se lleva a cabo de la mejor manera la perforación del pozo petrolero.

Las estrategias a utilizar serían el resultado de la utilización desde nivel macro hasta nivel nano, de técnicas avanzadas caracterizadas para el pozo, campo, cuenca, que llevarían a la perforación de un pozo con calidad para obtener información, incrementar producción, reservas y el éxito y no afectación al ecosistema.

Esta caracterización integrada, fundamentada en técnicas geológicas, geoquímicas, gravimétricas, magnéticas, sísmicas; superficiales y del subsuelo, de prospección de hidrocarburos, constituyen el Sistema Petrolero, que permite reconocer el ambiente de depósito y la historia geológica que afectó el área, responsable de la generación, migración y el entrapamiento de los hidrocarburos recuperables, siendo su logro, la extracción de una manera óptima incrementada o mejorada, de estas reservas con los datos disponibles del subsuelo que permitan su extrapolación entre los pozos.

La minuciosa caracterización de la litología y su respuesta a la perforación y sus fluidos desde el inicio hasta la profundidad final programada, son fundamentales para conocer in situ los problemas, valorar los riesgos y la razón de los fallos, y de una manera proactiva evitarlos o mitigarlos; localizarlos en las diferentes formaciones y extrapolar la información adquirida; que alimenta la base de datos para elaborar, planificar, perforar y completar el pozo objetivo.

A partir de la caracterización y mejor planificación del pozo, sobre el modelo elaborado, la evaluación de la saturación del cuerpo litológico y con la adquisición de registros durante la perforación, "*Logging While Drilling*", y la adquisición de mediciones durante la perforación, "*Measurement While Drilling*", se perforará y/o geonavegará, en búsqueda de los objetivos geológicos trazados, siempre visualizando de antemano las posibles respuestas de las herramientas a los cambios litológicos, saturación, a la reacción fluido perforación roca, con la interpretación eléctrica de dichos cambios, su posicionamiento en el cuerpo litológico; con la reacción inmediata in-situ a los necesarios ajustes a las direcciones de las trayectorias mientras se perfora y caracteriza, siempre pensando en una predicción de los acontecimientos y no en la reacción a lo que ocurra.

Una vez se localiza en el modelo, en el suelo y subsuelo el punto de drenaje del posible yacimiento, es la perforación del pozo, la realidad de la exploración, hasta la profundidad de la formación que tiene el yacimiento de hidrocarburo. La cual se lleva a cabo perforando y circulando un lodo en base agua, con funciones diversas como enfriar la broca; retención en el reservorio de los fluidos contenidos; llevada a superficie la roca perforada; autoconstrucción de una capa delgada del lodo sobre la pared del pozo para mitigar la invasión de partículas finas y fluido del pozo al reservorio y suplir parcialmente

el desequilibrio de esfuerzos y la inestabilidad en torno al pozo por la ausencia de la roca cortada.

Durante las operaciones de perforación los fluidos de perforación están diseñados para llevar a cabo de una manera óptima, segura la operación para obtener datos de una manera excelente, amigable con el ecosistema y para llevarla a cabo de la manera más económica posible, sin embargo, siempre tenemos que tener presente que estamos perforando litologías que varían cada nanómetro y presiones que se incrementan paulatinamente, a medida que profundizamos y ese diseño del lodo no es posible prepararlo con una variabilidad sincronizada con los nano cambios naturales.

El surgimiento de la nanotecnología y su utilización en las operaciones de exploración y desarrollo de los yacimientos de petróleo convencionales y no convencionales ayuda a impulsar la tecnología en la perforación e incrementar el éxito de los objetivos, llevan implícito la utilización eficiente de los fluidos de perforación apropiados y su buena utilización para llevar a cabo una perforación segura y una obtención excelente de datos, amigable con el ecosistema y para llevarla a cabo de la manera más económica posible, lo que incrementa el éxito de la operación.

Los nano fluidos, mejoran los fluidos de perforación en base agua, muy amigables con el medio ambiente, sellando las caras de las formaciones, minimizando la interacción fluido/formación, taponando paredes y evitando filtraciones; inhibiendo la hidratación de arcillas y estabilizando “shale”, controlan las filtraciones en arenas y su producción e igualmente manejan ambientes de altas presiones y temperaturas, HPHT, según ref. Karakosta, K.; Mitropoulos, A.C., Kyzas, G.Z., 2021.

También en la referencia de Deville, J.P., May, P.A., Miller, J.J., 2022, los aditivos de nanopartículas híbridas orgánicas /inorgánicas, reducen la pérdida permanente de fluido en zonas permeables, decrecen los volúmenes repentinos de pérdida de lodo antes de formarse la torta, “*mud cake*”, en zonas de alta permeabilidad. Además, Abdo, J., Haneef, M.D., 2010, en su referencia, establecen la mejora de la reología del lodo y sus propiedades de filtración, de tal forma que la utilización de materiales químicos especiales costosos, se puede eliminar y utilizar nanopartículas de menor costo y más eficientes.

Finalmente, por ejemplo, en la referencia de Mansoor, H.H., Devarapu, S.R., Robello, S., Sharma, T., Ponmani, S., 2021, en investigación con nano fluidos con Aloe vera con CuO, mejoran las propiedades reológicas, decrecen la filtración y recobran la viscosidad, y la estabilidad térmica.

Este trabajo es el resultado de muchas y diversas consultas, de muchos errores y aciertos, la enseñanza de muchos años de trabajo individual y/o colectivo y hoy de regreso a la universidad como estudiante, a entender la disruptiva nanotecnológica; las propiedades geomecánicas elásticas y la relación de esfuerzos antes y durante; y su relación-respuesta con la geología y su aplicación para caracterizar, controlar el pozo durante su perforación y a entender la disruptiva nanotecnológica y su aplicación para la caracterización de pozos vecinos en la perforación de pozos vecinos exploratorios, desarrollo, avanzada.

1. Ambientes de depósito

Partiendo del principio geológico referido a James Hutton en 1795 decía, que “el presente es la clave del pasado”, según lo cual, los procesos físico químicos, orgánicos, diagenéticos de enterramiento; y sus mecanismos electroquímicos, termo mecánicos, dinámica interfacial; biomecánicos, biofísicos, bioquímicos; gravedad de masa, diagenéticos-cementación, respectivamente, según referencia Bennett, R.H, O'Brien, N.R., Hulbert, M.H., 1991, se han sucedido hoy y durante el tiempo geológico en lugares, tiempos, intensidades y duraciones diferentes, de manera individual o colectiva, pero de manera similar, dando lugar a un modelamiento analógico a través de ese tiempo geológico, clave para las interpretaciones del pasado con la información que hoy se obtiene.

Es así como dependiendo del ambiente de depósito, el resultado de la caracterización del reservorio es un modelo conceptual el cual es una representación o estimado de la realidad del yacimiento. Este no solo representa una visión 3D del yacimiento y su extensión, sino también la calidad y la cantidad de los diferentes parámetros que lo forman. Un objetivo mayúsculo del modelo de depósito, es caracterizar y representar de la manera más segura y minimizar hasta donde sea, académica, técnica y económico posible, las incertidumbres en su conocimiento.

La utilización de datos determinísticos, para la elaboración del modelo, puede provenir de una amplia variedad de tecnologías, las que cubren un extenso conjunto de escalas. Aunque los datos son tomados directamente de los yacimientos, algunas incertidumbres son inherentes a muchos tipos de información utilizados, debido a la resolución de las herramientas o a la inhabilidad de éstas para medir propiedades directamente. Adicionalmente, datos obtenidos por analogías con otros yacimientos, permite modelar el yacimiento y clasificarlo dentro de un ambiente geológico más real y acorde con la naturaleza; aunque su grado de incertidumbre es mayor que los obtenidos de una manera determinística.

Con los registros eléctricos obtenidos y su interpretación petrofísica y geológica se obtiene del yacimiento marcos estratigráficos, estructurales, composición de la roca, porosidades, contenido de fluidos, variaciones en las propiedades del sistema de poros, presiones.

Con los métodos sísmicos, obtenemos las facies sísmicas del reservorio y de las rocas vecinas arriba y abajo; se caracteriza y extrapolan los reflectores entre pozos, sus topes sísmicos, su interpretación geológica; proveemos las variaciones de las propiedades del reservorio en el campo y la cuenca, facilitando la delineación de los rasgos geológicos. Con la utilización de datos de ingeniería de yacimientos y de geología de desarrollo, se hace necesaria una estrecha cooperación entre geología, geoquímica, geomecánica, yacimientos, completación, perforación y planeación, en la formulación del modelo, de un ambiente continental, transicional o marino y subambientes, final a perforar, fig. 1.1, 1.2, 1.3.

Tabla 1.1. Clasificación clásica de ambientes de depósito.

Continental	{ Fluvial Lacustrine Eolian	{ Braided Meandering
Transitional (Shorelines)	{ Lobate (deltas) Linear	{ Terrigenous Mixed carbonate: terrigenous Carbonate
Marine	{ Reef Shelf Submarine channel and fan Pelagic	

Nota. “Una clasificación de ambientes deposicionales. Como todas las clasificaciones, ésta contiene varias deficiencias e inconsistencias las cuales son inherentes debido a la complejidad de los ambientes. Note particularmente que los depósitos eólicos se pueden formar en las crestas de las islas barreras; los deltas se pueden construir dentro de los lagos como también dentro de los mares; los arrecifes se presentan en aguas dulces y marinas”. Ref., Selley, R.C., 1985.

Partiendo del principio que el modelo elaborado es susceptible de modificarse tan pronto como nuevos datos son disponibles, la literatura geológica es amplia en la clasificación de los diferentes ambientes y subambientes de depósito, los que, siendo similares entre ellos, individualmente son únicos con respuestas diferentes a los diferentes estímulos, de allí su necesaria caracterización. Los yacimientos de ambientes continentales y transicionales más heterogéneos, son por su complejidad, los campos candidatos ideales para caracterizar y optimizar su recobro.

Este tipo de ambiente, genera arenas de baja hasta alta resistividad, pobres a bien seleccionadas, baja o alta permeabilidad, y o porosidad, con espesores delgados o gruesos, continuas o discontinuas, bajas o altas presiones, agua, gas y aceite como fluidos. Teniendo en cuenta la posición del campo y del pozo, todo lo anterior va en función del tipo de ambiente, sus depósitos de acuerdo con su estructura, si es de alta o baja energía, sus numerosos y distintivos subambientes; si en su parte litoral es una barra de desembocadura o un canal distributivo; si en su lado fluvial, aéreo o subaéreo, es la llanura de inundación, la bahía interdistributaria, un canal aislado activo o abandonado; si en su lado meandriforme los posibles canales anastomosados; si es en su sistema de canales entrelazados, cuantos canales apilados, su espesor vertical y lateral tanto como para los canales individuales como para los apilados y su reconocimiento en superficie, de muestras de canal, los tipos de rocas perforadas y sus texturas.

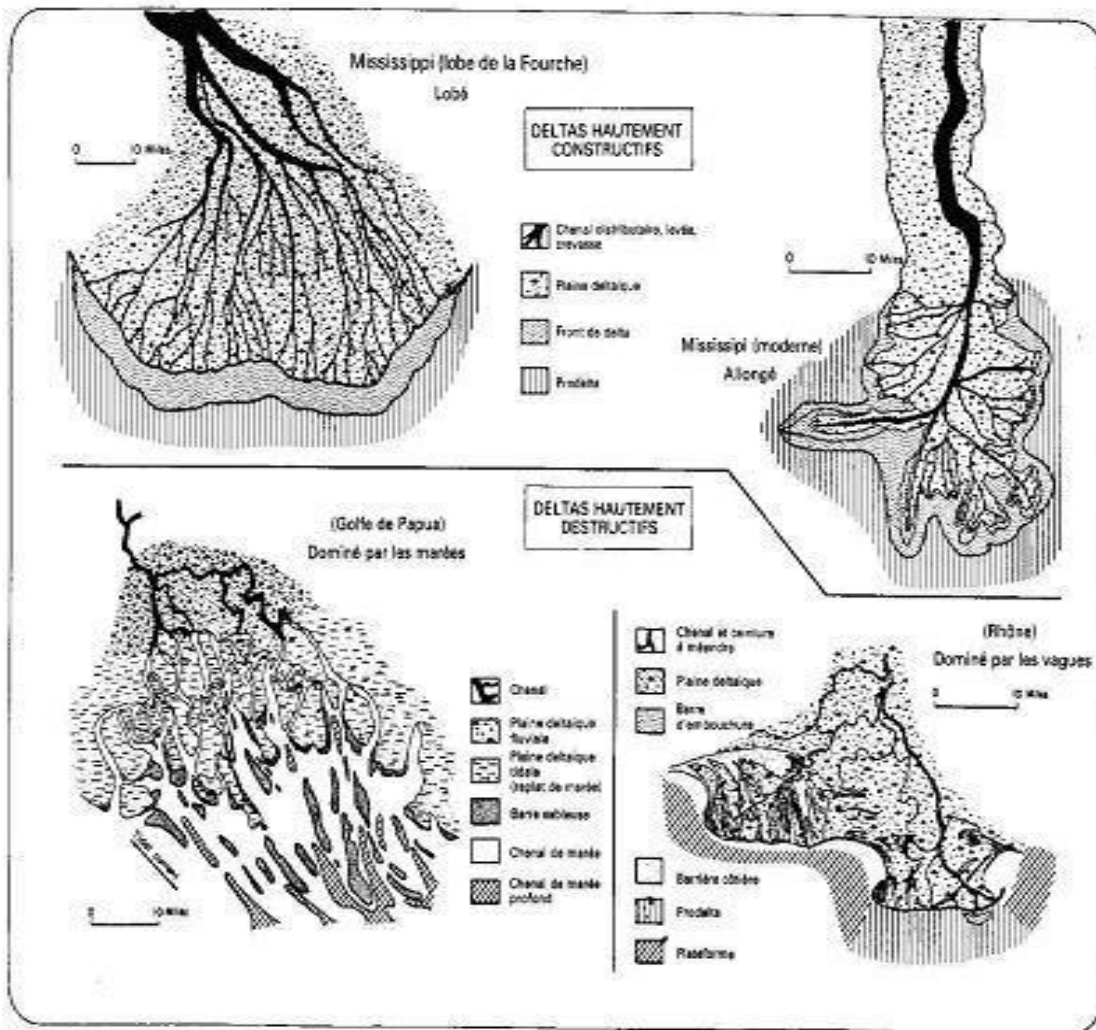


Fig. 1.1. Tipos básicos de deltas. Ref., Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gas Naturel. Comité des Techniciens. 1986.

Una representación a macro escala de cuerpos de rocas de propiedades litológicas comunes que las diferencian de las inmediatas arriba, abajo y laterales, a las cuales como unidad litoestratigráfica denominan formación y le dan un nombre propio, por ejemplo, Formación Caballos, fig. 1.4.

Esa definición de una localidad tipo donde se describió, es producto de criterios y características que varían naturalmente y que interpretan seres humanos que las estudian. Esos contactos geológicos, concordantes, discordantes, intrusivos, efusivos o mecánicos según las rocas y procesos originadores, tienen que estar perfectamente definidos y únicos, para cualquier proyecto de exploración y desarrollo y ser utilizados sin ambigüedades para evitar errores. Adicionalmente durante las operaciones de perforación se tiene que establecer, sin dudas, si los topes utilizados son de tipo operacional, esto es, como en algunos casos, donde aparezca la arena o por criterios

geológicos donde comencemos un cambio paulatino, o la arena, o brusco de la litología, los cuales no necesariamente coinciden.

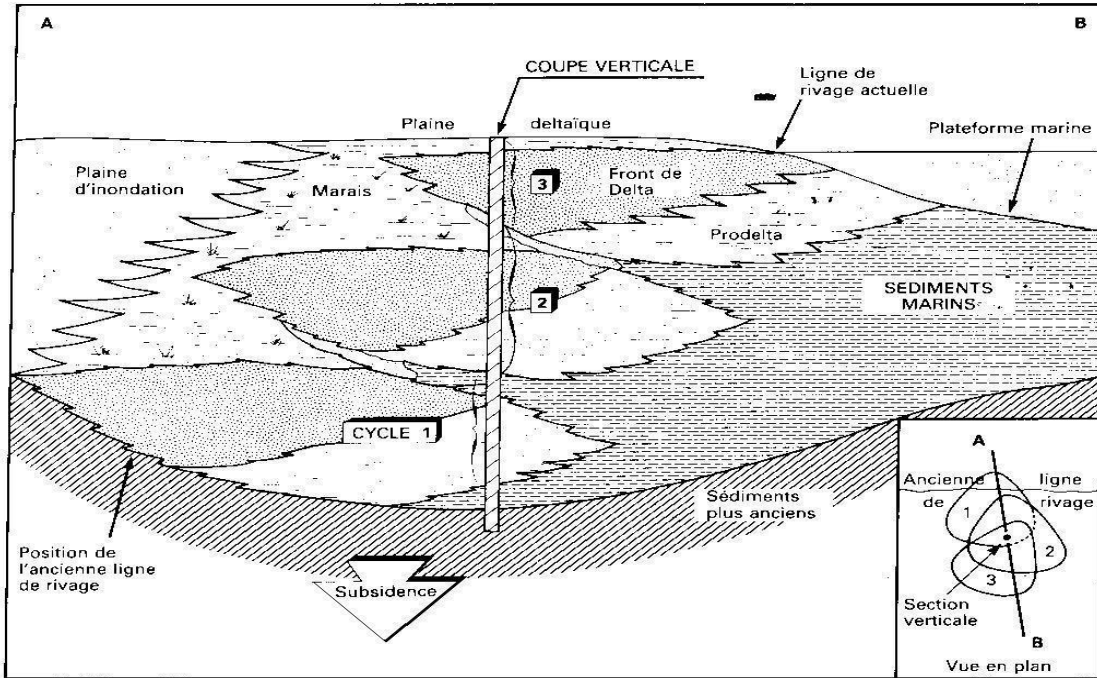


Fig. 1.2. Ciclos deltaicos sucesivos resultantes de una progradación. Ref., Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Petrole et du Gas Naturel. Comite des Techniciens, 1986.

La descripción de la columna estratigráfica, fig. 1.4, en el primer "Track", columna, nos muestra las edades geológicas. El segundo "Track", columna, presenta el nombre de las formaciones, los tonos amarillos corresponden a rocas de edad terciaria, los verdes a las rocas cretácicas y los rojizos y morados a las rocas precretácicas, según norma del léxico estratigráfico internacional. El tercer "Track", columna, espesores reales de la formación en su sitio tipo de descripción. El cuarto "Track", columna muestra una litología con aumento del tamaño del grano de izquierda a la derecha. El quinto "Track", columna muestra el ambiente de depósito. La curva azul nos indica la fluctuación del mar a través del tiempo geológico, debido al incremento de la temperatura. A menor temperatura continental, terrestre y acuoso, con el posicionamiento de la curva hacia la derecha con mayor incremento del tamaño de grano, por depósito de arenas, rocas reservorios y arcillolitas smectíticas rocas sellos, característica fundamental del Cenozoico. A mayor temperatura, deshielo polar, marítimo, litoral, hacia la izquierda, con decrecimiento de tamaño de grano, con depósito de areniscas de grano muy fino, limolitas, calizas y "shale" con arcillas kaoliníticas e illíticas, fundamentalmente, y menor proporción smectíticas, rocas generadoras de hidrocarburos, con dos presencias arenosas hacia la base y el tope correspondientes a la entrada y salida del mar epírico. Esta curva del nivel marino, por su escala, no muestra localmente las fluctuaciones menores de nivel marino a escala de cuenca y que dan origen a las parasecuencias locales, eventos de profundización hacia la base de la secuencia y somerización hacia el tope. El sexto "Track", columna, es una descripción del ambiente de depósito.

Por lo anterior, la interpretación geológica de los registros eléctricos, su descripción sedimentológica, estratigráfica, y electrofacies de los cuerpos arenosos, de una manera secuencial, nos permite ubicarnos dentro del contexto del ambiente, sus subambientes y así poder llevar a cabo una excelente perforación y geonavegación, especialmente en la arena objetivo, utilizando sus relaciones interespaciales.

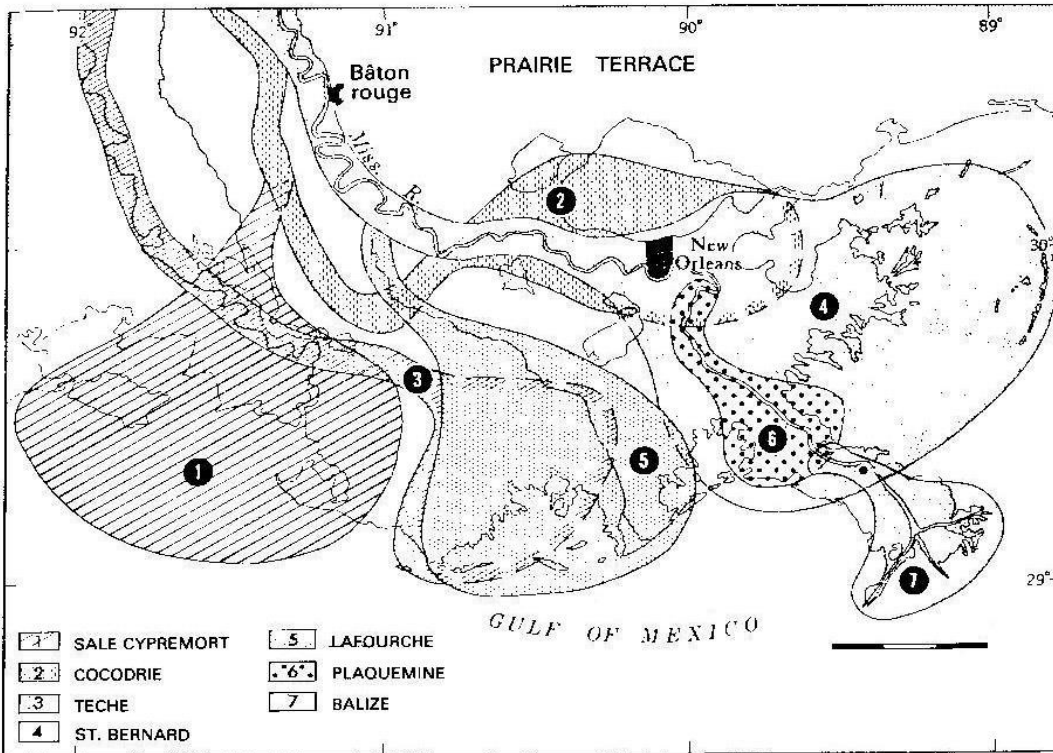


Fig. 1.3 Desplazamientos sucesivos resultantes de una progradación. Ref., Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Petrole et du Gas Naturel. Comite des Techniciens, 1986,

1.1 Ambiente Litoral-Marino

Todo lo orgánico o inorgánico que está sobre la superficie de la tierra, está siendo afectado de una mayor o menor manera por los materiales que vemos y los procedimientos y mecanismos que trabajan en ella; materiales estos que originalmente fueron modificados, son modificados y serán modificados. Lo anterior nos lleva a recordar que la Tierra nunca ha estado quieta, que a lo largo del tiempo geológico han sucedido hechos de origen intrínsecos y externo, que cambian la superficie y que hemos aprendido a reconocerlos y que ellos han afectado todo lo presente incluyendo al hombre, Fig. 1.5.

Estos cambios superficiales, asociados a los movimientos de las placas, localizados en el tiempo y el espacio, hace 90 millones de años, tienen que ver con la creación de mares

interiores, el océano atlántico continúa abriéndose, la india migra al norte, estos son poco afectados por corrientes marítimas globales exteriores, su profundidad es mucho menor comparada con la marina abierta, a los que simultáneamente en tierra y mar la actividad volcánica les aporte minerales, aunada a unas condiciones marinas interiores cuyas aguas interiores por debajo de las superficiales eran escasas en oxígeno, abundadas en

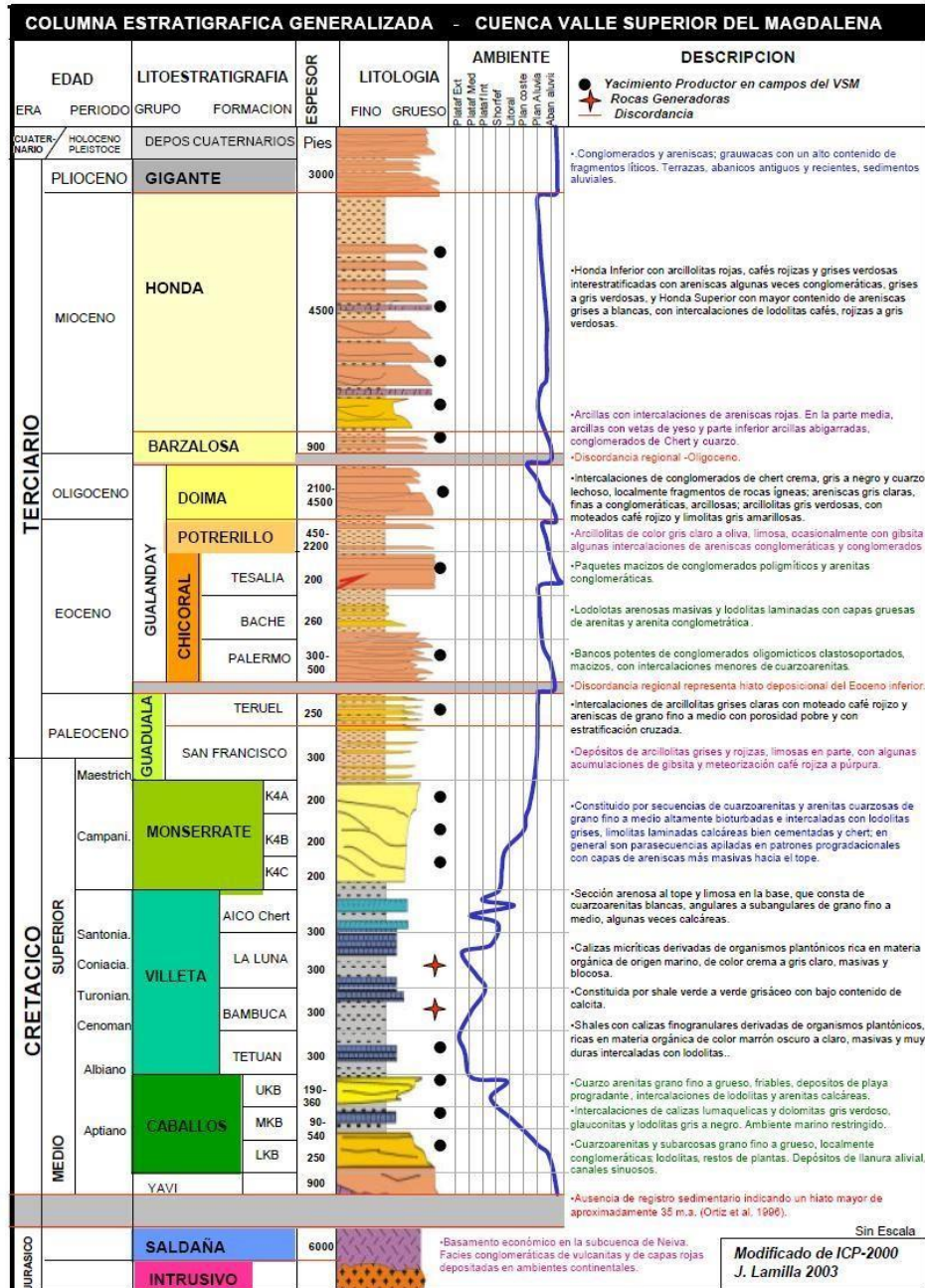


Fig. 1.4. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Variación temperatura / ambiente de depósito. La grafica presenta para el Cretácico, la variación de la temperatura con respecto a la actual. La temperatura, siguió la curva del nivel del mar, pero de forma inversa. Mayor profundidad mayor temperatura, incremento de 10oC en el Cretácico, la que se corresponde con la ausencia de hielo en los polos en el Albiano/Cenomaniano. Ref., General Geology USCO. Columna estratigráfica generalizada, 2012.

materia orgánica, con aporte terrestre de sedimentos muy ricos en materia orgánica, depositados en fondos euxínicos en ese mar interior, preservados y posteriormente transformada en petróleo

En Colombia, este mar interno desde la ancestral cordillera central en la parte más norte-occidental de la placa suramericana, y hoy en el subsuelo, hasta un par de decenas de kilómetros al oriente de las estribaciones de la cordillera oriental sobre la placa suramericana y siguiéndola aproximadamente paralela, en su subsuelo, fue el lugar donde invadió el mar interior y se depositó la roca de edad cretácica, roca origen de los petróleos de ese lugar, localizada en el subsuelo durante la perforación de pozos petroleros. Su litología está conformada por lutitas, “*shales*” en su mayor proporción y muy subordinadas limolitas, areniscas de grano muy fino, “*tight rock*”, calizas y eventualmente areniscas tipo turbiditas, referenciados por Paez-Reyes, M., Carvajal-Ortiz H., Sahoo, S.K., Varol, O., Miller, V.B., Hughes, W.G., Gaona-Narváez, T., Patarroyo, D.G., Curtis, H.J., Lerma, I., Copeland, P., 2021.

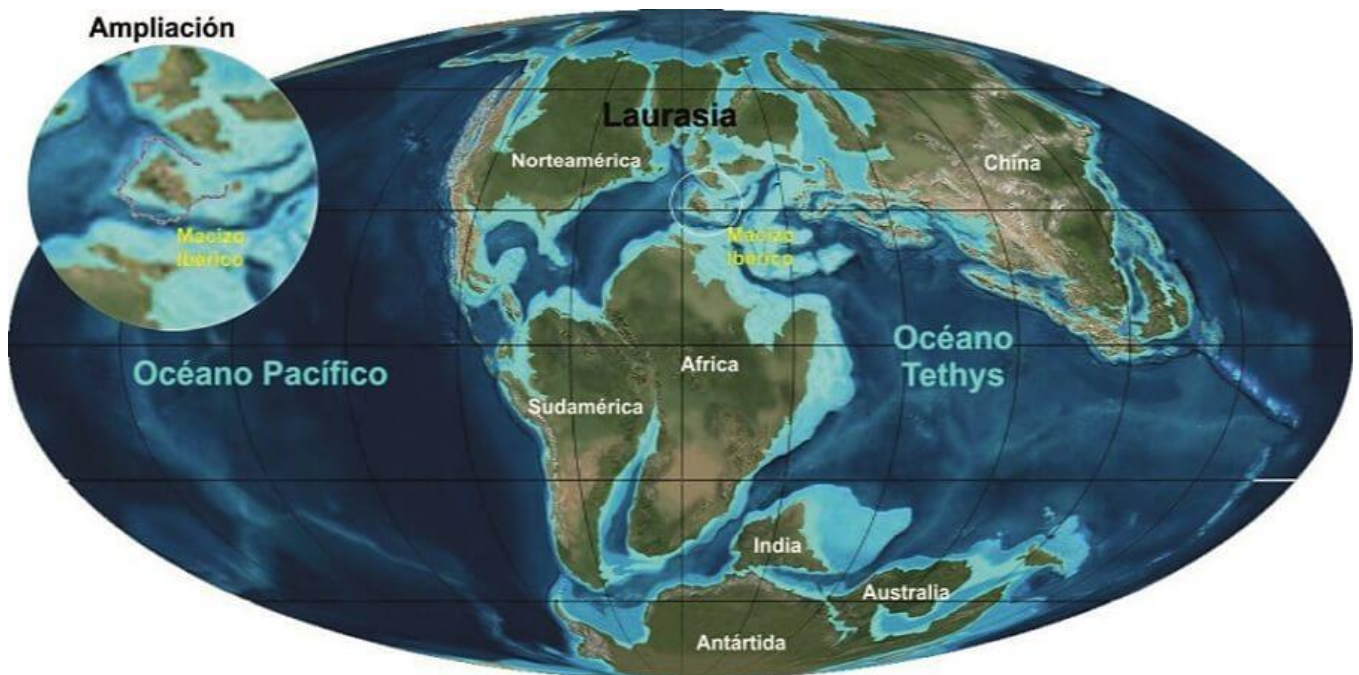


Fig.1.5. Distribución de los continentes en el Cretácico. El mar epírico invade la parte norte de América del Sur. Clima global es cálido, no hay hielos polares. El nivel del mar más alto. Ref., El mundo Cretácico: el clima y la distribución de los océanos, <https://ammonites.net/mundo-cretacico-clima-distribucion-oceanos/>

En Colombia, este mar interno desde la ancestral cordillera central en la parte más norte-occidental de la placa suramericana, y hoy en el subsuelo, hasta un par de decenas de kilómetros al oriente de las estribaciones de la cordillera oriental sobre la placa suramericana y siguiéndola aproximadamente paralela, en su subsuelo, fue el lugar donde se depositó la roca de edad Cretácica, roca origen de los petróleos de ese lugar, localizada en el subsuelo durante la perforación de pozos petroleros. Su litología está conformada por lutitas, “*shale*” en su mayor proporción y muy subordinadas limolitas,

areniscas de grano muy fino, “*tight rock*”, calizas y eventualmente areniscas tipo turbiditas, referenciados por Paez-Reyes, M., Carvajal-Ortiz H., Sahoo, S.K., Varol, O., Miller, V.B., Hughes, W.G., Gaona-Narváez, T., Patarroyo, D.G., Curtis, H.J., Lerma, I., Copeland, P., 2021.

En el momento del depósito de estas rocas cretácicas, se dieron condiciones especiales para la creación, aporte y preservación de una abundante materia orgánica, y que permitieron identificar la ocurrencia de los eventos anóxicos oceánicos Weissert, Faraoni Selly, en ref., Bedoya-Rueda, C., Nomesqui-Ortiz, H.E., 2013 y la cual se transforma en petróleo, origen de los hidrocarburos del norte de sur américa, Figura 1.6.

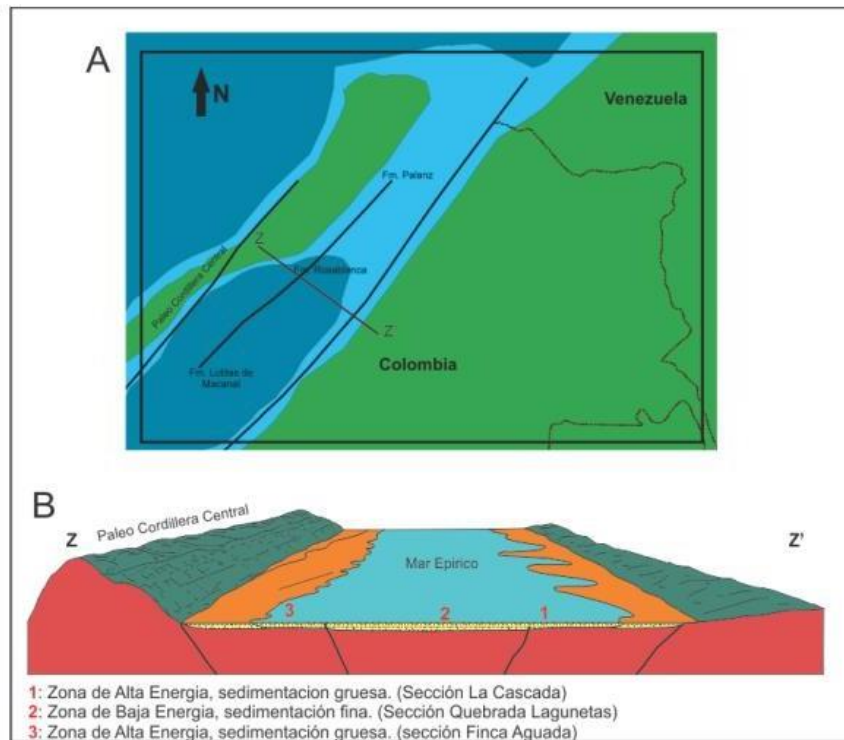


Fig.1.6. Área del mar epírico donde se depositaron los sedimentos cretácicos. Al occidente la ancestral cordillera central y al oriente los llanos orientales sobre la parte más noroccidental de la placa suramericana. 1) Zonas de alta energía, 2) Zonas de baja energía, 3) Zonas de alta energía. Ref., Moreno-Sánchez, M., Pardo-Trujillo, A., 2003.

Las tierras emergidas, para el periodo cretácico, con la ancestral cordillera central al occidente, y los llanos orientales sobre la placa suramericana al oriente de la cuenca, sin la presencia de la actual cordillera oriental, generan una batimetría somera para el ingreso y formación del mar interior. A éste aportan las corrientes de los ríos sobre la superficie del mar interior y desde el fondo del mar interior corrientes de aguas del fondo hacia las aguas superficiales transportando nutrientes.

Parcialmente aislado del mar exterior, se genera en las aguas de la cuenca, estratificación hidráulica, con buen intercambio de oxígeno superficial y poco en los estratos inferiores, además del poco mezclamiento vertical ayudando a mantener las condiciones anóxicas-euxínicas, de las capas inferiores y oxigenada la superficie, fig. 1.7,

ref. Loucks and Ruppel, 2007, las cuales son intensificadas con el incremento global en

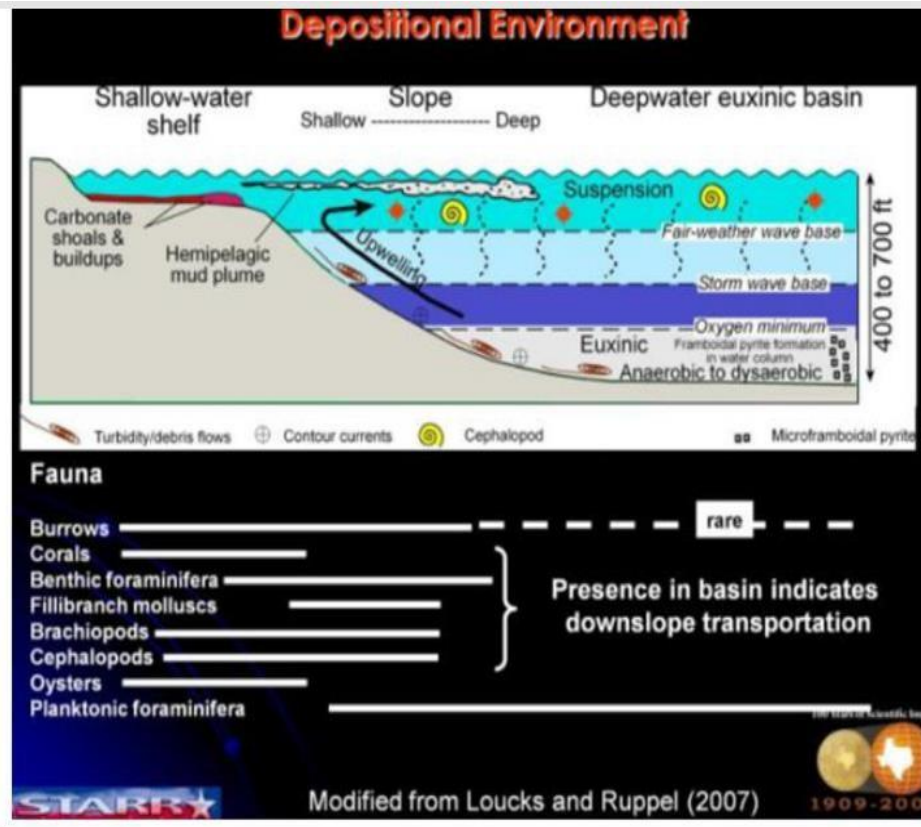


Fig. 1.7. Diagrama analógico de los movimientos de las partículas aportadas al mar interior. Observan la estratificación hidráulica. Estrato superior con material suspendido orgánico e inorgánico, influencia de la plataforma, mayor oxígeno, mayor vida. Estrato inferior, menor oxígeno, mayor acidez, menor oxígeno, turbiditas. Ref. Loucks R., Ruppel S., 2007.

la temperatura, fig.1.8, en ref., Brink, H.-J., 2015, el cual describe los cambios climáticos, durante el Fanerozoico, a partir del inicio del Cretácico, 145 millones de años, con ciclos calientes y ciclos fríos derivados del estudio de la distribución de isótopos en carbonatos. El ^{16}O , en periodos de evaporación se incrementa, decrece la solubilidad del oxígeno, mayor presencia de la MO, incremento de la respiración; y el ^{18}O se incrementa en periodos fríos; información obtenida de isótopos almacenados en el plankton depositados en el fondo oceánico al morir.

La estratificación hidráulica nos muestra, en el estrato superior más oxigenado, la presencia de restos orgánicos suspendidos en tanto que, en el fondo, el estrato es anoxico-euxínico. Los depósitos turbidíticos que se muestran, de igual forma en el Valle Medio del Magdalena en muestras de pozo e interpretación de facies eléctricas, se presentan muy delgados y de grano muy fino.

El movimiento del agua euxínica del fondo, pero cargada con materia orgánica ayuda a recargar con nutrientes los estratos superiores y por combinación con toda el agua del mar, incrementa el contenido de H_2S ayudando a la creación de un ambiente adverso a

organismos reptadores, nadadores y flotadores destructores de la materia orgánica, lo que ayuda a la preservación de los restos de materia orgánica durante el paso de la superficie del agua al fondo de la cuenca.

Las tierras emergidas, geformas continentales, están expuestas a los procesos y mecanismos del intemperismo aéreo, meteorización, erosión y el transporte aéreo y fluvial de cenizas y materia orgánica, lo que contribuye al incremento de la vida marina superficial.

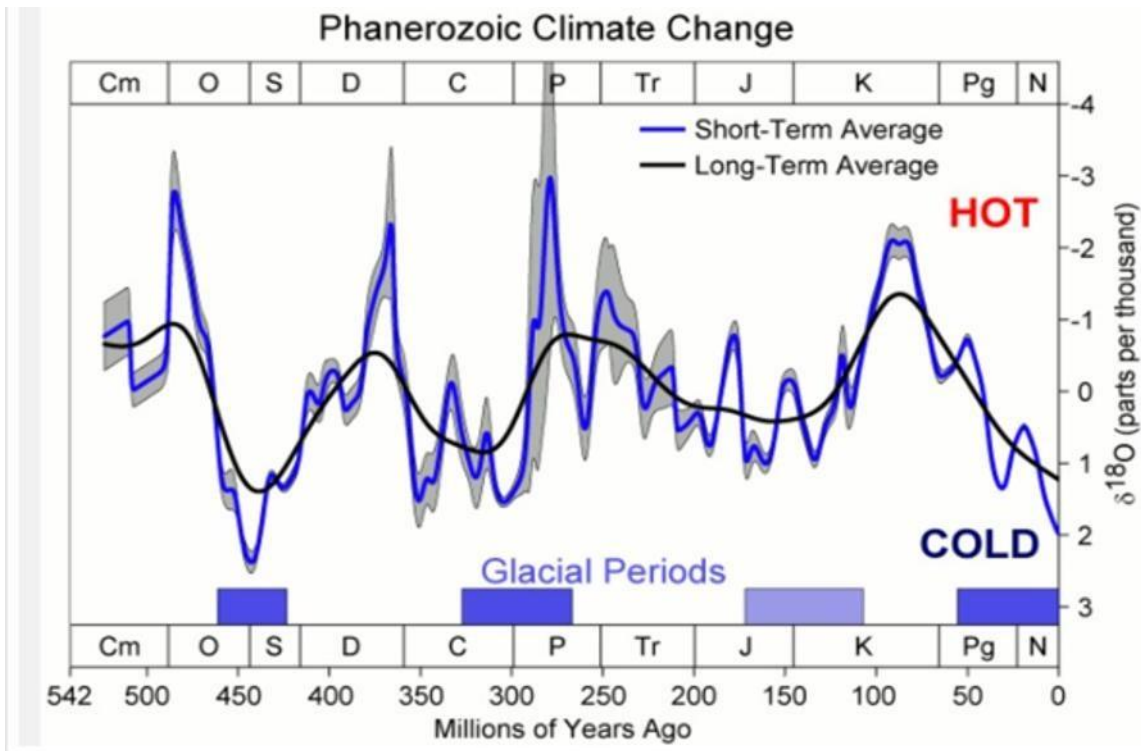


Fig.1.8. Los cambios climáticos desde el Cámbrico al cuaternario. Grandes ciclos de cientos de millones de años, los que a su vez presentan ciclos menores de decenas de millones de años. Los picos altos indican incremento del calor, deshielo, subida del nivel marítimo. Los picos bajo periodos de frio, congelamiento, bajada del nivel mar. Observar el K, cretácico, pico alto T^0 , alto ^{16}O , mayor contenido de MO, mayor contenido micro organismos alto nivel del mar, invasión marina del mar interior, comportamiento global. A nivel cuenca, localmente estuarios, comportamiento local y muchísimo más corto en tiempo dando origen a la estratificación hidráulica, estratificación orgánica, depósitos ricos de menos de 100 pies verticales. Ref., Veizer, J., Ala, D., Azmy, K., Bruckschen, P., Buhl, D., Bruhn, F., Carden, G.A.F., Diener, A., Ebneith, S., Godderis, Y., Jasper, T., Korte, C., Pawellek, F., Podlaha, O., Strauss, H., 1999. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Phanerozoic_Climate_Change.png

Se incrementa el ciclo hidrológico, con aumento de la precipitación, la meteorización y nutrientes aportados por el flujo de los ríos de una manera excesiva de materia orgánica, con incremento de vida marina superficial, pero con decrecimiento de oxígeno hacia el fondo de la cuenca, por el consumo de los organismos vivos.

La presión y el incremento de temperatura originada por el choque de las placas oceánicas y la continental ocasionando actividad tectónica, genera volcanismo con liberación de CO_2 causando el calentamiento global y su efecto en las condiciones euxínicas, la meteorización, y la erosión de las nuevas tierras emergidas, y el aporte

particulado transportado en suspensión de material milimétrico, micro, nano durante millones de años, en ref., Lisitzin, A. P., 1972, durante el cretácico, al mecanismo de transporte del río y eólico, fig. 1.9, en ref., Visher, G.S. 1969.

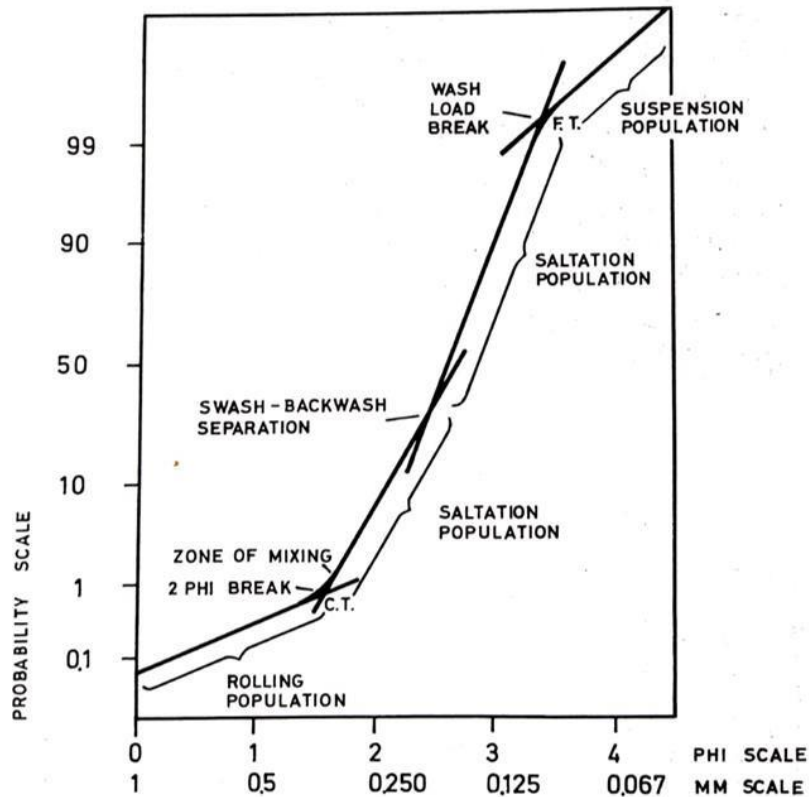


Fig.1.9. Distribución de la población granular transportada por los ríos. La población transportada se realiza de tres modos principales rodando arenas gruesas/muy gruesas; saltando arenas gruesas/arenas finas y suspendida granos menores de arena muy fina. Ref., Visher, G.S. 1969.

Esta subpoblación suspendida es aportada a la muy baja energía del medio acuoso hidráulicamente estratificado del mar interior de poco más de mil pies de agua, el cual carece en el estrato hidráulico del fondo, de organismos vivos que destruyan la materia orgánica, por sus adversas condiciones anóxicas y euxínicas con presencia de iones sulfato (SO_4^{2-}), materia orgánica (CH_2O) y bacterias que reducen el sulfato a sulfuro de hidrógeno (H_2S).

De igual manera, el cuerpo acuoso intermedio estratificado hidráulicamente, sin oxígeno, agotado por el consumo de la hiper flora y fauna vivientes del estrato hidráulico superficial; mezclado con aguas inferiores aportadas por corrientes surgentes con composiciones adversas y el euxínico del fondo, limitan la presencia de organismos flotadores y nadadores que se alimentan de materia orgánica que pasa hacia el fondo. En este cuerpo acuoso con condiciones anóxicas y parcialmente euxínicas, en un ambiente parcialmente restringido, nulo en dinámica hidráulica, en este mundo cuántico actúan los mecanismos electroquímicos, termo mecánicos, el dinamismo interfacial y las fuerzas de atracción superficial de Coulomb, las atómicas de Van der Waals, que generan

entre otros, fenómenos de atracción superficial y molecular que actúan sobre el nanomaterial orgánico e inorgánico que se está depositando y dando lugar a la formación del “*shale*” rico en materia orgánica y su fisilidad exclusiva.

Su posterior conservación, enterramiento, presión, temperatura, sobrepeso litológico y las actuantes fuerzas de Newton y Van der Waals en el tiempo y el espacio, terminan compactando y formando la roca y en un proceso natural de craqueo “*cracking*”, dando lugar a la transformación de la materia orgánica en hidrocarburo. Fig. 1.10, en ref., Bennett, R.H, O’Brien, N.R., Hulbert, M.H., 1991.



Fig.1.10. “Shale”, millones de nano partículas, adheridas siguiendo los fenómenos de adsorción superficial. Las fuerzas físicas electrostáticas de atracción de Coulomb generan su particularidad exclusiva, la fisilidad, y cuyos nano poros contienen nano fluidos que contienen nano tamaños de materia orgánica, agua, petróleo y gas. Fotografía de autor.

Estos procesos en la sedimentación de las tres subpoblaciones transportadas por los ríos, están relacionados con los tres modos de transporte del tamaño de grano, sus relativas abundancias, sus porcentajes, tamaños, formas; la energía del medio, las que varían en respuesta a la fuente, el proceso y dinámica de su sedimentación.

En ref., Visher, 1969 utiliza esta distribución del tamaño de grano, la cual se puede hallar en una sola muestra, realiza el tamizaje, su distribución en las diferentes subpoblaciones y con los datos obtenidos realiza análisis de ambientes de depósito creando diferentes curvas tipo, características para ambientes diferentes las que pueden ser de utilidad en la identificación del ambiente de depósito.

Es de observar que no necesariamente todas las subpoblaciones se estarían presentando en el perfil de un río, por la ausencia o cercanía de su fuente, de ahí la importancia de la caracterización a todas las escalas, y su utilización en combinación con los parámetros de otras herramientas.

En el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, tuvimos la oportunidad de realizar este tipo de estudio en una arenisca del Putumayo, el que nos indicó un canal distributivo, corroborado con interpretación geológica de facies eléctricas de registros.

En los ambientes continentales en los ríos, la subpoblación de rodamiento con tamaño mayor a los 0.2 mm ofrece menor selección, mejor redondez y ocupa el fondo de los canales; la subpoblación de saltación con tamaño de grano entre los 0.2 a 0.09 mm, ofrece la mejor selección con el mayor porcentaje, moderada redondez y ocupa la parte intermedia del canal; la subpoblación de suspensión con tamaño de grano menor de 0.09 mm ofrece menor selección, menor redondez y ocupa el tope del canal, con la particularidad de que en los ambientes continentales, transición y marino se presentan los subambientes de baja energía y alta energía.

En nuestro caso, los ríos aportan abundancia de material fino al mar cretácico e igual las cenizas volcánicas y materia orgánica terrestre como carga suspendida. Este material de tamaño micrón y menor son el aporte fundamental para el depósito de nanopartículas y posterior consolidación litológica que da lugar al “*shale*”.

De igual forma hacia la parte sur de la cuenca, durante la perforación se ha descrito presencia de rocas ígneas intrusiva, y en núcleos obtenidos de ese sector, se han descrito intrusivos ígneos, los que se pueden, en algunos casos, interpretar en curvas eléctricas. En parte central de la cuenca, zona de Barrancabermeja, se interpreta la información litológica perforada y las facies eléctricas como ocasionales areniscas turbidíticas de granos muy finos a limosos y más al norte de calizas arrecifales, estudiadas de cortes, muestras de pared y núcleos adquiridos durante la perforación.

Esto nos hace entender que el tipo de fuente, su vecindad al depósito afecta la capacidad hidrodinámica del proceso de transporte y al ambiente de depósito y el tipo de sedimento y sus características, el cual también se puede ver afectado por procesos diagenéticos los que generan cementaciones de los granos además que, en menor cantidad, estas subpoblaciones tienen tamaños de granos de las otras subpoblaciones que afectan positiva o negativamente a la calidad del reservorio.

Esto es por ejemplo, la presencia abundante de arcilla me afecta la permeabilidad, sin embargo la presencia de arcilla en menor cantidad evita la migración del grano y la no producción de arena, de igual forma los procesos diagenéticos, precipitación de cemento, decrece porosidad y permeabilidad, pero si se lleva a cabo en los inicios del depósito creado, nos ayuda a consolidar la roca y evita la poro necrosis por efecto de la sobrecarga de los sedimentos; si se lleva a cabo de tarde en la historia del reservorio, nos destruye la porosidad y permeabilidad.

Es de acotar que en el caso de geonavegación horizontal de canales apilados con su estratificación granular, el permanente tamizaje en porcentaje durante la perforación, nos ayuda a visualizar si se pasa de un canal a otro.

Estos estudios sedimentológicos complementados con la interpretación geológica de las facies eléctricas de los registros, y de reflectores en las líneas sísmicas utilizados a nivel de los depósitos continentales, en nuestro caso Cenozoico e inicio y finalización del Cretácico, y de igual forma en los depósitos marinos del Cretácico son claves para establecer correlaciones, es decir continuidades dentro del campo.

Si tenemos pozos estratigráficos, con toda la información obtenida, podemos establecer continuidades litológicas dentro de la cuenca, y de esa manera ayudar a incrementar el éxito disminuyendo pérdidas de tiempo y dinero en pozos venideros, utilizando la información obtenida y extrapolada a los pozos a perforar.

1.2. Ambiente Euxínico Anoxico. EOA.

Según en ref., Jenkyns, H. C., 2010, los OAE, eventos oceánicos axónicos, registran abruptos, definidos en tiempo y espacio y grandes cambios en el estado climático y paleoceanográfico del planeta y representan las mayores distorsiones del ciclo global del carbono.

Las fuerzas que actuaron y originaron los OAE durante el Período Cretácico, fueron los violentos incrementos de la temperatura, acompañados de acelerados ciclos hidrológicos, incremento de la meteorización continental, en la descarga de nutrientes a los océanos y lagos, intensificación de las corrientes de surgencia y un incremento en productividad orgánica, muy delimitados en el tiempo.

El rápido flujo de CO₂, de la enorme actividad volcánica atmosférica, muy particularmente de nuestro cinturón de fuego del Pacífico, ocasionado por el empuje, subducción, deslizamiento de las placas continentales y marítimas durante ese Período Geológico.

Aunado al flujo del fondo marino de nuestro mar interior, de fuentes metanogénicas de microorganismos productores de metano, en nuestro caso, en condiciones marinas restringidas tipo estuario, con comunicación exterior muy escasa, calentamiento, degradación de la materia orgánica, características avivadas por el calentamiento climático. y el incremento de las sustancias nutritivas en aguas dulces provenientes de ríos y salobres de las geofomas de estuarios dieron lugar a los eventos OAE. Según en ref., Jenkyns, H. C., 2010, durante el Cretácico se presentaron los siguientes eventos: OAE3 entre 83 - 88 MM; OAE2 88-94; OAE1 entre 99 – 125 mm; FARAONI 133; WEISSERT 140 MM., los cuales se podrían ubicar con estudios de micro paleontología y quimio estratigrafía, correlacionarlos para la cuenca y con mayor precisión para el campo y pozos vecinos, dando lugar a la localización de datum, reservorios/yacimientos.

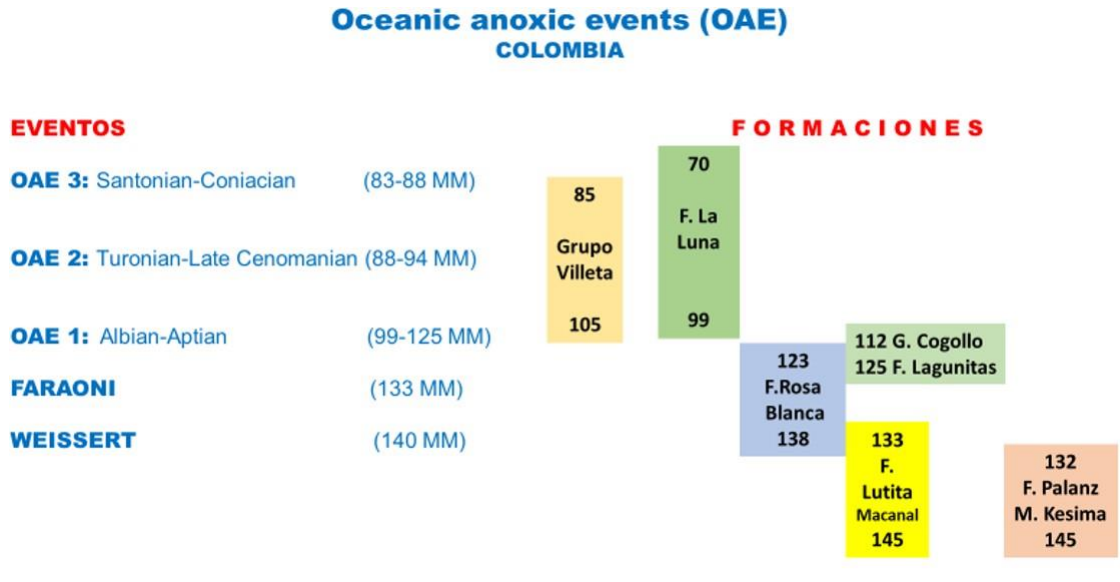


Fig.1.11. Las edades de los ambientes OAE, ambientes oceánicos anóxico euxínico. Ocurrieron fundamentalmente durante el Cretácico. Ref. Jenkyns, H.C., 2010, adicionados con edades y formaciones de ese ambiente Cretácico en Colombia del autor.

La Quimio estratigrafía estudia en la cuenca, la distribución geoquímica de los elementos y su asociación con la evolución estratigráfica y sedimentaria. Se analiza la dimensión témpora espacial vertical y horizontal respectivamente, lo cual ayuda en la dilucidación de las relaciones de los reservorios, las correlaciones geológicas y ayuda en pronosticar el tipo de fluidos.

Los estudios han permitido establecer la ocurrencia de condiciones anóxicas, cuando los océanos llegaron a quedar casi mermados de oxígeno, debajo de la superficie marina. A lo anterior se suma la presencia de H₂S, referido como condición euxínica.

El récord geológico indica que ellas se han sucedido varias veces en el pasado, fig.1-11. Dichos OAE han causado extinciones en masa, las que se consideran marcadores en tiempo de dataciones bioestratigráficas objetivos micro y nano paleontológicos en los pozos por su estrecha relación con los yacimientos.

Estos OAE están fuertemente ligados a lapsus en las circulaciones de las corrientes marítimas, calentamientos climáticos y gases de efecto invernadero, considerando el volcanismo y la liberación de CO₂ el detonante central externo, para el origen de dichos eventos euxínicos.

De acuerdo con los estudios realizados se han datado los eventos OAE: el OAE3 en el 83-88 MM; el OAE2 entre el 88-94 MM; el OAE1 entre el 99-125 MM; Faraoni, 133MM; y el Weissert: 140 MM. Si ubicamos en la misma escala del tiempo dichos eventos y las formaciones, podríamos correlacionar el Grupo Villeta, Formaciones La Luna, Rosa Blanca: Grupo Cogollo, Formaciones Lagunitas, Lutitas de Macanal, Palanz, y sobre dicha correlación, ubicamos las edades de los OAE las que encajan dentro de las edades de las formaciones y su correlaciones, se ubican en el tiempo y espacio, se extrapolan y serian claves para la prospección de reservorios/ yacimientos en la cuenca, ver fig., 1-11.

Los OAE, dieron lugar a las condiciones físico químicas ideales para la abundante producción de materia orgánica, su depósito, preservación en las rocas generadoras depositadas en los mares interiores, dando lugar a la generación de crudo en las rocas generadoras de los yacimientos no convencionales.

Los varios eventos entre los 80 y 140 MM de años son localizados en el tiempo, solo resta localizarlos en el espacio, caracterizarlos y considerarlos como objetivo reservorio/yacimiento en la roca generadora. Esos OAE y su relación con el reservorio/yacimiento, ambiente tan específico en tiempo y lugar, y su efecto global, debe considerarse como un objetivo en la caracterización de cualquier pozo que vaya al Cretácico por su aporte de abono inorgánico y condiciones específicas, que incrementan la abundancia de materia orgánica, su preservación, transformación y las consecuencias que un mecanismo o proceso tienen sobre otro en un efecto dominó, generando condiciones óptimas para obtener como producto final, hidrocarburo.

Basados en estudios de sedimentología y geoquímica orgánica, en ref., Méndez Dot, J.A., Méndez-Baamonde J., Reyes, D., Whilchy R., 2015 y Méndez Dot, J., 2018 se estudiaron 247 muestras de seis núcleos en la Cuenca de Maracaibo, proponen dos niveles ricos en materia orgánica en el Grupo Cogollos como rocas fuente efectivas, adicionales a la Formación La Luna con una migración corta a las facies porosas.

De igual forma con análisis químico estratigráficos de isótopos de C, O y Sr en carbonatos de la Formación Rosa blanca en el área de la Mesa de los Santos y Zapatocha en el Valle Inferior del Magdalena, ref., Bedoya-Rueda, C., Nomesqui-Ortiz, H.E., 2013, determinan edades Valanginiano- Aptiano inferior con valores de $87\text{Sr} / 86\text{Sr}$ para la ocurrencia de los eventos anóxicos oceánicos Weissert, Faraoni y Selly localizados en esa área.

Considerando las Lecciones Aprendidas, se debería considerar todo el cretáceo potencialmente generador de crudo y no limitarse a las Formaciones per se. Adicionalmente, ante la posibilidad de varios yacimientos distribuidos vertical y físicamente muy cercanos en el espacio, considerar la posibilidad de un desarrollo del campo con pozos multilaterales adicionados con “*fish bones*”, tal cual se ha llevado a cabo en la Faja del Orinoco.

2. Geomecánica

El desarrollo de un modelo geomecánico amplio para perforar una roca en estado de equilibrio, a partir de información obtenida en afloramientos y pozos perforados y caracterizado para proyectarlo en la cuenca a perforar, constituye una base para manejar un sinnúmero de problemas de inestabilidad geomecánicos de tipo mecánico por la alta presión compresiva, la fortaleza de la roca, “*rock strength*”, el esfuerzo efectivo, “*effective strength*” y el esfuerzo inducido por la perforación, completamiento y producción; tipo químicos generados por la interacción fluidos del lodo/roca; tipo combinación de ambos; y tipo prácticas inapropiadas de perforación.

Adicionalmente el esfuerzo regional, generado por el choque de las placas oceánicas contra la placa continental, donde se aplica los conceptos de esfuerzo vertical S_v , horizontal mayor S_H , horizontal menor S_h y cuyas magnitudes relativas están relacionados con el estilo de fallamiento del país. Es normal hoy encontrar regionalmente hacia la parte más oriental de la cuenca fallamientos inversos, con estructuras tipo dúplex asociados a la edad de la parte inferior de la formación carbonera y sobreimpuestos hacia la edad de la parte superior, fallamientos de rumbo, “*strike-slip faults*”, dando lugar al tipo de cuenca compresiva y su complejidad tectónica, en Colombia.

En especial en áreas de los flancos occidental y oriental de la cordillera oriental donde la heterogeneidad de los esfuerzos es suprema, se han presentado inestabilidades geomecánicas de tipo mecánico, químico, operacional y combinadas durante la perforación; dirección e inclinación no correctas del pozo; interacción dañina entre la roca y el lodo, al no formular adecuadamente con respecto a la composición de la roca, especialmente con respecto al tipo de arcillas al no considerar su edad; y el ambiente de depósito de las areniscas, en el caso de arenamiento; o combinación de los tipos de inestabilidad.

Estas causas de inestabilidad de factores naturales, están asociados a fallamientos naturales por sobre presión tectónica, desajuste del equilibrio natural al perforar, con caída de la pared del pozo, “*cavings*”, alta presión anormal en el sitio, formaciones sobre comprimidas que se deslizan a lo largo de la litología arcillosa, por el mayor esfuerzo horizontal S_H actual y permanente; o inconsolidadas del Cuaternario/Neógeno que se caen, o formaciones del Cenozoico cuyas arcillas fundamentalmente Smectíticas de ambientes continentales se hinchan; asociados con arenas friables de los mayores canales distributarios, que arenan los pozos, y carbones que al desprenderse o desubicarse generan trancones al paso de la tubería.

Esto último se sucede para todo el cenozoico especialmente ubicados en las finalizaciones parasecuenciales, donde se conjuga hacia el tope la arena, evento de somerización, coronada por el carbón de la secuencia inferior; con la base profundización, arcilla, de la secuencia superior, todo lo anterior como un juego natural de profundización/somerización de la cuenca, lo que, además altera la arcilla, con esos problemas locales amalgamados de arenas friables, carbones caídos en bloque y arcillas hinchables y alteradas por infiltración de agua por emersión litológica, sumados a la tectónica regional.

Similar, aunque con un aditivo, los “*shales*” cretácicos, se presentan desde el sur al norte y del oriente al occidente en el subsuelo de la cuenca entre las cordilleras central y oriental, inclusive unos veinte kilómetros al oriente de la cordillera oriental y otro tanto al occidente de la cordillera central, pero éste allí es diferente al del mar interior, inclusive con presencia de rocas ígneas precretácicas de la placa oceánica, fig. 2.1.

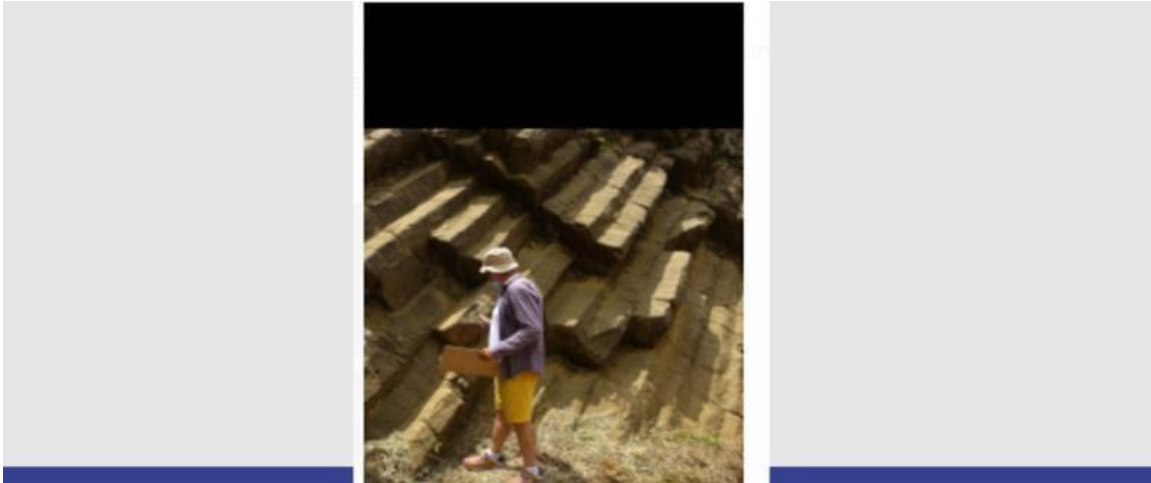


Fig. 2.1. Rocas ígneas, basaltos columnares de la placa oceánica aportada a la placa continental. Al norte de Vijes, a 30 kms. al norte de Cali, Valle del Cauca. Fotografía del autor.

La cuenca cretácica, fig. 1.6 entre la Cordillera Central y parte occidental de los Llanos Orientales, recibe las aguas cretácicas que la colmatan. Su ambiente muy especial, recibe las nanopartículas aportadas por los ríos, eólicamente las cenizas aportadas por los paleo volcanes del cinturón de fuego, y la materia orgánica marina de su propio mar y vegetal de las tierras emergidas, los que, al depositarse, compactarse dan lugar a las lutitas, “*shale*”, nuestra roca generadora de hidrocarburos.

Hacia el sur, en el Putumayo, los “*shales*” se suelen presentar sobre presionados, posiblemente por la generación de crudo y con presencia de eventuales diques ígneos. Con manejo operacional y lodos, se controla. Hacia el centro, valle medio, se presentan con turbiditas, aunque con poco problema de sobrepresión y hacia el norte, noreste, se presentan acompañados de calizas muy ricas en crudo.

Toda esta litología es manejable operacionalmente de una manera proactiva.

Otra particularidad geomecánica del cretáceo, su parte superior y la parte inferior es arenosa, rocas reservorios/yacimientos, las cuales marcan el inicio y el fin del cretáceo respectivamente, trasgresión y regresión marinas, formaciones con algunas variaciones litológicas y nominadas de forma diversa al sur o al norte de la cuenca.

Adicional a lo anterior, la cuenca cretácica presenta varias discordancias a los 145 MM, Cretácico/Jurásico; 55 MM, Eoceno Inferior; 23 MM, Oligoceno Superior, y otras menores en duración, a los 60MM, Paleoceno; 33.9 MM, Oligoceno/Eoceno; 20.4 MM, Mioceno;

5.3 MM, Plioceno/Mioceno; una superficie geológica que separa las rocas más antiguas de las rocas más modernas y que representa un hiato en depósito en el registro geológico, de los sedimentos, posiblemente en combinación con un proceso de erosión o de deformación; rasgo geológico que puede generar problemas de inestabilidad, pero también, si lo sabemos utilizar, nos puede servir como datum de referencia.

Sin embargo también se presenta posibilidad de controlar la inestabilidad por sobre presiones con incremento en densidad en el lodo; modificación en la inclinación y dirección del pozo; manejo de modificación temporal de presiones durante la operación; la interacción roca fluido evitando con tortas de lodos, “*mud cake*” adecuados, hidrataciones, hinchamientos y cambios de presión osmótica, y cambios en la fortaleza de la roca; evitar vibraciones de la sarta de perforación y lodos que ayuden a controlar el incremento natural de la temperatura.

Todo lo anterior se sucede en la cara y alrededor del pozo, durante la perforación del pozo vertical, inclinado y en la trayectoria del pozo horizontal, bajada de los revestimientos y sus asentamientos en función de litología y los esfuerzos horizontales. La predicción y manejo de las presiones de los fluidos involucra el tipo de lodo y su reología para controlar presiones, reacción litológica y esfuerzos tectónicos; durante la perforación y el desarrollo del campo; la optimización en la estabilidad del pozo; el mejor completamiento; siempre considerando la inestabilidad generada con el nuevo estado de esfuerzos, la litología perforada, el tipo de arena durante la producción de los pozos, el fracturamiento hidráulico y en los procesos de mejoramiento e incremento de la producción de petróleo.

Los análisis económicos y la perforación hasta alcances extendidos en pozos horizontales, las características geológicas y la geohistoria tectónica de las cuencas, campos, reservorios, hacen de la perforación de los pozos una preocupación incremental con similitudes generales, de allí la importancia de la caracterización general y su aplicación individual para la valoración de las propiedades geomecánicas, geoquímicas, cromatográficas, eléctricas, sísmicas y su aplicación en el pozo a perforar.

En el estado geomecánico de Colombia, el diagrama de los tres esfuerzos en un punto en el subsuelo, estos tienen valores diferentes, dependiendo de la ubicación en la provincia en tiempo real.

La provincia al sur occidente, el día de hoy con un esfuerzo horizontal mayor en dirección este-oeste, producto del choque de las placas oceánicas de Cocos y Nazca contra la placa continental Sur Americana, presenta un franco y definido ambiente compresivo dirección E-W. Fig. 2.2, en ref., Zoback, M.D., 2007.

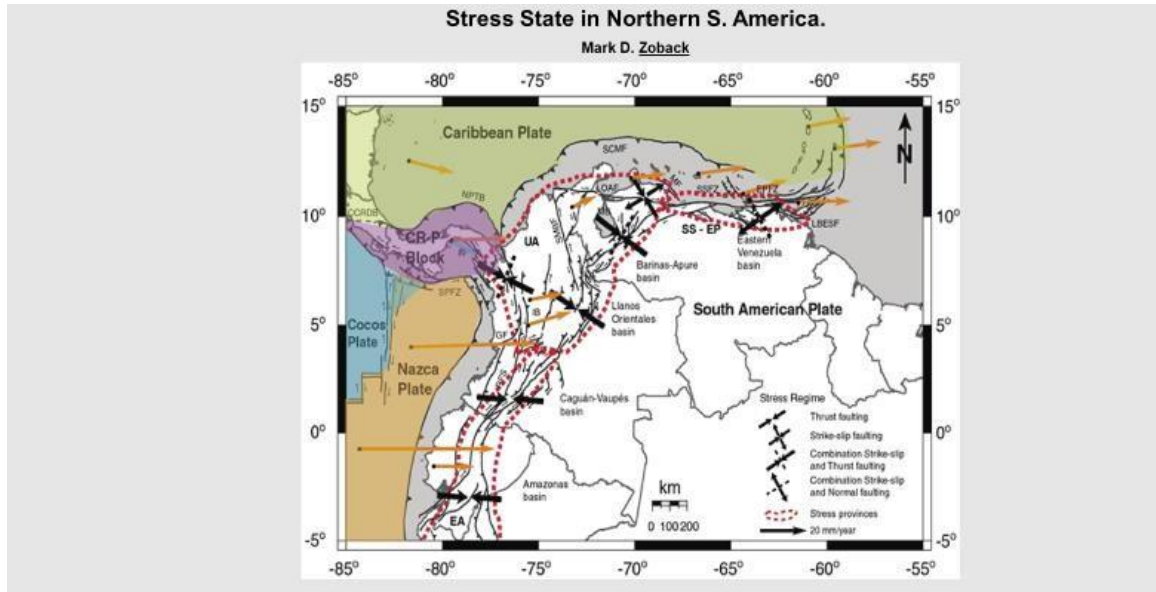


Fig. 2.2. Estado de esfuerzos en el norte oeste de la placa continental suramericana y placas oceánicas vecinas, Se forma una cuenca compresiva, área entre línea roja a trazos, con direcciones de esfuerzos según flechas negras gruesas. Ref. Zoback, M.D., 2007 con modificación del autor.

Un poco más al norte hacia la altura de Panamá, se suman esfuerzos de la Placa Nazca, Cocos chocando contra la micro placa de Panamá, esta contra la placa oceánica Caribe al norte y estas chocando igualmente contra la parte noroeste de la placa continental Sur Americana, con un ambiente compresivo definido con dirección NNW-SSE.

Más hacia Venezuela y a la altura del Lago de Maracaibo, la placa oceánica del Caribe choca contra el norte de la placa continental Sur Americana con esfuerzos similares dando lugar a ambientes extensivos.

Considerando la sismicidad del país, el flanco oriental de la cordillera oriental en su parte centro norte, fracturado del extremo oriental de la placa suramericana desliza en rumbo hacia el norte, noreste formando el sistema de fallas del borde occidental llanero, generando en el sector de Bucaramanga el mayor sitio sísmico del país. Este movimiento de rumbo se sucede en el subsuelo en tiempo real y afecta la perforación a lo largo de ese flanco de la cordillera y la geomorfología actual.

De igual forma, el sector occidental de la cordillera central también desliza el bloque continental contra el bloque del Pacífico en un sistema de fallas de rumbo, las de Romeral, y que en tiempo actual destruyó la mitad de la ciudad de Armenia.

Sin embargo, en el flanco oriental de la cordillera oriental, anterior a los movimientos arriba mencionados y hacia inicios del Periodo Paleógeno, las magnitudes de los esfuerzos eran: $SH_{max} > Sh_{min} > Sv$, dando lugar a fallas inversas “reverse” con estructuras geotectónicas dúplex y tríplex; más los movimientos a fines del Paleógeno con las magnitudes de los esfuerzos: $SH_{max} > Sv > Sh_{min}$ dando lugar a fallas de rumbo “strike slip” con desplazamiento de las estructuras geotectónicas pre formadas.

Considerando la geomecánica regional y local del sitio de la perforación, la anisotropía de esfuerzos compresivos vertical, Sv , el peso de la sobre carga litológica, “overburden”;

los horizontales S_H y S_h , la dirección del choque de las cargas de las placas oceánicas y continentales, compresión y deslizamiento de rumbo “*strike slip*”, todos ellos varían en magnitud y en anisotropía, fig. 2.3.

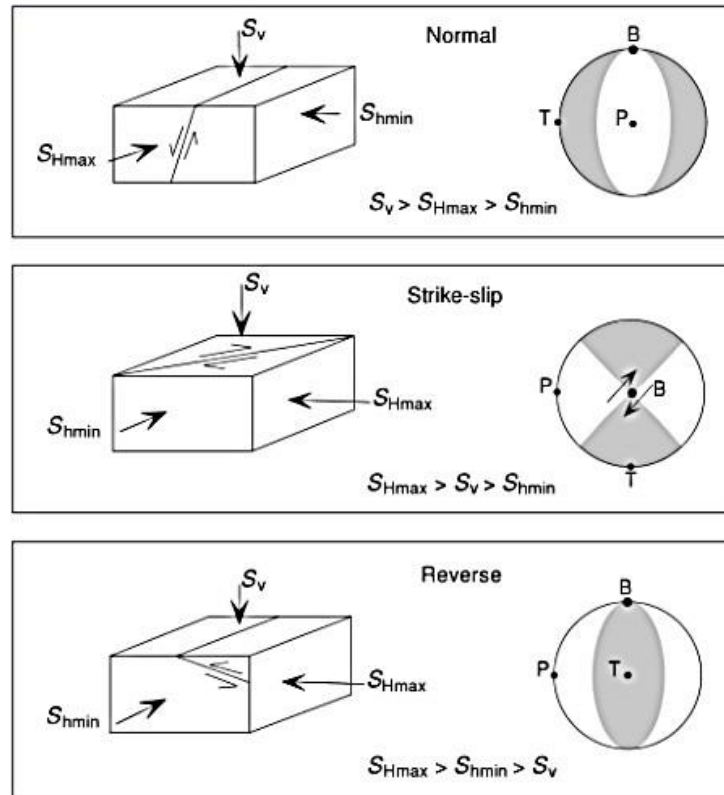


Fig. 2.3. Esquema de la clasificación de E.M. Anderson para magnitudes relativas de esfuerzos “*stress*”. En regiones de fallamiento normal, rumbo “*strike-slip*”, inverso “*reverse*”, aplicables los dos últimos al flanco oriental de la Cordillera Oriental, pg.9. Ref., Zoback, M.D., 2007.

Por lo anterior la ubicación del pozo obliga al conocimiento fundamentado; en el efecto de las magnitudes de los tres esfuerzos compresivos en el lugar, la presión de poros, la presión efectiva, la litología, estratificación, los buzamientos y rumbos antes y después de presencia de fallas, discordancias; para generar el diseño de la construcción del pozo y su perforación, aplicando métodos predictivos integrados, conocimiento fundamentado que ayude a incrementar el éxito en la construcción del pozo con la menor inestabilidad geomecánica, química, operacional y conjugada posible, además de cero daños ecosistémicos.

De igual forma, se estaría dependiente a las limitantes que surjan de la licencia ambiental, en lo relativo con la construcción de la locación, obras especiales para controlar cualquier accidente que se presente en la manipulación en tierra, de máquinas y fluidos utilizados para preparar el lodo de perforación o cortes de roca, fluidos producidos y su manejo, siendo en la locación el sitio de acopio donde se presenta la mayor accidentalidad ecosistémica.

Durante la perforación se optimizan la densidad, la química, los aditivos que mejoren la reología del lodo llegando al punto de utilizar nanopartículas como aditivos para mejorarlo

y disminuir el impacto de las pérdidas por fracturas, por discordancias, fallas; decrecer temperaturas, disminuir arenamiento y daños ambientales durante la perforación, ya que todo lo anterior causa problemas de estabilidad del pozo, colapsos, reducen producción, y llegan a causar pérdida de pozos.

La afectación del sistema de producción por obstrucción o destrucción de líneas, depende de la cantidad de arena producida por el reservorio, la velocidad del grano imprimida por la presión del yacimiento y del ángulo de impacto, y de la relación entre la dirección de los esfuerzos en el sitio; y el ambiente de mayor o menor energía en el transporte de la arena que forma el reservorio, presencia o ausencia del tipo de matriz arcillosa, lo que a su vez depende del manejo del diferencial de presiones en la producción y en el tipo de completamiento del pozo.

La fortaleza de la roca perforada se puede determinar en el laboratorio a través de pruebas uniaxiales y triaxiales, de mayor confiabilidad que los modelajes, y se puede representar gráficamente por una curva de envolvimiento utilizando el Circulo de Mohr para determinar las condiciones a las cuales falla el modelo el que relaciona esfuerzos principales y presión de poros, a la cohesión y el ángulo de fricción interno de la roca. La prueba trata de imitar los esfuerzos de tensión, compresión o diferenciando los esfuerzos máximos y mínimos de la corteza terrestre, a tal extremo que produce el fallamiento de las rocas a un determinado ángulo de fricción in situ. Fig 2.4 en ref., Acock A., ORourke, T., Shrimboh, D., Alexander, J., Kaneko, T., Venkitaraman, A., et al., 2004.

La fortaleza de la roca bajo condiciones del subsuelo depende de varios factores:

La cohesión, resistencia intrínseca al corte; ángulo de fricción interno o ángulo máximo de reposo para la pendiente de dicho material; y los esfuerzos, “*stress*” tectónicos principales el vertical del peso de los sedimentos, máximos y mínimos de los movimientos de las placas y la presión de poros, en el sitio de la perforación.

La cohesión es una característica que depende del grado de cementación de la roca, usualmente cuarzo diagenético, el cual se puede ver en la roca cortada durante la perforación y se puede caracterizar. Las bien cementadas son muy fuertes y los granos unidos, bajan la rata de penetración, desgastan las herramientas de perforación por la fricción de la broca cortando y la sarta de perforación al rotar y rozar las paredes del pozo y al generar golpeteos de la columna de perforación contra el fondo y las paredes del pozo.

Las areniscas que no tienen cemento son friables y los granos se sueltan por el impacto de los chorros con lodo en la broca, los sueltan facilitando la perforación y aumentan la rata de penetración y cuando, fácilmente se desprenden del reservorio realizan una acción de papel lija “*sand blasting*” a lo largo de todo el sistema de perforación, completamiento y transporte de los fluidos producidos.

Usualmente las areniscas de mayor energía, son menos arcillosas, más limpias, más seleccionadas, más maduras, cuarcíticas de canales apilados de alta energía, ubicados en la parte más alta de la parasecuencia y que corresponden al mayor canal distributivo y si no están diagenéticamente afectadas, carecen de cohesión. Su diferencia con las friables radica en que éstas son depósito de canales de menor energía y menor madurez,

pero además están adicionadas pirita en una matriz arcillosa de origen mecánico, la que actúa como una capa que cubre el grano disminuyendo el deslizamiento y ayuda de manera natural a estabilizar la arena hasta cierto punto, dependiendo de los esfuerzos tectónico y presión de poros del yacimiento, se pueden caracterizar

En reservorios de arenas muy limpias y de grano bien seleccionado, redondeado y con cero cemento y matriz, son de permanente seguimiento durante la puesta en producción del yacimiento cuando se alcanzan niveles avanzado de producción porque pueden tener problemas de fallas volumétricas y / o arenamiento por colapso de poros, las que se pueden caracterizar. Allí se recomendaría lodos con nanopartículas que ayudarían a crear esas capas antideslizantes y que no afectan la permeabilidad original. La localización en el subsuelo de la profundidad problema, en tiempo real, es función de la interpretación de facies eléctricas de la parasecuencia y su extrapolación al pozo que se perfora.

Conocido lo anterior, producción de arenas, pérdidas de circulación, arcillas emergidas alteradas, discordancias con pérdidas de fluidos y contacto de rocas con presiones diferentes, fallas se preparan nanofluidos que se inyectarían al pozo en el momento calculado de tal manera que cuando se esté llegando con la perforación a la profundidad con el muy probable problema, el lodo este adicionado de la nanopartícula considerada óptima para inhibir la máxima fuga instantánea explosiva de fluido en la zona fracturada del reservorio, evitando al máximo el daño de formación que se le hace al reservorio/yacimiento por la invasión del fluido y partículas de perforación.

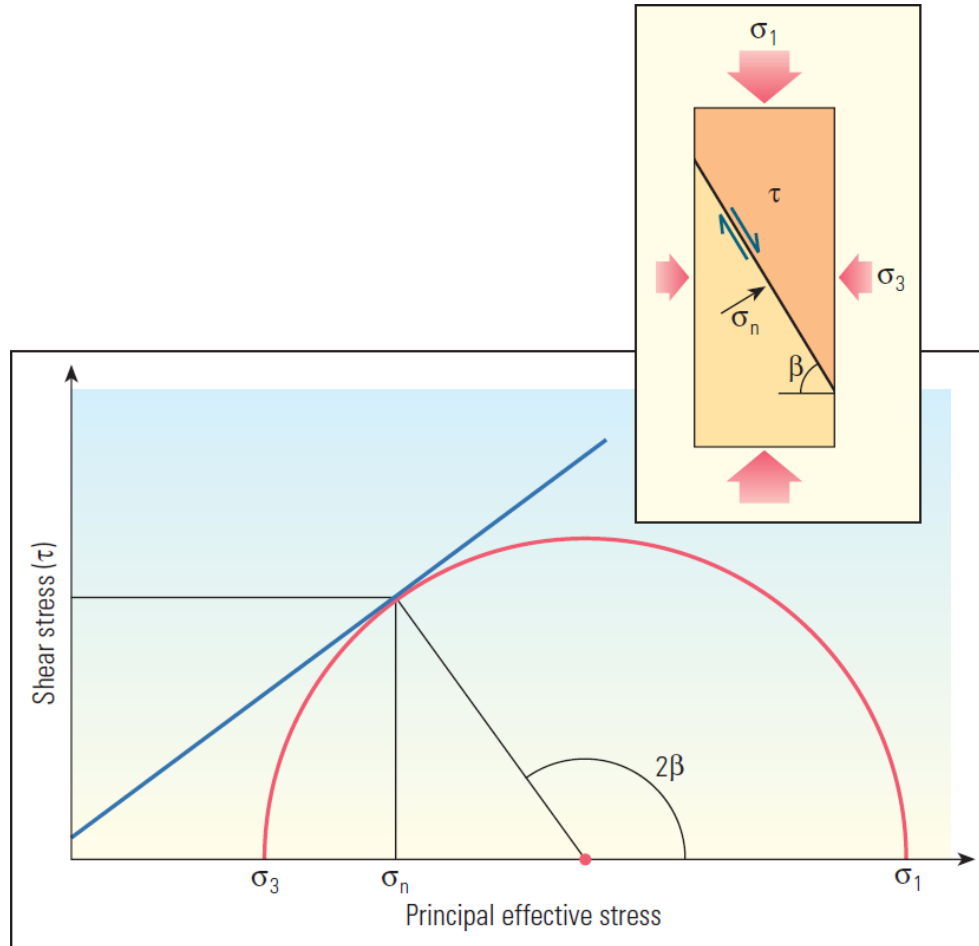


Fig. 2.4. Criterio del fallamiento de Mohr-Coulomb. El círculo de Mohr, en rojo, representa el estado de esfuerzos, “*stress*”, a cualquier orientación en un cuerpo material, que oscila desde el esfuerzo efectivo principal menor σ_3 al más grande σ_1 . Si el círculo de Mohr intercepta la condición defallamiento, azul, el material fallará en forma de cizalla. El círculo de Mohr además provee el esfuerzo normal, “*normal stress*”, σ_n , y el esfuerzo de cizalla, “*shear stress*”, τ sobre el plano de fractura y el ángulo de fallamiento, β , medido desde la dirección perpendicular al máximo estrés principal, 2β , Ref., Acock A., ORourke, T., Shirmboh, D., Alexander, J., Kaneko, T., Venkitaraman, A., et al., 2004.

Durante la perforación del pozo cuando hay problemas de inestabilidad, se presentan algunos indicadores que indican si se trata de origen mecánico (“*breakouts*”, fragmentos, fracturamiento natural cercanamente espaciado, planos de debilidad, fracturas inducidas durante la perforación) o si es de origen químico (reacción química roca/fluido de perforación), operacional o conjugado, lo que obliga a tomar decisiones proactivas, fig., 2.5; en ref., Pasic, B., Gaurina-M, N., Matanovic, D., 2007.

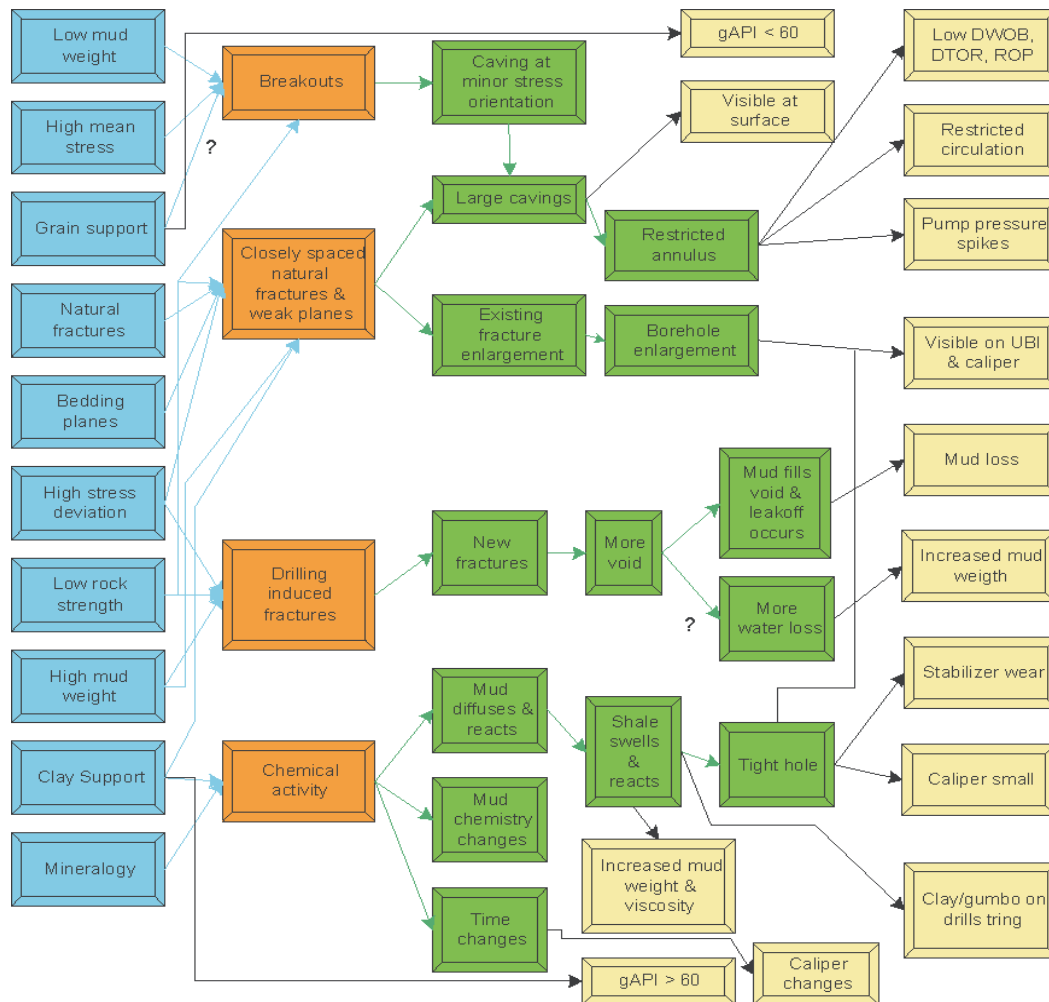


Fig. 2.5. Valoración de las respuestas del pozo a los mecanismos de inestabilidad. Ref., Pasic, B., Gaurina-Medimurec, N., Matanovic, D., 2007.

Es de acotar, que las arcillas continentales fundamentalmente son smectíticas y si el lodo no está acondicionado, se hinchan disminuyendo el tamaño del hueco y generando la presencia de la arcilla como goma en la broca y la tubería de perforación y si se hace crítica, ocasiona pegas de tubería.

La presencia de derrumbes “*cavings*” en forma de astillas, escamas, bloques y otras de tamaños y formas diversa, son de lutitas fundamentalmente illíticas caídas de las paredes del pozo; o la abundancia de cortes “*cuttings*” perforados de la roca, en cantidades manejables con suficiente hidráulica para circular el pozo y mantenerlo limpio, no impide el objetivo de la perforación cual es la de alcanzar el yacimiento y sin tener que asumir, falla de pozo.

La ubicación de un pozo en cualquier parte del área de esas provincias con esos esfuerzos, está sometido a un régimen muy específico de ingeniería de petróleos, geología, geomecánica, reservorio, geofísica y operacional las que marcan una impronta única para su diseño, perforación y completamiento, con una dirección, inclinación y magnitud.

El estudio geológico, geomecánico, de los registros eléctricos nos indica cuando

pasamos discordancias o fallas, por las respuestas y valores diferentes de las litologías, a un lado u otro de sus contactos, aun tratándose del mismo tipo de roca, de allí la suma importancia de sus localizaciones, Fig. 2.6, en ref., Zoback, M.D., 2007.

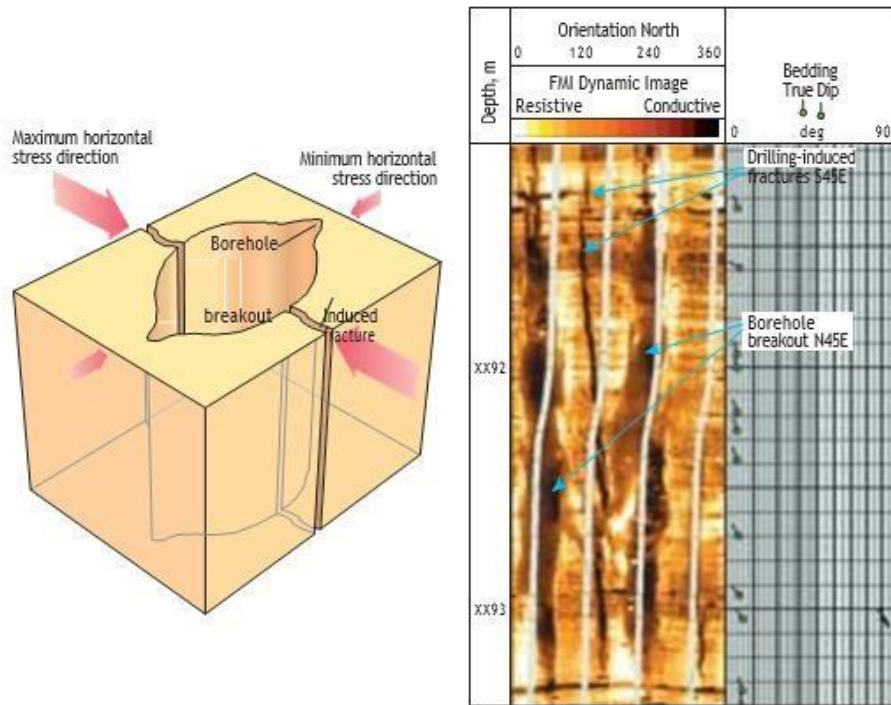


Fig.2-6. Dirección e imagen de los esfuerzos tectónicos in-situ. Gráfico izquierdo. Despliegue de la imagen de la pared de un pozo de 0 a 360 grados, grafico derecha en Ref., Zoback, M.D., 2007.

En su estado natural de compresión del subsuelo, usualmente durante la perforación del pozo, en áreas de arcillas illíticas, izquierda, se pueden presentar dos áreas de agrandamiento, ovalización “*breakout*”, caída explosiva de fragmentos semi redondeados de la roca cuya profundidad y ancho son proporcionales a la magnitud del esfuerzo, estrés, mínimo horizontal, σ_3 , opuestas en 180 grados entre ellas y en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal, σ_3 .

Y de manera similar opuestas entre ellas y a 90 grados de la dirección de agrandamiento se encuentra dos áreas opuestas entre sí en la dirección del máximo esfuerzo, σ_1 , horizontal, donde se inducen fracturas, con aporte al material perforado de fragmentos de forma de aguja caídos, con pérdida de fluido, cuyo origen y orientación son función de los esfuerzos tectónicos in situ.

Estos dos tipos de material aportado a la perforación son totalmente diferentes en su forma a los perforados por la broca y es importantísimo durante la perforación tener una idea cualitativa de la composición de las lutitas y su estado de fragilidad.

Adicionalmente algunas compañías realizan recolección de muestras de cada intervalo perforado y realizan cálculos porcentuales del agrandamiento del hueco, y estudios porcentuales de las formas de muestras recolectados mientras se perfora. Lo anterior

nos permite estimar la orientación y la magnitud de los principales esfuerzos, “*stress*” naturales in situ, en todas las profundidades donde se toman muestras y en todas las condiciones geológicas en el pozo, mientras se perfora “*while drilling*”, operaciones estas que se pueden caracterizar.

La fig. 2.6, a la derecha muestra un FMI “*Fullbore Formation MicroImager*” imágenes de la cara del pozo en sus 360 grados, la cual provee la orientación del desprendimiento “*breakout*” en la dirección del menor esfuerzo, σ_3 y la orientación de la fractura inducida en la dirección del máximo esfuerzo, σ_1 .

“*Track*”, columna izquierda con valores de profundidad, “*Track*”, columna derecha con valores de buzamiento de aproximadamente 5 grados, el cual como en afloramientos se realiza sobre lutitas, ya que en areniscas se suelen presentar estructuras sedimentarias tipo estratificación cruzada no paralelas que distorsionan la inclinación y dirección del estrato.

La imagen muestra a la profundidad de XX92 y a unos 240 grados una franja de color marrón oscura de arriba abajo y hacia los 60 grados una franja similar, son los dos extremos del “*breakout*”, el ensanchamiento circular del pozo, con dirección N45E; y hacia los 120 grados en “*Orientation North*”, una línea continua delgada de marrón oscuro que sería la fractura inducida, con filtración de fluido y que estaría a 90 grados al oriente de la zona de “*breakout*” y que correspondería a la dirección de máxima tensión, σ_1 , “*stress*”, dirección del esfuerzo horizontal máximo.

Son varias las herramientas similares de imagen que junto con registros eléctricos nos proveen con la orientación de “*breakout*”, fracturas inducidas y esfuerzos máximos, σ_1 , y mínimos horizontales, σ_3 , in situ y durante la perforación, todo lo cual lleva a la mejor planificación y perforación del pozo, caracterización que si se dispone de información se puede extrapolar.

Con todo lo anterior, con estudios básicos, avanzados de laboratorio y de campo se estudian las características de las rocas, sus facies litológicas, eléctricas, geomecánicas, geoquímicas, sísmicas, operacionales, la valoración de la influencia de todos esos parámetros a la realidad del pozo, las respuestas del subsuelo a su perforabilidad, a la onda sísmica, a la electricidad, al sonido, para interpretar y establecer fragilidades, extrapolar topes de formaciones, reservorios, sus fluidos; puntos de revestimiento y tipo, su cementación; puntos de cañoneos y sus profundidades finales, todo lo cual caracterizado se extrapola en el campo e inclusive en la cuenca, fig.2.7.

Es de un gran aporte para la perforación, conocer en superficie la litología que se perfora, esto es, el amplio rango de ambientes geológicos de depósito de las rocas sedimentarias, pasando por las rocas ígneas, las metamórficas los parámetros físico químico de sus ambientes de formación, las estabildades de sus minerales bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, o el ambiente de depósito de las sedimentarias, caracterizado por procesos distintivos únicos físicos, biológicos y químicos los que operan a ratas, intensidades únicas muy específicas, los que imparten huellas en los sedimentos,

característico para cada depósito, y que durante la perforación nos ayudan a tomar decisiones proactivas.

Un ambiente sedimentario por lo tal tendrá procesos de depósito, tectónicos de levantamiento, respuestas de flexión, fractura, erosión y aún de hiatos. Muchas de estas huellas son plasmadas en la litología y algunas de ellas, durante la perforación las podemos visualizar, perforar y caracterizar, estudiándolas y utilizando herramientas.

Es de sumo cuidado la perforación de los diferentes ambientes por sus respuestas geomecánicas, químicas, operacionales o conjugadas; atravesar fallas, discordancias por sus diferentes respuestas de las litologías antes y después de cruzarlos. De allí la suma importancia del conocimiento académico y la experticia profesional.

En la gráfica 2.7, se ilustra la incidencia de los planos de estratificación y el buzamiento, en la estabilidad del pozo, durante la perforación en el pie de monte llanero de los Andes de Colombia, área de gran anisotropía de esfuerzos tectónicos.

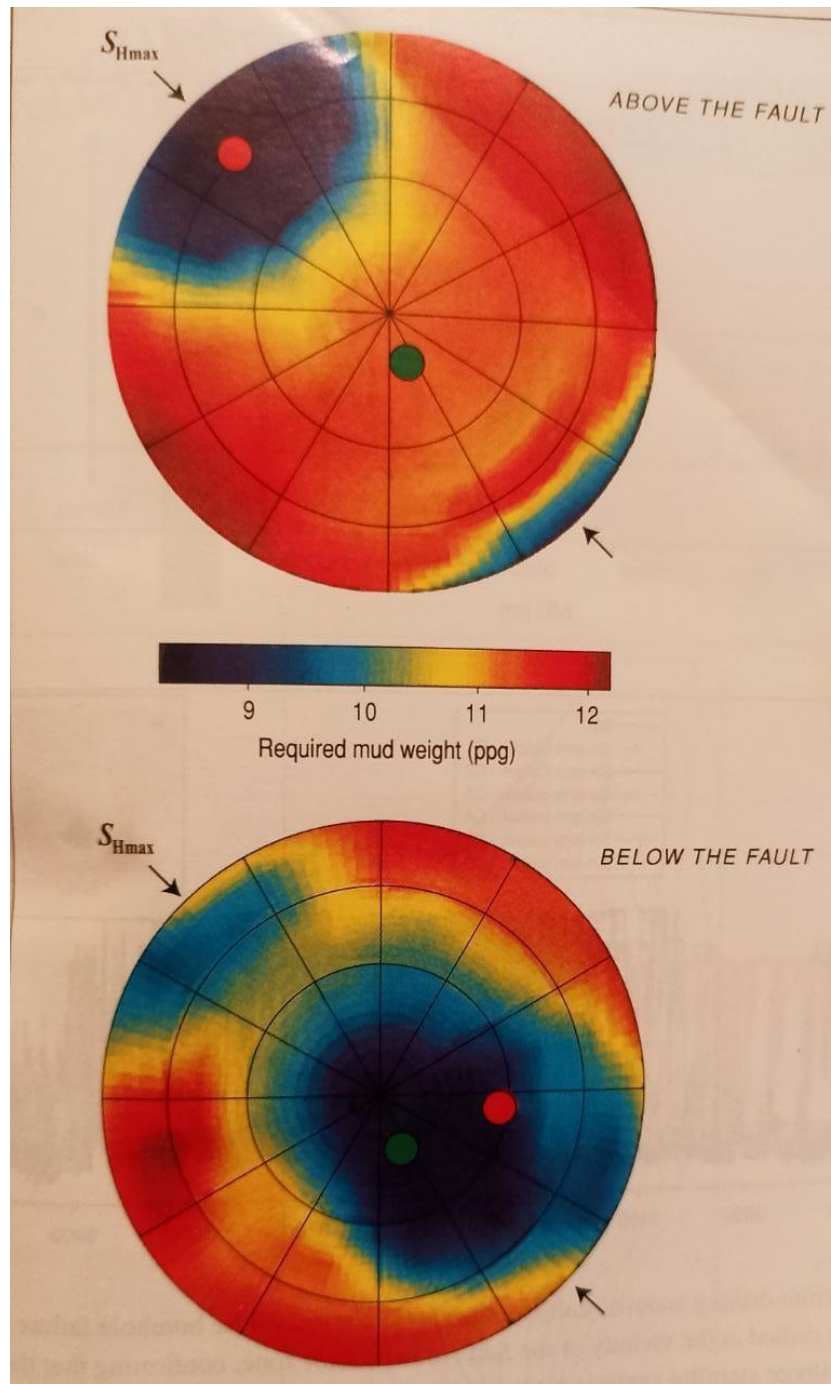


Fig. 2-7. Buzamiento de los estratos y su efecto en la estabilidad del pozo. Los planos de estratificación pueden afectar la estabilidad del pozo en diferentes ambientes geológicos. Cuando los planos de estratificación buzanan fuertemente, la desviación y la dirección de los pozos tienen un fuerte efecto en la estabilidad del pozo. Un pozo en el pie de monte llanero con falla a los 15000 pies de profundidad. El diagrama superior por encima de la falla los estratos, polo rojo, buzanan 60° . Por debajo de la falla los estratos, polo rojo, buzanan 30° . Ref., Zoback, M.D., 2007.

La gráfica de un pozo vertical, pozo, polo verde, ubicado arriba encima de una falla, y debajo de una falla. Por encima de la falla, el pozo está ubicado sobre zona neurálgica, color rojo, zona de "shale", con buzamiento, inclinación, fisiles, nano laminas que deslizan con gran facilidad, dando lugar al ensanchamiento del pozo, lo cual se vería en los "caliper", calibradores del diámetro del pozo.

Al pasar la falla, durante la perforación, aunque el pozo continúa con la misma ubicación, dirección e inclinación, el buzamiento de los “*shale*”, naturalmente ocurren cambios a un lado y otro de la falla. Es menor, la inclinación del “*shale*” con respecto al ubicado por encima de la falla y el polo de la inclinación de los estratos, en la gráfica, se desplaza a la zona de seguridad de color azul, porque la perforación se realiza más ortogonal con las lutitas, regresando a la ventana de seguridad de la perforación del pozo y se modifica el fluido de perforación, y disminuyen los problemas de deslizamiento a lo largo de los nano planos, estratificación característica de los “*shale*”, lutitas.

Es de resaltar que este tipo de ocurrencias naturales, se presentan con diferentes magnitudes y respuestas, esto es, si se trata de una arcillolita alterada por filtración de agua, especialmente en áreas emergidas de las parasecuencias; zonas afectadas por fallas, discordancias; que involucran litologías diferentes y presiones diferentes, composición química de las litologías, cambios locales de los esfuerzos principales en el subsuelo, con afectación natural diferente arriba o debajo de la profundidad del posible problema y con operaciones no adecuadas para enfrentar estas variabilidades.

Sin embargo, el estudio y escrito y las características sobre el pozo a perforar, completar, estimular, está sometido a las incidencias que se presenten durante la operación de perforación, completamiento y estímulo. Partimos de una interpretación de información obtenida de escritos, modelos, siendo la de laboratorios y de pozos anteriores, la más real, se caracteriza y se adapta durante la construcción del pozo, porque aún no conocemos herramienta alguna que nos diga allí está éste y/o aquello.

3. Nanotecnología

La nanotecnología está presente formando parte de ese conjunto de procesos y mecanismos punta que integran esa cuarta revolución integral y hoy en día esa quinta ola, que junto con la generación de profesionales del petróleo, un poco más temprano de los YNC y mucho más tarde que las leyes físicas y químicas convencionales que rigen el universo, hoy bajo otras leyes cuánticas la estudiamos y utilizamos.

La define la European Commission:

“Nanotechnology is the study of phenomena and fine-tuning of materials at atomic, molecular and macromolecular scales, where properties differ significantly from those at a large scale”.

Esa metricidad nano, en tamaños de partículas, hoy afectan los procedimientos y mecanismos afines al mundo nano del petróleo, formando la roca generadora con sus fluidos logrando su migración, depósito, almacenamiento, sello, producción, transporte y transformación en productos básicos.

Su aplicación hace parte de las herramientas y materiales que hoy en día se utilizan, entre otras, para mejorar la tecnología de la perforación de los reservorios convencionales y no convencionales.

Artificialmente creadas se utilizan para perforar un buen pozo, toma de información, incremento en la producción, mejoramiento de la calidad del reservorio; buscando mejorar el éxito.

La Facultad de Minas en Medellín, UNAL a través del Grupo de Investigación, Fenómenos de Superficie Michael Polanyi, la UIS y otras universidades e Institutos Nacionales han venido realizando investigación en laboratorio y aplicada a más de 20 pozos, pilotos y desarrollo, además de otros trabajos por otros entes en otros países, aunque en menor proporción en la perforación.

A nivel de perforación, el equipamiento, diseño de nano fluidos, se ha venido mejorando para evitar altos filtrado, combatir pérdidas por altos borbotones de fluidos antes de la formación de la torta de lodo en rocas fracturadas altamente permeables, reducir espesor de las tortas de lodo, decrecer daños de formación, prevenir inestabilidad del pozo y disminuir los tiempos no productivos.

Reológicamente, los nano fluidos, soluciones compuestas de nanomateriales una de cuyas dimensiones es menor de 100 nanómetros, mejoran los fluidos de perforación en base agua, muy amigables con el medio ambiente, sellando las caras de las formaciones a la transmisión de presiones, minimizando la interacción fluido/formación y taponando la pared y evitar la muy dañina filtración de fluidos al reservorio; inhibiendo la hidratación de Smectitas y estabilizando lutitas y las filtraciones en arenas friables, y aventajándolos en el manejo de ambientes de altas presiones y temperaturas, HPHT, en una muy rentable excelente innovación, ref., en Karakosta, K., Mitropoulos, A.C., Kyzas, G. Z., 2021.

Según en ref., Deville, J.P., May, P.A., Miller, J.J., 2022, la utilización de aditivos de nanopartículas híbridas orgánicas/inorgánicas en formulaciones de fluidos de perforación en base agua, reduce substancialmente la pérdida permanente de fluido en zonas permeables y reduce los volúmenes repentinos de pérdida de lodo antes de formarse la

torta de lodo, “*mud cake*”, en zonas de alta permeabilidad, lo que representa cambios muy grandes que los usuales en los que utilizan lodos convencionales, ya que mejora la estabilidad del pozo, reduce el daño en la formación, y reduce los tiempos no productivos. Según ref., en Abdo, J., Haneef, M.D., 2010, establecen que la utilización de nanopartículas puede mejorar la reología del lodo y sus propiedades de filtración, de tal forma que la utilización de materiales químicos especiales costosos, se puede eliminar y utilizar nanopartículas menos costosas y más eficientes. Por ejemplo, ref., en Mansoor, H.H., Devarapu, S.R., Robello, S., Sharma, T., Ponmani, S., 2021. realizan una investigación experimental con nano fluidos con Aloe vera con CuO, mejoran las propiedades reológicas, decrecen la filtración y recobran la viscosidad, y la estabilidad térmica de un fluido de perforación en base agua.

A nivel de desarrollo se han utilizado como lanzamiento de trazadores radioactivos para establecer continuidades en canales y en fracturamiento hidráulico para rompimiento de cadenas de polímeros transportadores y bajar producción de agua.

Sin embargo, en ref., Fakoya, M.F., Shah, S.N., 2017, las nanopartículas de sílice, por su versatilidad están siendo mayormente utilizadas en diferentes investigaciones en la industria del petróleo.

Dióxido de sílice, SiO₂, sílice, muy abundante en la naturaleza en la forma de arena o cuarzo, forma parte del bloque constructor de abundantes estructuras naturales y artificiales.

En Colombia serían candidatas a utilizar las areniscas de las Formaciones Mirador, Cuervo y Barco del Cenozoico Inferior y Guadalupe del Mesozoico superior, las que usualmente son de cuarzos bien preservados, granos finos a muy finos, con escasa matriz, bien seleccionadas y maduras, las que aflorando se les encuentra en la cordillera oriental.

Con el advenimiento de la nanotecnología se ha incentivado la investigación sobre nuevas capacidades a partir de su estructura a nivel nano y construir nano partículas. Su superficie se puede volver no polar, no existe carga, cuando se les trata con compuestos como alcoholes, etc.

Se utiliza, en la industria del petróleo, en lodos en base agua, en la reducción de la invasión de fluidos en lutitas, control de filtraciones, reológico control en fluidos, cementación de pozos, estabilidad de emulsiones y espumas, mejoramiento en el recobro de petróleo, reducción de arrastre en medios porosos. Se sigue investigando explorando la versatilidad de esas nanopartículas y su mayor utilización no solo en procesos de mejoramiento e incremento en la producción, pero también durante la perforación coadyuvando en la disminución en las pérdidas de circulación, en los daños de formación, estabilidad litológica, pérdidas de tiempo durante la perforación.

4. Tecnología de la Perforación

Adicional a la investigación sobre la versatilidad de las nanopartículas, estos retos exploratorios y en especial de desarrollo en campos maduros, las herramientas utilizadas en su momento, por su antigüedad, hoy en día, presentan información de su época con poca definición, de poca profundidad o muy afectadas por capas vecinas con resultados de mucha incertidumbre.

De allí que la utilización de herramientas con tecnología punta y lo más avanzado en nanomateriales y la permanente producción de escritos de investigación experimental actualizados en todos los aspectos, y relacionados con la perforación exploratoria o de desarrollo, en yacimientos convencionales o no convencionales, son más económicas, prácticas, factibles y cuando se utilizan de manera proactiva, se incrementa el éxito.

La localización del yacimiento, el diseño del pozo, el fluido de perforación, su profundidad, su completamiento, sus pruebas y producción, es producto de la caracterización de los pozos vecinos y su extrapolación al pozo virtual y nuevo a perforar.

El buen acceso a los yacimientos de hidrocarburos en el subsuelo, solo se logra llevando a cabo procesos integrados, críticos que involucran perforación del pozo, su completamiento y puesta en producción.

Sin embargo, todos los parámetros iniciales que utilizamos para construir el pozo son tomados de la caracterización de los pozos vecinos y que dan origen a los atributos a tener en cuenta en la perforación del pozo. Seleccionados de la mejor manera, conlleva a una perforación con fluidos de perforación, mantenidos adecuadamente durante la operación junto con parámetros mecánicos que ayudarían a decrecer tiempos muertos e incrementar el éxito con una producción, mayor, económica, informativa y amigable con el ecosistema.

4.1. Propiedades Reológicas

El óptimo diseño, el desarrollo y la adaptación de los lodos de perforación se realiza teniendo en cuenta la litología, la perforación y sus respuestas a partir de la información adquirida de pozos vecinos.

Todas las lecciones aprendidas se toman y se tienen en cuenta para elaborar el lodo lo más adecuado a la litología a perforar antes de la operación y se aplica durante toda la perforación del pozo, con la particularidad que, igualmente durante la perforación, todas las modificaciones operativas basadas en las lecciones, son proactivas.

4.2. Utilización de nanopartículas

La nanotecnología como una rama de la ciencia a partir de la década anterior comenzó a hacerlo en la industria del petróleo, pasando del laboratorio y la simulación numérica, a

experimentos en el campo y su aplicación en ambiente real, está creciendo como se evidencia por el auge de las investigaciones y aplicaciones de campo que hoy se llevan a cabo de manera global, Fig. 4-1, en ref., Franco, C.A., Franco, C.A., Zabala, R.D., Bahamón, I., Forero, A., Cortés, F.B., 2021.

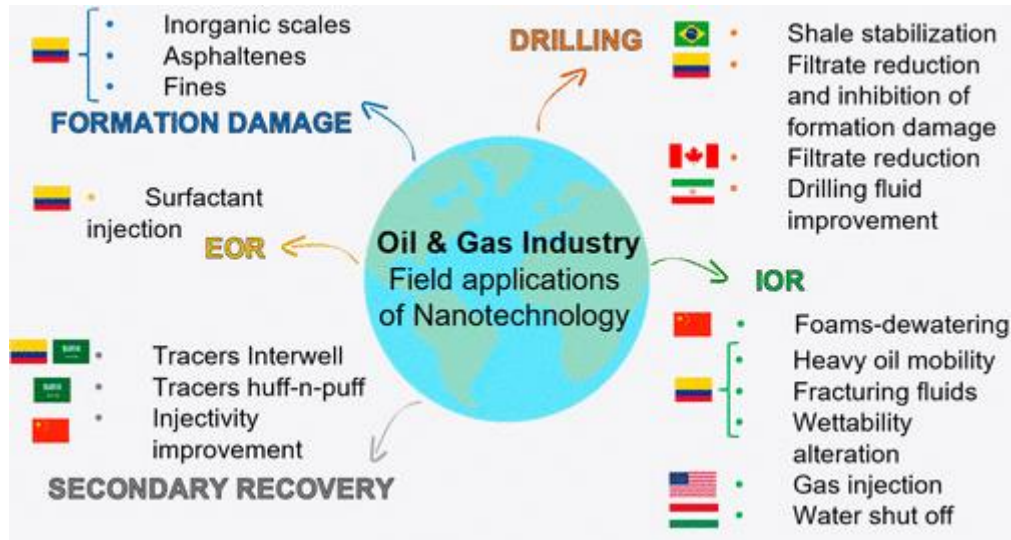


Fig. 4.1. La nanotecnología se ha aplicado en más de 20 pozos en Colombia. Tratados con problemas de daños de formación, tales como precipitación/depósito de asfaltenos, migración de finos, depósito de escamas inorgánicas; se examinan algunos métodos para mejorar los fluidos de perforación en Canadá, Brasil, Irán y Colombia; se discuten aplicaciones en IOR, tales como estrategias para mejorar la productividad de crudos pesados y extra pesados utilizando incrementos en la movilidad y fracturamiento hidráulico en Colombia; ensayos para cortes de agua en la Formación Csongrad-3 en el campo Algyo en Hungría; inyección de nanocápsulas para alterar mojabilidades; inyección de gas (N₂ y CO₂) en presencia de nanopartículas en las Formaciones, Austin Chalk, Buda e Eagle Ford en los USA; espumas asistidas con nanopartículas para remoción de agua de lodos en base agua en China; exploración en el diseño e implementación de A-Dots y carbón cuántico Dots como trazadores en Arabia Saudita y Colombia respectivamente; nanopartículas hidrofóbicas como reductores de arrastre en pozos inyectores en China; nano fluidos para el incremento en los proceso químicos de mejoramiento del recobro al sur de Colombia, en Ref., Franco, C.A., Franco, C.A., Zabala, R.D., Bahamón, I., Forero, A., Cortés, F.B., 2021.

Muchas de estas investigaciones, experimentos y aplicaciones en campo en Colombia, son realizadas por el Grupo de Investigación: Fenómenos de Superficie, Michael Polanyi. Profesores: Camilo Andrés Franco Ariza y Farid Bernard Cortes Correa. Facultad de Minas, Medellín, Universidad Nacional de Colombia.

Las nanopartículas poseen propiedades físicas y químicas únicas debido a su tamaño nano, 10⁻⁹ m., y muy grande superficie areal por unidad de volumen, de allí su alta reactividad con otras moléculas, las que, al ser agregadas a un fluido, su mezcla da lugar a un nano fluido, cuya base es agua como es el lodo en base agua, fig., 4.2.

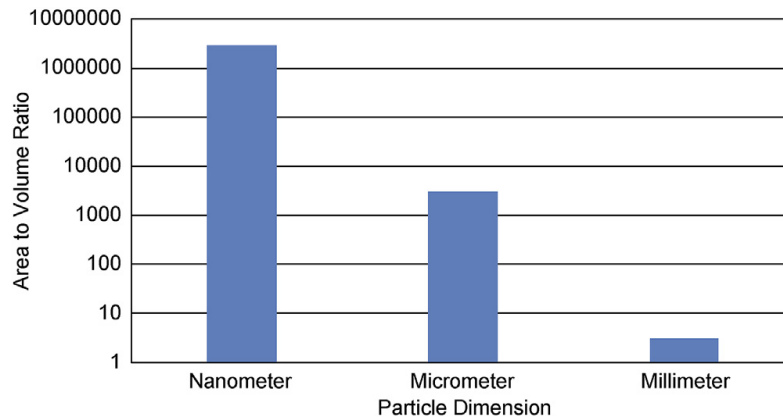


Fig.4.2. Relación del área superficial con respecto al volumen. Observen la diferencia magistral en área superficial entre una partícula nano y una milimétrica, sobre la que actúan los fenómenos de superficie. Ref., Fakoya, M.F., Shah, S.N., 2017.

En el petróleo, como nueva tecnología, se está utilizando en proyectos de recobro e incremento mejorado, el EOR, “*Enhanced Oil Recovery*”, recuperación mejorada de petróleo, método para la recuperación adicional del petróleo, usa técnicas sofisticadas que restauran la presión, mejoran el desplazamiento del petróleo y el flujo de fluidos, y el IOR “*Incremental Oil Recovery*”, recuperación de petróleo mejorada, se usa en actividades que incrementan la producción de petróleo, e incrementan el factor de recuperación. Igual se está utilizando en cementación, herramientas, fluidos de perforación, con el fin de prevenir pérdidas o ganancias de fluidos durante la perforación, pegadas de tubería y en mejoras en la eficiencia del recobro, y para ayudar en la estabilidad y la integridad del hueco perforado, en ref., Fakoya, M.F., Shah, S.N., 2017.

Con la información obtenida de las nanopartículas trazadoras que atraviesan el reservorio, podemos conocer algunas características de la interconexión, heterogeneidades, movimientos del agua, las que se pueden utilizar para incrementar el éxito en los esfuerzos de incremento en la recuperación de los hidrocarburos.

De igual forma, la investigación en ref., Fakoya, M.F., Shah, S.N., 2017, sugiere que para lograr mejores resultados o nuevas aplicaciones se requiere sinergismo en la utilización de los materiales y de equipos humanos y llevarlas al campo. De allí la necesidad de estudios de prefactibilidad sobre su utilización en el futuro próximo, en especial con partículas denano silicio, la que se desempeña muy bien en áreas de lutitas.

Cuando se aportan nano partículas naturales, orgánicas, inorgánicas, híbridas, individuales, colectivas, con composiciones y concentraciones diversas, producto de aporte inorgánico por meteorización y erosión de terrenos emergidos, actividad volcánica

extrusiva e intrusiva; aporte orgánico de la flora, de dichos terrenos y de la fauna marina en el momento del depósito en un ambiente marino semi cerrado con influencia continental, tipo estuario, se forman las lutitas cretácicas como en Colombia.

Esta subpoblación de partículas es transportada fundamentalmente en suspensión, como un nano fluido por los ríos; la generada por actividad volcánica extrusiva de forma eólica y otra menor volcánica intrusiva, trabajada y mezcladas de igual forma, de manera natural, durante el transporte y el depósito dando lugar a las lutitas, un depósito de una mezcla de nanopartículas muy heterogéneas en un nano fluido.

En tanto que a los nano fluidos preparados de manera artificial se les adicionan diferentes nanopartículas, a un fluido base que puede ser agua, a concentraciones diferentes, menores del 1%, como por ejemplo con aloe-vera y CuO para que las nanopartículas suspendidas mejoren la estabilidad térmica, conductividad, reología, de los fluidos de perforación, completamiento, estimulación y explotación según en ref., Mansoor, H.H., Devarapu, S.R., Robello, S., Sharma, T., Ponmani, S., 2021, y ref., Fakoya, M.F., Shah, S.N., 2017.

Estos fluidos de perforación forman suspensiones estables con altas conductividades, transferencia de calores, mínima erosión y cambio de presiones, tortas de lodo, “*mud cake*”, mínimas, mínima filtración, transporte de sedimentos, sostenimiento de ripios cortados, etc., aplicables en perforación, completamiento, estimulación, explotación, para incrementar el éxito.

Con la incorporación de nano partículas de arcilla/ SiO₂, óxido de hierro (Fe₂O₃), óxido de zinc-compuestos de acrilamida, han sido reportados mejoramiento en la estabilidad reológica térmica y en la disminución del filtrado característicos de los lodos en base agua a altas temperaturas con el incremento en la concentración de nanopartículas, también se dice en ref., Mansoor, H.H., Devarapu, S.R., Robello, S., Sharma, T., Ponmani, S., 2021, que la adición de nanopartículas de CuO mejora la conductividad térmica y reduce el gradiente de temperatura, de igual manera, que los nano fluidos tienen mejores propiedades reológicas y termo físicas, que los lodos convencionales en base agua, y se habla de numerosos métodos para preparar nano fluidos estables.

4.3. Fluidos de Perforación

Además de transportar el material cortado a la superficie, se realizan otras funciones fundamentales para llevar a cabo la buena perforación de un pozo. Entre otras, los lodos de perforación, un sistema cerrado, homogéneo, compuesto, formulado de líquidos, sólidos y químicos que además transportan hacia la superficie, partículas cortadas del fondo de tamaños micro y macro, enfrían, limpian y lubrican la broca y la tubería de perforación; soportan y mantienen la estabilidad del pozo; controlan la presión del fondo; con su efecto de flotabilidad parcialmente soportan el peso de la tubería; mejora la rata de perforación; con la torta construida con mínimo espesor e impermeable sobre la pared del pozo controla la pérdida de fluidos, aíslan la formación evitando el daño, y pegas de tubería, en ref., Karakosta, K., Mitropoulos, A.C., Kyzas, G. Z., 2021.

Su formulación es función de las tareas a realizar, de allí que su composición parte de simple agua con arcilla hasta sistemas complejos que abarquen los diferentes ambientes propios de cada una de condiciones geológicas a encontrar.

En el caso de la utilización de la nanotecnología, se preparan varios nano fluidos en base agua con nanopartículas comercialmente disponibles. Se hicieron pruebas y sus resultados indican que tienen mejores propiedades viscosas que los bentónicos, la fortaleza del gel es constante durante el tiempo de las pruebas; las características de la pérdida de filtrado, toma de la formación, para ambos fueron similar, pero no se observó, en un ambiente de súbita alta permeabilidad, el chorro de pérdida inicial, toma de la formación, antes de formar la torta; y en los nano fluidos, la torta fue más delgada, con menos de 1 mm e impermeable.

En otra investigación, ref., en Ragab, A.S., Noah, A., 2014, en concentraciones de nano sílica entre el 20 y 30% wt, peso, han logrado reducir hasta un 56% la pérdida de fluido, toma de la formación, comparado con lodos de perforación corrientes.

En un estudio ref., en Sharma, T., Iglauer, S., Sangwai, J.S., 2016, se preparó lodos de perforación que contenía nano sílica para taponar microfracturas y tratar el agua de invasión, en lutitas generadoras de la Formación Mancos del Cretácico tardío en Mancos, Colorado, USA, muy similar en edad y ambiente de depósito de la lutita generadora del Eagle Ford cretácico del mar interior del sur de Norte América, y de la lutita generadora cretácico del mar interior del norte de Sur América.

Se prepararon tres muestras de lodo de perforación: la muestra A solo lodo WBM, (“*water base mud*”) en base agua, de perforación; muestra B lodo de perforación con solo nanopartículas; muestra C lodo de perforación con un tercio de la cantidad de las nano partículas contenidas en la muestra B. Se realizaron pruebas de presión de penetración para medir el efecto de los tres diferentes tipos de lodo.

Los resultados han demostrado, que, al incrementar la cantidad de partículas, la habilidad del taponamiento de la permeabilidad se aumenta. La muestra B presenta los mejores resultados con una reducción del 98% en la permeabilidad de la torta, con una reducción en la permeabilidad del lodo de 0.0018 nDarcy.

Por lo tal, la invasión del fluido, partículas, inestabilidad del pozo, y la pérdida de fluido, toma de fluido, se redujo de 10 a 100 veces.

En ref., Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017 encuentran, como se muestra en la figura 4-3. a y b, que los nano fluidos tienen la propiedad de construir estructuras ordenadas entre sus nano partículas, “*wedge-shaped film*” en contacto alineado con la fase del petróleo. Esta película estimula la expansión del nano fluido a través de toda la superficie en ref., Hendraningrat, L., Torsaeter, O., 2014.

En ref., Ehtesabi, H., Ahadian, M.M., Taghikhani, V., Ghazanfari, M.H., 2013 investigaron y hallaron que la propiedad de construir estructuras ordenadas en contacto alineado con el petróleo, fue producido por la presión estructural inducida de separación de las nanopartículas. Encuentran que la presión estructural de separación está relacionada con la habilidad de un fluido para esparcirse y dispersarse a través de toda la superficie de un substrato obedeciendo a la diferencia de fuerzas interfaciales entre el petróleo y

las fases sólidas en ref., Hendraningrat, L., Torsæter, O., 2014 y Afolabi, R.O., Yusuf, E.O., 2018.

Según en ref., Agi, A., Junin, R., Gbonhinbor, J., Onyekonwu, M., 2018, la desobstrucción de los canales porosos es uno de los resultados favorables de utilizar nanopartículas en EOR. En ref., Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017, y en ref., Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020 JA, echan luz sobre los dos mayores mecanismos que causan el taponamiento de los canales porosos: entrapamiento mecánico y “*log-jamming*”, embotellamiento, (Fig. 4.3b).

En ref., Afolabi, R.O., Yusuf, E.O., 2018, establecieron que las nano partículas tienen la habilidad de dar salida a un fenómeno llamado entrapamiento mecánico: un fenómeno que puede ser percibido cuando el tamaño del poro o el cuello del poro de la roca es más pequeño que el tamaño de las nanopartículas.

Por otro lado, el embotellamiento de los canales porosos ocurre debido al “*log-jamming*”, embotellamiento, empujamiento, cuando la acumulación de nano partículas de los fluidos que se mueven a través de los poros toma lugar en los cuellos de los poros, en ref., Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017. La acumulación ocurre debido al incremento de la velocidad de los nano fluidos, la cual fue causada por la presión diferencial y el estrechamiento del área de flujo, dando un flujo más rápido a las moléculas menores de agua y dejando las nanopartículas atrás.

Esta acumulación produce una presión diferencial adicional en el vecindario de cuellos de poro y por tanto empujando las gotas de petróleo atrapadas en el cuerpo del poro en ref., Afolabi, R.O., Yusuf, E.O., 2018.

La mojabilidad de las rocas, la cual es un parámetro crucial para el manejo del recobro del petróleo, es definida como la tendencia de los fluidos para adherirse a la superficie de la roca compitiendo con otro fluido inmisible Fig. 4.4 en ref. Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017 y en ref., Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020. La recuperación de petróleo se puede incrementar cambiando la mojabilidad, en petróleo a mojado en agua en ref., Nazari, R. M, Bahramian, A., Fakhroueian, Z., Karimi, A., Arya, S., 2015 y en ref., Al-Anssari, S., Arif, M., Wang, S., Barifcani, A., Lebedev, M., Iglauer, S., 2018 y en ref., Zargar, G., Arabpour, T., Manshad, A.K., Ali, J.A., Sajadi, M.S., Keshavarz, A., Mohammadi, A.H., 2020.

La adición de nanopartículas a los fluidos utilizados tiene un efecto mayúsculo. En ref., Cheraghian, G., Hendraningrat, L., 2016 reportaron que la superficie de la roca puede adsorber nano partículas causando cambios en el nivel de la mojabilidad de la roca, como se ilustra en la Fig. 4.3, c, en ref., Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020.

La precipitación de asfalteno junto con procesos mecánicos o químicos pueden llevar a algunos problemas como la reducción de la permeabilidad efectiva y el bloqueamiento de los oleoductos de transporte y por lo tanto se debe buscar una solución, fig. 4.3, d, en ref., Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020, en ref., Guo, B., Liu, G., 2011, en, Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017. Como se puede ver en la fig., 4-3, d, en ref., Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020 en presencia de nanopartículas; la adsorción de nanopartículas pueden ocurrir sobre la superficie de moléculas de asfalteno individualizándolo y esto reduce la

floculación de asfalteno en el medio poroso en ref., Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017.

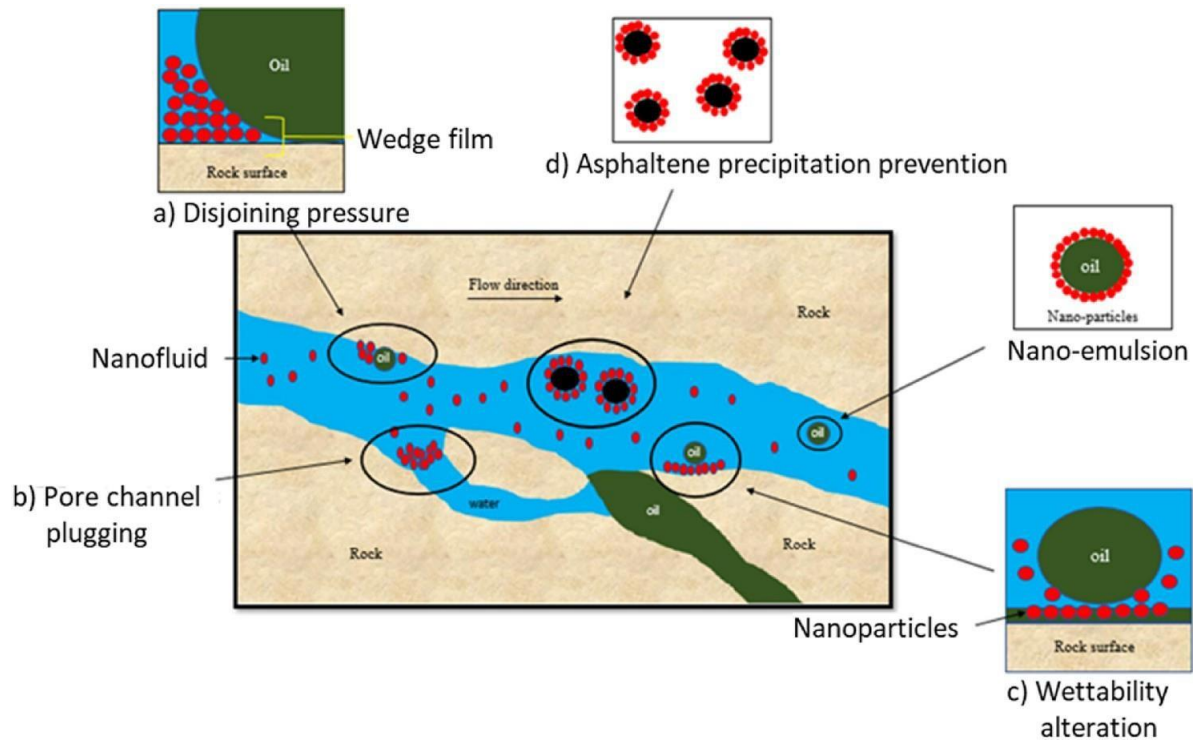


Fig. 4.3. Mecanismos de los nano fluidos dentro del medio poroso. Observar a) Despresurización de nano fluidos, acción de cuña de nano fluidos b) Bloqueo de cuellos de poros, c) modificación de la mojabilidad con nanopartículas, d) Nanopartículas envolviendo asfaltenos, previenen suprecipitación. A lo largo de la nano fractura fluyen los nano fluidos, nano emulsiones, artificiales y los nano fluidos de agua del reservorio, petróleo y gas. etcétera. Ref., J Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020.

En ref., Zabala, R., Mora, E., Céspedes, C., Guarín, L., Acuna, H., Botero, O., Patino, J.E., Cortes, F.B., 2013, aplicaron nanofluidos, mezcla de solventes lo suficientemente viscosos, compatibles para evitar reacciones que degradan y afecten las nano partículas; y de baja tensión superficial para transportar en suspensión y dispersar las nano partículas de aluminio, que adsorben los asfaltenos y son arrastrados durante la producción del petróleo condensado, evitando su precipitación en el reservorio, lo que se realizó en el campo petrolero Cupiagua Sur en el flanco oriental de la Cordillera Oriental, en el piedemonte llanero de Colombia fig. 4.5.

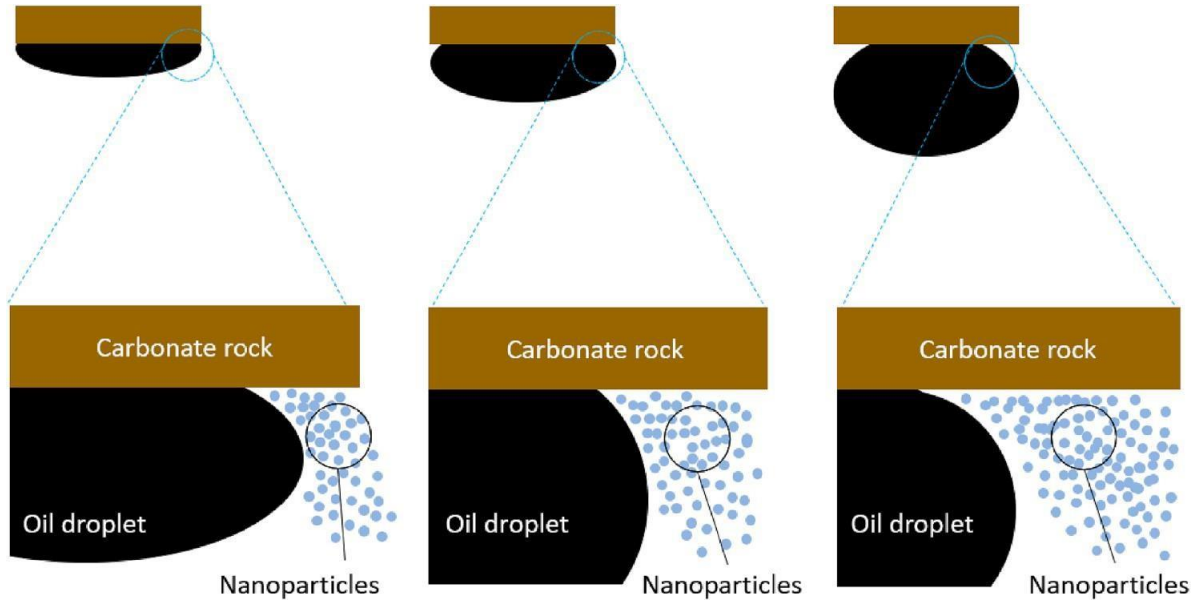


Fig.4.4. La presión de separación, “*disjoining pressure*”, en la interface gota de petróleo/nano fluido/pared. Los millones de nanopartículas atraídas superficialmente forman cuñas que interactúan entre la gota y la pared del poro. Ref., Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020

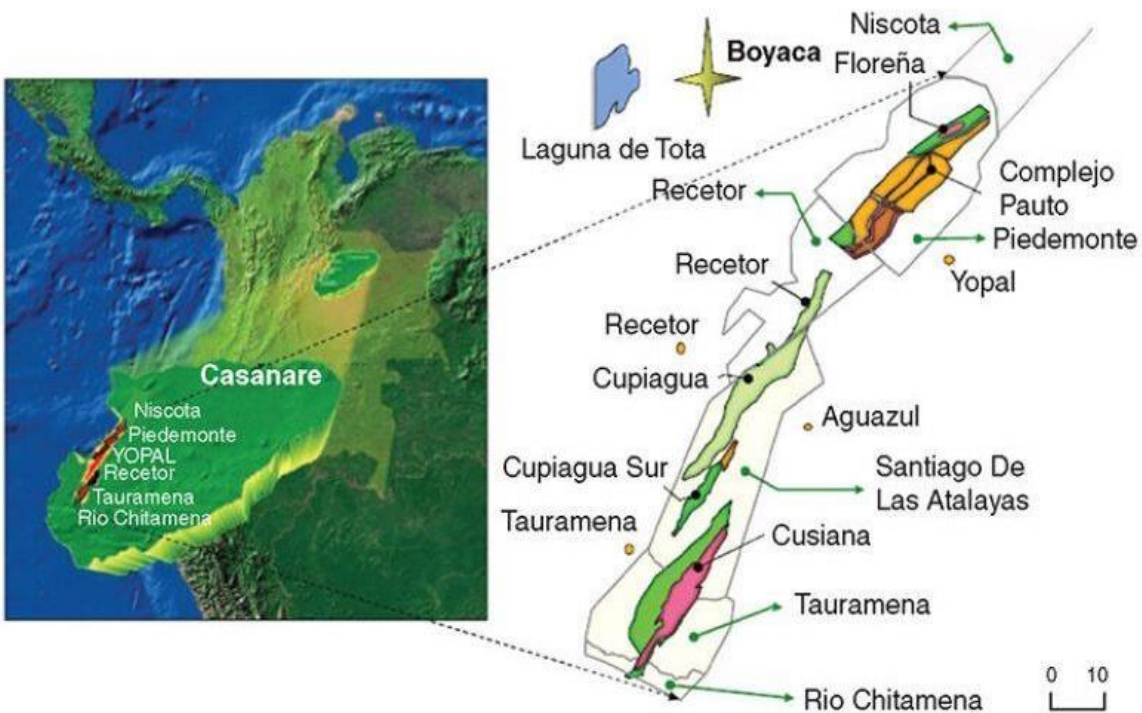


Fig.4.5. El desempeño del campo Cusiana Sur. La utilización de nanofluidos adicionados de nano partículas de aluminio al campo de petróleo Cupiagua Sur, incrementó la producción a 1280 BOPD, se obtuvo un decrecimiento del daño, “*skin*”, y mejoramiento del levantamiento vertical. Durante el monitoreo

de los 3 últimos meses de 8, la producción ha permanecido constante arriba de 300 bbl, por encima de la línea base, Ref., Zabala, R., Mora, E., Céspedes, C., Guarín, L., Acuna, H., Botero, O., Patino, J.E., Cortes, F.B., 2013.

En ref., Borisov, A.S., Husein, M., Hareland, G., 2015. encuentran que el lodo de perforación adicionado con materiales de pérdida de circulación, “*loss circulation material*”, (LCM), y nanopartículas de calcio reduce la migración de finos y fluidos al reservorio y crea una torta muy delgada y de muy baja permeabilidad y esto es porque las nano partículas son capaces de llenar los nano espacios entre las partículas de tamaño micrón, fig. 4.6.

No obstante, la utilización con buen éxito de diverso tipo, tamaño, cantidad de nanopartículas en lo que a la reología se refiere, sin embargo, según en ref., Fakoya, M.F., Shah, S.N., 2017, las nanopartículas de sílice, por su versatilidad, disponibilidad y costos, están siendo mayormente utilizadas en diferentes investigaciones en la industria del petróleo.

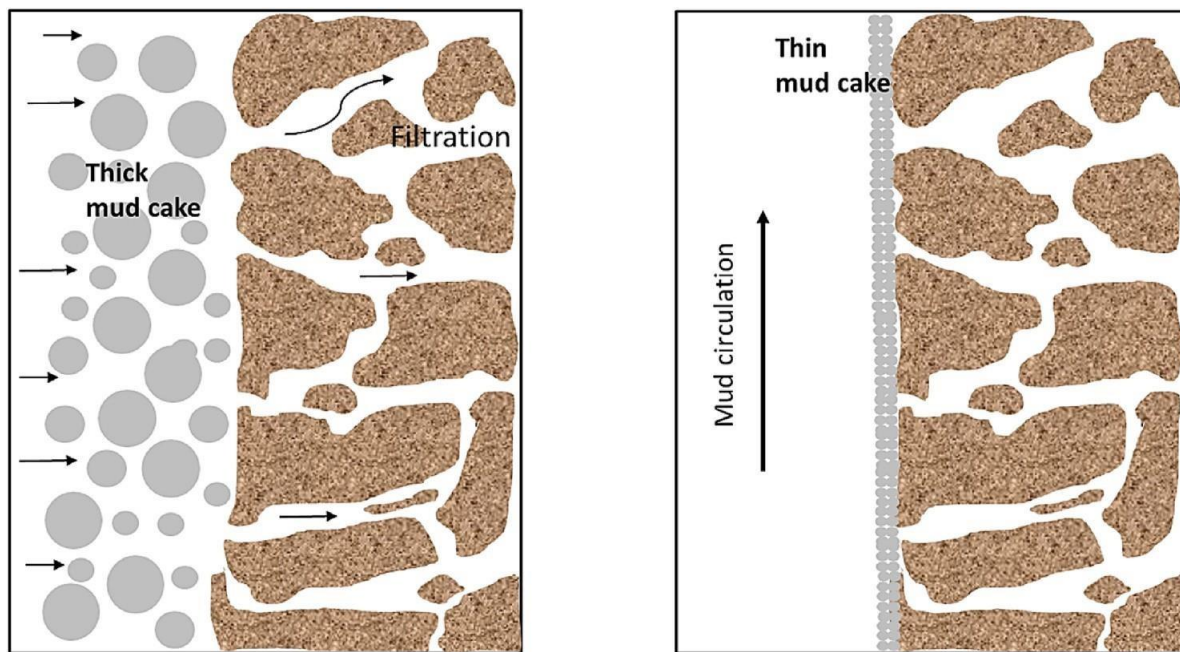


Fig. 4.6. Una ilustración de la migración del lodo de perforación con LCM, “*loss circulation material*” a la izquierda, y la torta de lodo, “*mud cake*” con nano partículas a la derecha. La delgada torta creada tempranamente evita la migración de finos y material de pérdida al reservorio. Ref., Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020, y Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017.

5. Registros Eléctricos

Los muy diferentes tipos de herramientas de registros eléctricos son fundamentales, con sus curvas respuestas, en la referenciación de la ubicación en profundidad de las herramientas, de las muestras tomadas, operaciones, completamientos, toma de datos geológicos, geoquímicos, cromatográficos, geomecánicos, petroleros y del reservorio, para estudiarlos, llevarlos al laboratorio, investigarlos y utilizarlos modificando los unos o los otros, a la profundidad tomada, con la acotación que todo lo que se haga en el subsuelo, su profundidad es únicamente referenciada a ellos, a la curva del GR de allí que se considere delito modificar cualquier respuesta de datos obtenidos del subsuelo.

Son las herramientas de información puntual del subsuelo, la más comúnmente utilizada y confiable, algunas de ellas específicamente utilizadas en las correlaciones a nivel de campo y cuenca por los detalles que se extrapolan y que junto con la sísmica que se corre, adquiere e interpreta reflectores entre los pozos y arman la visión de interpretación formacional que se tiene del subsuelo.

Su interpretación en las diferentes disciplinas, se desarrolla permanentemente con la aparición de nuevos procedimientos de registros de técnicas de interpretación más detalladas y su utilización creativa, ingeniosa como herramienta para la cual ha sido creada y un poco más, que no se encuentra en libros, sino en la operación en el taladro, en la ingeniosa interpretación del cambio sutil de la curva, por ejemplo del rayos gamma, “*gamma ray*”, GR, de la respuesta del pegue y despegue “*stick and slip*” de curva del torque y su utilización para definir el punto de entrada en la arena en el pozos horizontal, en tiempo real; o el muy suave y sutil cambio de trayectoria de la curva del GR sobre el tope en la arena, y frente al manto del carbón que la corona, tope de la parasecuencia contigua a la máxima profundidad local del medio acuoso del depósito de la base de la parasecuencia que sigue, y muchos etcéteras creativos.

Inicialmente utilizados para la determinación litológica puntual, hoy se les emplea en la determinación de ciclos de depósito, ambientes, discontinuidades sedimentarias, interpretación estructural, estado de compactación, extrapolación de la información, localización de yacimientos geonavegaciones, etc., ubicándose en una escala intermedia entre el análisis sedimentológico y la estratigrafía sísmica.

La determinación litológica varía, dependiendo de su complejidad. Su conocimiento se obtendrá a partir de estudios básicos y avanzados mineralógicos petrográficos, electrónicos, estudios micro y macro estratigráficos de afloramientos, núcleos, muestras de zanja, de pared, con el fin de establecer la composición mineralógica simple, compuesta o compleja del banco y el porqué de su respuesta operacional y de interpretación.

La realización de estos estudios será manual y puntual para llegar a la obtención de la composición mineralógica vertical y su correlación horizontal; la textura que controla en gran parte las porosidades primarias o secundarias; la permeabilidad que permite mayor comunicación y producción con el yacimiento; la estructura o forma externa del banco, su

organización interna, estratificación, espesor; parámetros que intervienen fundamentalmente en la morfología de las curvas eléctricas, facies eléctricas y el contenido de fluidos, los que pueden enmascarar las respuestas de las curvas, por su efecto sobre ellas.

Sin embargo, no toda la información de registros y de muestras está disponible, razón por la cual, la restitución litológica estará limitada, especialmente para pozos viejos, lo cual hará de la litología y de las curvas una definición cualitativa haciendo de los bancos una interpretación aproximada.

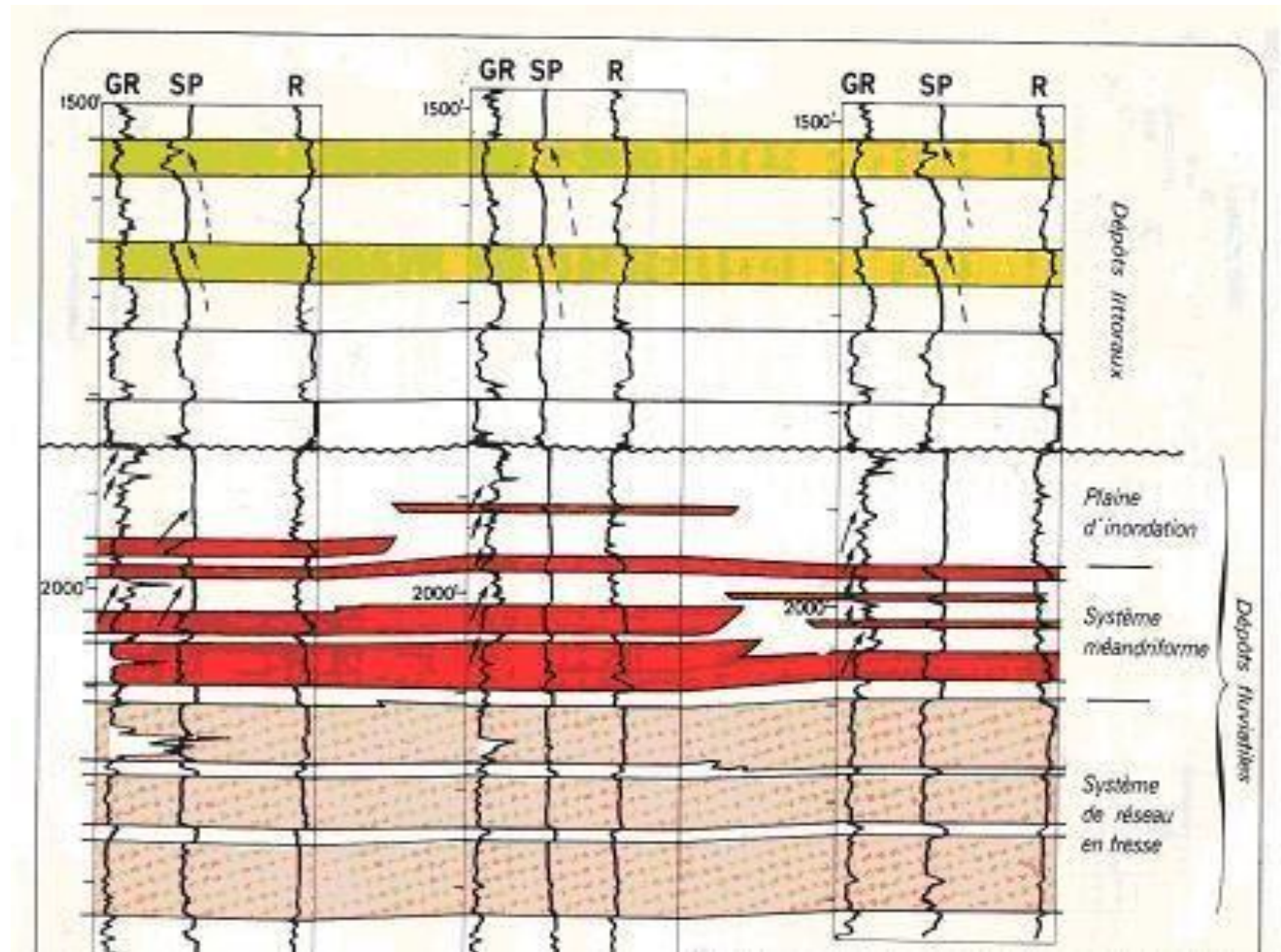


Fig. 5.1. Ejemplo de correlaciones en los sistemas de depósitos fluviales y litorales. Los, litorales amarillos, ubicados en la zona transicional entre el dominio fluvial y el dominio marino, son continuos. Los depósitos fluviales:

- llanuras de inundación, son discontinuas, delgadas y de baja energía.
 - sistemas meandriformes, rojo, constituidos por canales, usualmente continuos y apilados.
 - sistema entrelazado, rosado a puntos, canales apilados, muy gruesos y continuos con poca arcilla, alta energía.
- Ref., Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel. Comité des Techniciens, 1986.

Estas facies litológicas, eléctricas, están formando parte de una evolución vertical rítmica de los depósitos, y su evolución secuencial sedimentológica es fundamental para la comprensión del desarrollo dinámico de las formaciones en el tiempo y el espacio.

Los registros eléctricos nos ofrecen la oportunidad de interpretar estas facies litológicas, eléctricas y de realizar su análisis secuencial. Esto nos permite buscar las asociaciones verticales de facies, su continuidad vertical y horizontal, la lógica en el depósito de los sedimentos, lo que da por resultado la mejor aproximación de marcadores, topes de reservorios, sellos y la mejor correlación, junto con el reflector sísmico, para interpretar la ubicación del reservorio en los pozos verticales y el mejor trazo de la trayectoria en los horizontales y los cambios en ésta, interpretados y correlacionados en el espacio con la sísmica, durante la geonavegación y el posicionamiento del yacimiento, esto es la identificación, caracterización de ese datum que se constituye en el inmenso polo de referencia.

En el análisis secuencial y la evolución sedimentológica de los mecanismos de depósito de una sedimentación arcillo-arenosa, obtenemos una polaridad para el depósito, la que está definida por el nivel de energía en su depósito que condiciona su granulometría y el contenido de arcilla.

En el ámbito de una energía mayor, se depositan arenas gruesas y a medida que la energía disminuye, hacia el techo, se depositan las arcillas, considerándose secuencias positivas, granodecrescentes, las que evolucionan de partículas más gruesas en la base y las más finas hacia el techo, afinamiento arriba, generando permeabilidades mayores hacia la base y canal facilitador y preferencial para la migración de fluidos. Su contacto basal, por ser un canal, corta la litología sobre la cual se construye y su base de alta energía, es abrupto, erosivo.

Se consideran secuencias negativas, granocrecientes, las que evolucionan de partículas más finas en la base y las más gruesas hacia el techo, engrosamiento arriba. Su contacto basal es progresivo, no es erosivo, no corta la litología inferior.

La relación entre los gradientes granulométricos, la arcillosidad y la forma de la curva ha permitido establecer una clasificación de la forma de la curva, propuesta por los ingenieros de la Shell en ref., Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gas Naturel. Comité des Techniciens, 1986 fig., 5.2, posteriormente ampliada. Para lo anterior se utiliza la curva de GR, SP, Resistividad y las curvas de porosidad. Se utilizará la morfología de la curva, sus fluctuaciones y variaciones de amplitud, la evolución en la separación, la naturaleza de los contactos inferior y superior de los bancos, su interrelación.

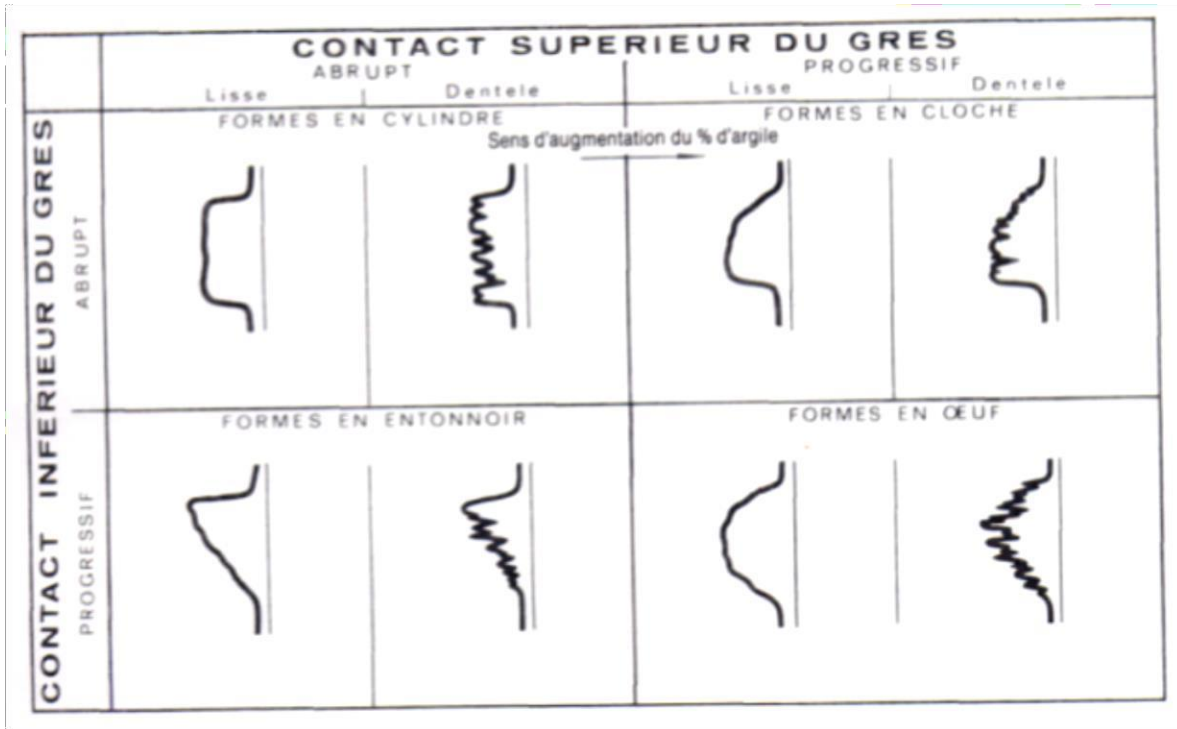


Fig.5.2. Clasificación de la Shell, tipos de contactos de areniscas. Ref., *Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Petrole et du Gas Natural. Comite des Techniciens, 1986.*

La electrofacies la definimos como el conjunto de parámetros de registros eléctricos que caracterizan un banco, una asociación de bancos o una formación, teniendo en cuenta el tipo de depósitos considerados. Sería la huella eléctrica de los sedimentos a considerar. Para lo anterior se utiliza la curva de GR, SP, Resistividad y las curvas de porosidad. Se utilizará la morfología de la curva, sus fluctuaciones y variaciones de amplitud, la evolución en la separación, la naturaleza de los contactos inferior y superior de los bancos, fig. 5.3, ref., *Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Petrole et du Gas Natural. Comite des Techniciens, 1986.*

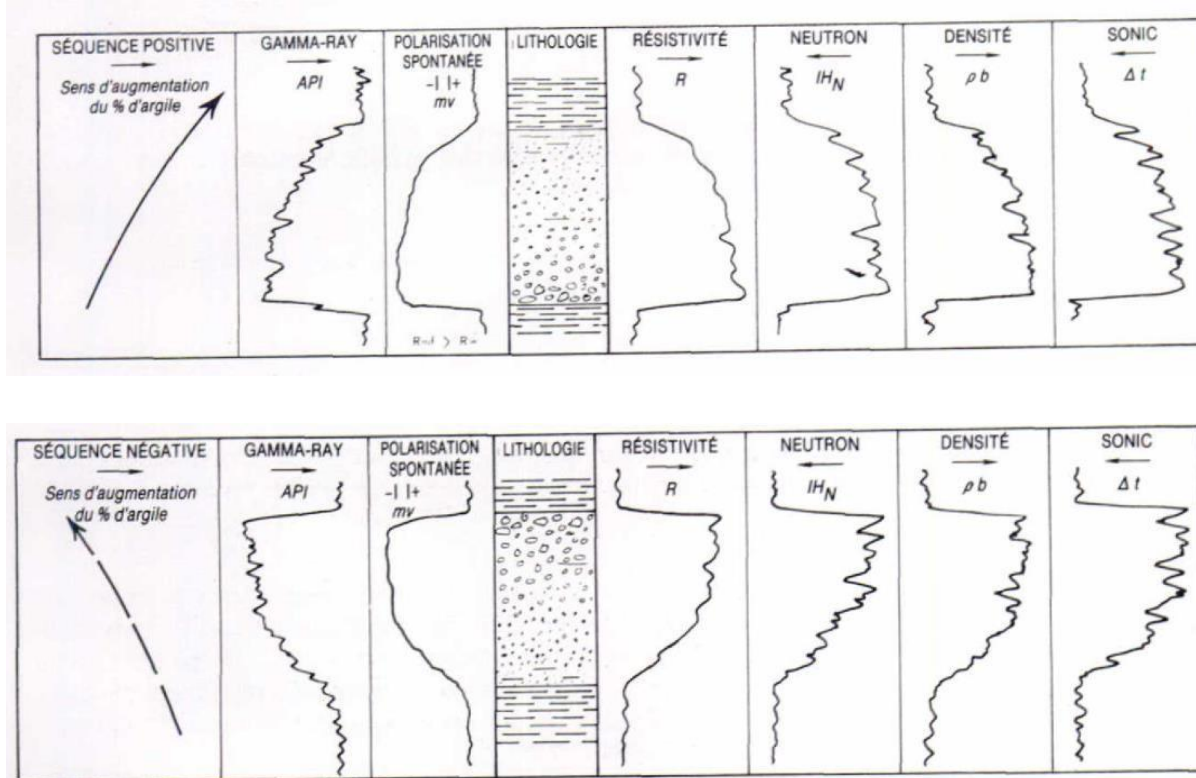


Fig. 5.3. Electrofacies. Imágenes teóricas de registros eléctricos de secuencias positivas y negativas. El superior representa un canal. El inferior una barra de desembocadura. Ref., *Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel. Comité des Techniciens, 1986.*

La identificación de las facies eléctricas es un proceso manual cualitativo, que consiste en seleccionar un banco o bancos donde las características eléctricas permiten una interpretación inmediata y su correlación.

Una vez determinada con registros, la facies eléctrica de la litológica, se define para cada banco del pozo vertical el intervalo del yacimiento, y del pozo horizontal el reservorio a geonavegar, un concepto de electrofacies respuesta, que será la escala macro de observación y la de comparación al correlacionar los objetos sedimentológicos.

Es vital para una buena interpretación la localización de las arcillas del conjunto de rocas que las limitan arriba y abajo. Lo anterior permite correlacionar e interpretar con mayor certeza los cuerpos arenosos ubicados entre esas dos arcillas, motivos del estudio.

5.1 Requisitos mínimos para seleccionar el candidato

La seguridad industrial hombre/maquinaria es una cultura intrínseca a la operación y todos los días se analizan los diferentes actos y actitudes de hombre/maquinaria para disminuir el riesgo e incrementar el éxito para la adquisición de información del subsuelo y su caracterización para la construcción del mejor pozo.

Una vez elaborado el modelo del pozo, en su punto de drenaje en superficie, se contempla la presencia de gas superficial, viviendas, manaderos de agua, superficie de inundación de los ríos, el cual debe estar acorde con el ecosistema.

Simultáneamente con la perforación del pozo, se realizan operaciones utilizando herramientas ya utilizadas en la búsqueda y desarrollo de los hidrocarburos y las muy nuevas tecnologías aplicadas a las herramientas que salen al mercado.

Al mismo tiempo se adquiere la habilidad para aplicar lo nuevo aprendido, cuya interpretación geológica, petrofísica, operacional, geoquímica, geomecánica, sísmica, nos indica la presencia de los reservorios con agua dulce, salobre, salada, el ambiente, edad, composición y tipo de roca; sus características litológicas; micropaleontología y su abundancia, datums, posición estratigráfica, los riesgos de inestabilidad geomecánicas; las cromatografías, respuestas operacionales, quimio estratigrafías, geoquímicas; los nano fluidos para utilizar al perforar; presiones normales, anormales, su transmisibilidad, todo lo anterior caracterizado.

Juntamente se toman muestras de fluidos; de roca durante la perforación vertical, inclinada u horizontal, de pared, núcleos cuyo estudio nos da información para extrapolar; se corren registros eléctricos que me definen topes y datums in-situ a los que la sísmica corrida se somete para extrapolar entre pozos.

A los anteriores escenarios habría que adicionar las condiciones geológicas de cada cuenca, esto es, campos fallados o yuxtapuesto estratigráfica y arealmente, que conllevan al intrincado del diseño del desarrollo del campo.

5.2. Diseño del trazado

Cualquier escenario de diseño del trazado, inicialmente debe contemplar los objetivos del pozo. Esto es, a). objetivos de exploración o desarrollo el cual es, alcanzar las arenas reservorio o potencial yacimiento, minimizar el daño de las mismas; b). objetivos de perforación al realizar el pozo dentro del cilindro objetivo en el subsuelo, con un perfil direccional y de integridad mecánica que permita tomar información de calidad, instalar y operar los equipos de levantamiento artificial y con unas condiciones de finalización que permitan realizar el completamiento; c). objetivos de producción económica de las nuevas reservas encontradas con unas instalaciones mecánicas que logren una integridad y diseño que permitan la instalación, manejo y operación correcta de los sistemas de levantamiento artificial instalados, de igual manera que permita hasta su TD, diámetros adecuados que faciliten intervenciones posteriores

De una manera resumida y considerado los objetivos del pozo, los datos básicos del diseño contemplaran: el tipo de pozo y su aplicación, su perfil, condiciones del yacimiento, las necesidades de la terminación, limite y limitantes del objetivo, diámetros de los hoyos abiertos, de sus revestimientos y profundidades de asentamiento, los datos de los fluidos de perforación y los detalles de los “*surveys*”, medidas de profundidad, dirección e inclinación, recordando que son múltiples y diversos los detalles a tener en cuenta en el caso de los horizontales y de igual forma los verticales.

5.2.1. Pozo único vertical u horizontal

El primero de ellos es si se trata de un pozo único vertical en su área de influencia, con la consideración de si la perforación es nueva o si ya existe y se va a profundizar o desviar, en un área en exploración o en inicios de su desarrollo.

En el caso del pozo horizontal, el campo en desarrollo nos permite una mayor libertad en el caso de la elaboración del trazado del eje de navegación y el área de drenaje del pozo, ya que no tendríamos limitantes externas como radios de drenaje de otros pozos perforados, al considerar el corredor de geo construcción y geonavegación, lo cual sucedería en campos en desarrollo.

El diseño del asentamiento horizontal del pozo en el reservorio se realiza partiendo de la profundidad final, TD, hacia su punto de entrada, EP. Una vez finalizado lo del asentamiento, se diseña la construcción de la curva, evitando drásticos incrementos del ángulo de pendiente, desde su punto de entrada, “*entry point*” o “*landing point*” a su punto de arranque, “*kick off point*”, la profundidad en el pozo vertical donde las operaciones de perforación direccional comienzan. Esta parte del diseño contempla dos curvas, una primera de radio corto, entre el punto de entrada hasta un par de decenas de pies verticales. Su ángulo de construcción, “*dog leg*” es muy cercano a 10 grados, continúa el diseño de una sección recta de unos 200 pies, donde se asentarán bombas, cuya altura dependerá del contacto del petróleo y otras. Finalizado este diseño, se continúa con el diseño de la curva con un ángulo de construcción, “*dog leg*” menor a los 10 grados hasta llegar a la ventana del KOP en el pozo vertical, fig., 5.4.

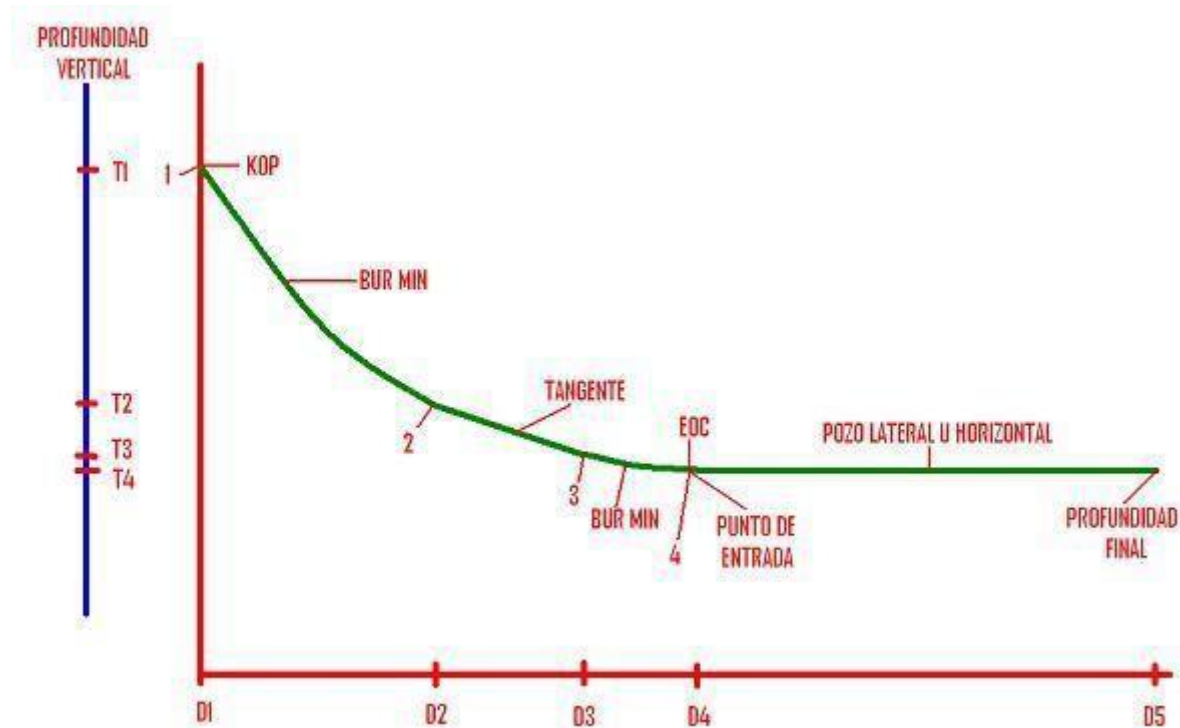


Fig. 5.4. Vista de perfil del diseño y construcción final de un pozo individual. Ref. autor.

1 KOP: Punto de despegue.

2 Punto finalización de la construcción de la primera sección de la curva e iniciación de la tangente.

3 Punto finalización de la construcción de la tangente, la cual se realiza con 0% de construcción.

4 EOC. Punto, finalización de la construcción, EOC de la segunda sección de la curva y punto de entrada al objetivo.

D1-D2: Desplazamiento horizontal al final de la construcción de la primera sección de la curva.

D2-D3: Desplazamiento horizontal de la tangente.

D1-D3: Desplazamiento horizontal al final de la construcción de la tangente.

D3-D4: Desplazamiento horizontal al final de la construcción de la segunda sección de la curva.

D4-D5: Desplazamiento horizontal del pozo, de su punto de entrada a la profundidad total.

Hay curvas de pozos de radio corto, medio y largo. El más cómodo para trabajar el de radio medio, por la construcción y las herramientas utilizadas mientras se perfora.

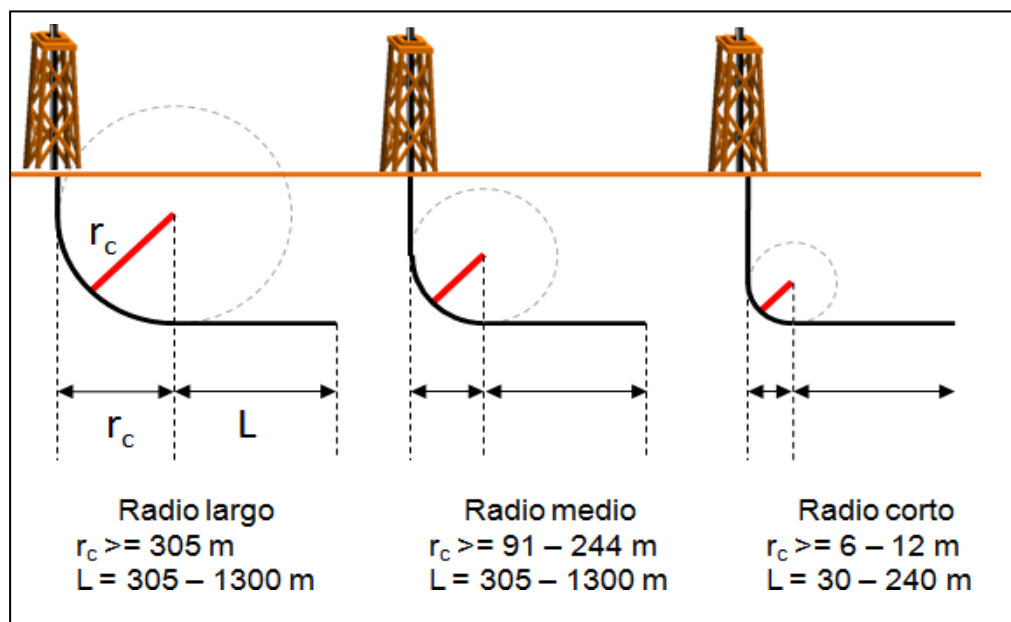


Fig. 5.5. Tipos de curvas de pozos horizontales sencillos. Ref., Salazar G., O. A., 2011.

El plan de desarrollo inicial y su posterior redesarrollo es función del tipo de ambiente de depósito, del modelo geomecánico, del modelo geológico, químico; influenciado por las condiciones in-situ del reservorio, si se trata de arenas no puestas en producción por motivos técnicos o económicos; el ambiente de trabajo, si estamos en tierra desarrollando o incrementando, si estamos en macollas, “clusters”, “pad” o costa fuera en plataforma, lo que incidiría en su diseño y el asentamiento del pozo horizontal con respecto a la zona y su dirección.

Estos ambientes, con la definición de los tipos de rocas basados en la geometría de los poros, en el análisis de los mayores intervalos con fracturas, su dirección preferencial, la dirección mínima de esfuerzos es fundamentales para un diseño de perforación normal a estos, para un mayor número de fracturas perforadas y una mayor estabilidad.

El modelo de facies eléctrica, su aplicación a las áreas sin información, la definición de las unidades de flujo y de sus barreras, las líneas de permeabilidad, datos de presión; caracterizan el diseño que se sigue para su explotación y su nivel de éxito, de tal manera que nos permite establecer, junto con la información sísmica, los desarrollos y tendencias de los diferentes cuerpos arenosos en los diferentes ambientes.

Una vez explotados sus mejores reservorios, se da inicio al proceso de incremento en el recobro de la producción, utilizando la información actualizada del campo, mediante las diferentes técnicas existentes. A partir de ella y la actualización permanente de los atributos peculiares de cada reservorio se ubican los nuevos pozos en áreas no drenadas o poco drenadas, permitiendo el recobro de reservas marginales las que no son económicamente desarrolladas en forma independiente. No obstante, sí lo son, al perforarlos horizontalmente como sencillos, multilaterales o de alcance extendido, al ofrecer un menor costo de producción, mayor recobro de reservas, tasas de producción más altas, menores caídas de presión y menor impacto ambiental, al perforar menos pozos con menor cantidad de facilidades de superficie, considerándose como horizontal cuando se perfora direccionalmente una sección continua con un ángulo de 90° con $\pm 5^\circ$. En campos maduros, la arena de mejores características es la que inicialmente se desarrolla. Sin embargo, existen otras arenas, con características menores, las cuales no las consideran por diversas circunstancias, por ejemplo, aquellas de menos de 20 pies de espesor, resistividades un 30% menor y con un 10% más de "Vshale". Este tipo de arena se suelen perforar con pozos horizontales. Es de acotar que la sísmica es un complemento fundamental para conocer el subsuelo.

No se pueden diseñar pozos, sin sísmica que ayuden a ver el subsuelo, pero ésta tiene limitaciones, su capacidad de resolución tiene que ser de arenas superiores a los 15 pies de espesor del canal objetivo. Ver gráficos de potenciales escenarios en el punto de entrada de un pozo horizontal, fig., 5.6a, b, c, d, e.



Fig. 5.6a. El punto de entrada arriba, "entry point", según el diseño del pozo. Contempla una profundidad X, pero realmente se encuentra, por ejemplo 5 pies más arriba. Ref., autor.

La profundidad de aterrizaje se controla 25 pies verticales por encima del P.E. programado. Si la correlación a 25 pies verticales en profundidad verdadera del P.E., nos indica que estamos unos 5 pies por encima del P.E. programado, inmediatamente se ordena levantar, construir ángulo, con el máximo cambio angular, “*dogleg*”, permitido, usualmente por debajo de 10 pies/100 pies, para lograr un ángulo más cercano a 90, ya que si no se hace se llegaría con un ángulo cercano a los 85. La operación es para evitar profundizarnos en la arena y quedar muy cerca del fondo. Esta operación se realiza hasta entrar al yacimiento. Recordar que vamos perforando la arcilla de la capa sello y el P.E: es la arena del reservorio.

En este punto se suceden varias cosas: 1. Estamos perforando arcilla, sello del reservorio, que geomecánicamente la perforamos lento, en tiempo real. 2. La curva de torsión “*torque*”, pegue y despegue, “*stick and slip*” de la broca en la arcilla tiene un fondo “*back ground*”, continuo, menor y sin saltos, en tiempo real. 3. La arcilla tiene un fondo, “*back ground*” cromatográfico usualmente de C1 y C2 con un tiempo consumido de la subida del fondo a la superficie del gas, “*lag time*”. 4. Tan pronto entramos a la arena del reservorio, a) cambio geomecánico, perforamos rápido, b) El torque deja su rutina y comienza saltos pequeños desordenados, cambio geomecánico c) Después de perforar unos pocos pies, se para la perforación, por cambio litológico, se circula, el tiempo requerido para subir desde el fondo hasta la superficie el posible rastro de gas, “*show de gas*”. La cromatografía, lee > de C2. d) Se toman “*cuttings*”, roca de perforación, con rastro de petróleo, “*oil show*”, se para la perforación dentro del reservorio.

LOCALIZACION DEL OBJETIVO EN LA PROFUNDIDAD ESPERADA.

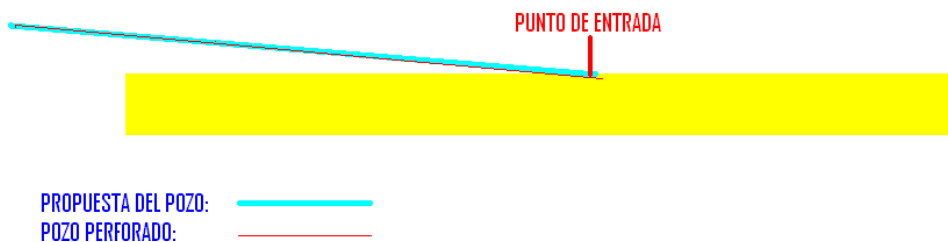


Fig. 5.6b. El punto de entrada igual, “*entry point*”, según el diseño del pozo. Se encuentra a la profundidad programada. Ref., autor.

La profundidad de aterrizaje se controla de manera similar al punto de entrada algunos pies por encima de lo programado. Se ordena continuar con el plan programado. Esta operación se realiza hasta entrar al yacimiento. Una vez dentro del yacimiento se ordena construir ángulo, parte de una pareja, con el fin de recuperar el ángulo cuando se realizan las operaciones de circulación y limpieza para bajar revestimiento. Se suceden las mismas manifestaciones de rastros de petróleo, “*oil show*” que en el ambiente anterior. Este caso de localizar el objetivo a la profundidad programada, es muy poco frecuente, por las variaciones naturales de la litología en la horizontal y la vertical lo que lleva a

utilizar funciones de velocidad aproximadas.

LOCALIZACION DEL OBJETIVO POR DEBAJO DE LO ESPERADO.

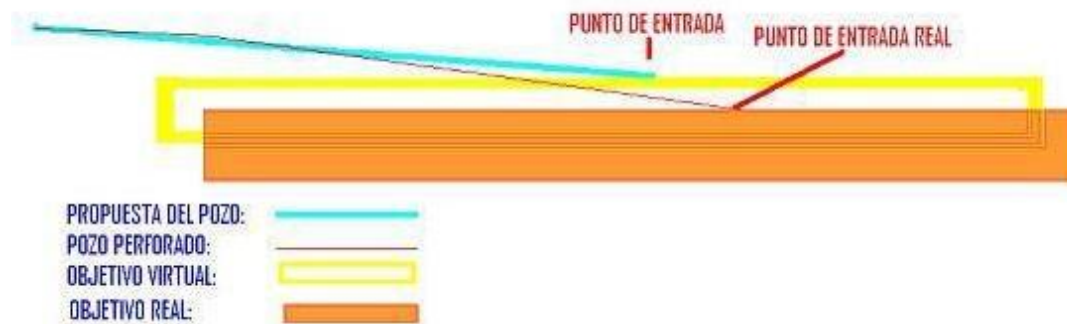


Fig. 5.6c. El punto de entrada abajo, “*entry point*”, según el diseño del pozo. Contempla una profundidad X, pero realmente se encuentra, por ejemplo 5 pies más abajo.

La profundidad de aterrizaje se controla 25 pies verticales por encima del P.E. programado. Si la correlación a 25 pies verticales en profundidad verdadera del P.E., nos indica que estamos unos 5 pies por debajo del P.E., inmediatamente se ordena parar el incremento, construcción de ángulo. La operación es para evitar ponernos paralelos por encima o llegar casi paralelos lo que dificulta la entrada en la arena y quedar aterrizando alrededor del tope. Esta operación se realiza hasta entrar al yacimiento. Recordar que vamos perforando la arcilla de la capa sello y el P.E. es la arena del reservorio.

En este punto se suceden varias cosas: 1. Estamos perforando arcilla, sello del reservorio, que geomecánicamente la perforamos lento, en tiempo real. 2. La curva de torsión “*torque*”, pegue y despegue, “*stick and slip*” de la broca en la arcilla tiene un fondo “*back ground*”, continuo, menor y sin saltos, en tiempo real. 3. La arcilla tiene un fondo, “*back ground*” cromatográfico usualmente de C1 y C2 con un tiempo consumido de la subida de la roca perforada en el fondo a superficie del gas, “*lag time*”. 4. Tan pronto entramos a la arena del reservorio, a) Cambio geomecánico, perforamos rápido, b) El torque deja su rutina y comienza saltos pequeños desordenados, cambio geomecánico c). Después de perforar unos pocos pies, se para la perforación, por cambio litológico, se circula, el tiempo de subida de gases desde el fondo a la superficie. La cromatografía, lee > de C2. d) Se toman “*cuttings*”, arena de perforación, con rastros de petróleo “*oil show*”, se ha parado en el reservorio.

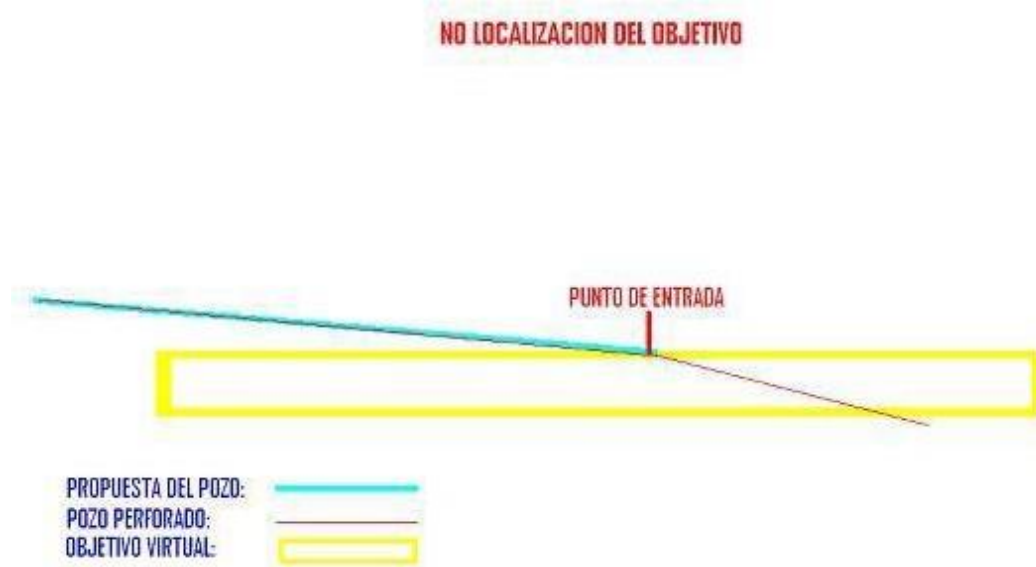


Fig. 5.6d. El punto de entrada no hay, “*entry point*”, según el diseño del pozo. Contempla una profundidad X, pero realmente no se encuentra. Ref., autor

La profundidad de aterrizaje se controla 25 pies verticales por encima del punto de entrada, P.E., programado. Si la correlación a 25 pies verticales en profundidad verdadera del P.E., nos indica que estamos algunos pies por encima o debajo del P.E. programado, inmediatamente se ordena modificar la construcción de ángulo sujeta a lo que diga la correlación. Esta operación se realiza hasta la profundidad programada del yacimiento. Si no aparece, estamos absolutamente seguros que no lo hemos pasado, porque no la vimos en la perforación. Se toma la decisión de disminuir, tumbar ángulo, para bajar más rápido en la vertical, se perfora y se comunica y al llegar a la profundidad a la que sería la base de la arena, se para, se comunica y se toman decisiones.

Si lo anterior ocurre, la sísmica que se estudió, puede dar luces de lo sucedido: ¿Falla?, ¿No depósito del reservorio?, Erosión? El conocimiento regional del campo o la cuenca, ayuda a aclarar las cosas.

5.2.2. Varios pozos en locación, macollas, “cluster”, “pad”

Si forma parte de un conjunto de una o varias macollas, “*cluster*”, “*pads*”, en tierra, que desarrollan un campo. La ubicación de los pozos muy cercanos obliga a diseñar un entramado tal que sus radios de drenaje, para el yacimiento, no interfieran unos con otros con la adición que el factor de seguridad ante una posible colisión durante la perforación, sea el mínimo aceptado por la compañía direccional y la operadora.

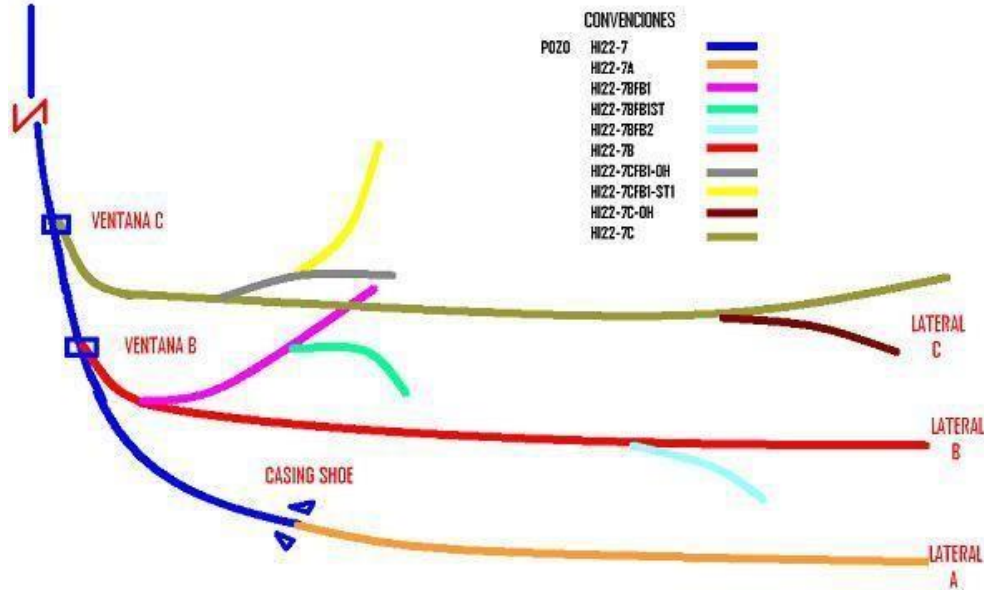


Fig. 5.7 Nomenclatura de pozos. Ref., autor.

HI22-7. HI22: La identificación del “pad”. 7: El número del pozo en el “pad”. HI22-7: El nombre dado al pozo a la sección vertical desde la superficie, la sección de la curva. hasta el zapato del revestimiento en el punto de aterrizaje.

HI22-7C. La letra C no tiene relación alguna con nombre alguno de la arena a drenar. Corresponde al nombre dado a la sección horizontal del lateral más superior.

HI22-7CFB1. El nombre dado al FB1, pozos de espina de pescado, “fishbone well” construido siguiendo el plan.

Si el FB1 se decide abandonar por cualquier motivo, y se regresa para construir un “sidetrack”, ST y hacer nuevo FB, las cosas quedan de la siguiente manera:

HI22-7CFB1-OH se llamará el FB1 original perforado y abandonado.

HI22-7CFB1-ST1 se llamará el nuevo FB perforado a partir del punto del ST dentro del FB1.

Por lo tanto, cuando se abandona un FB o el lateral perforados por razones de geología o perforación y se decide planear y perforar un nuevo pozo, se le coloca el sufijo OH.

HI22-7C-OH. El nombre dado al pozo original perforado, cuando se ha abandonado.

HI22-7C. El nombre dado al pozo cuando se consigue el TD, después de perforar todos los FBs y STs, nuevos y abandonados de ese lateral.

El mismo procedimiento se sigue para el Lateral B y el A, con todos sus FBs y STs nuevos y abandonados. Es decir, para los pozos, HI22-7B y HI22-7a.

Se hace notar que el orden de perforación de los laterales es del más inferior primero, 7A y el más superior, 7C finalmente. Igualmente, el FB1 es el primero en construirse y es el más cercano al punto de aterrizaje, siendo el último el de mayor numeración y el más alejado del punto de aterrizaje.

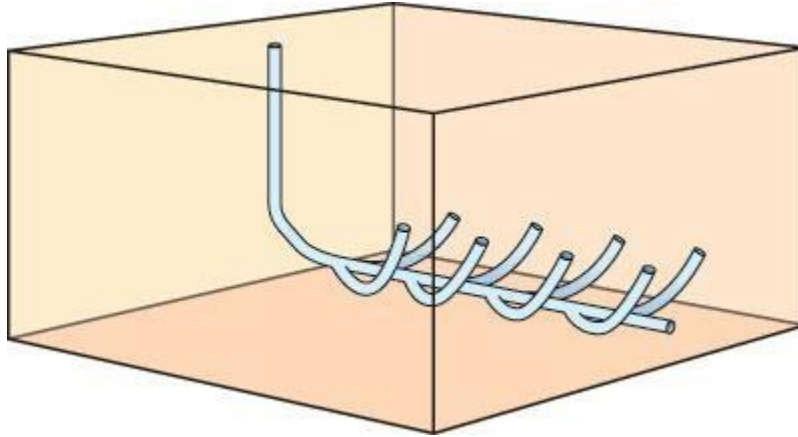


Fig. 5.8 Pozos espina de pescado, “fishbone wells”. Segmento de pozos que parten de un sencillo o un lateral horizontal. Siempre se perforan hacia arriba o en algunos casos, laterales. Su forma asemeja el esqueleto espinoso de un pescado. Ref., autor

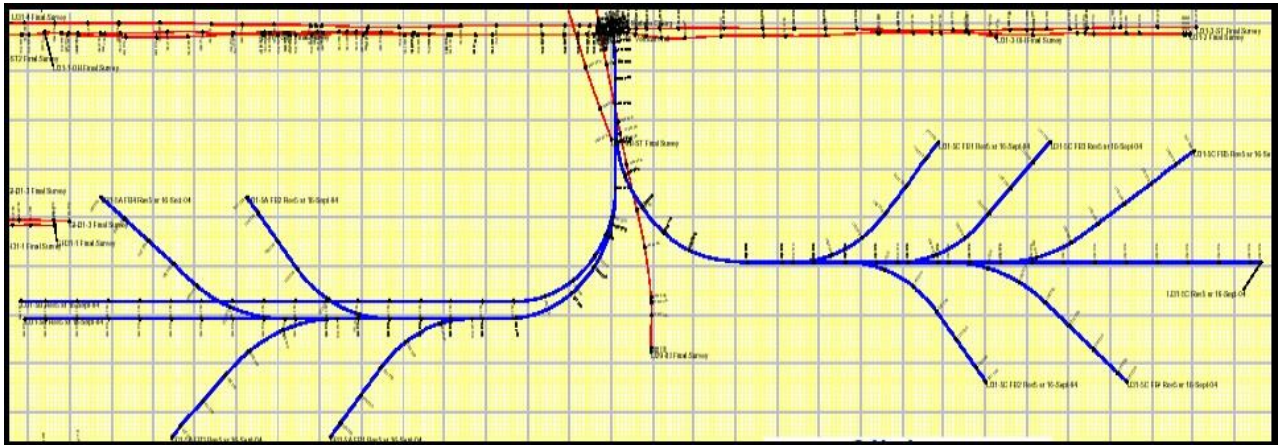


Fig.5.9. Vista de planta, del plano de los laterales, espina de pescados, “fishbones”, de unas alas de gaviota, “gullwing”. Observe el lateral de la izquierda, sin “fishbones”, sigue la misma dirección, pero estructuralmente está en otra arena superior, en tanto que los dos laterales del diseño “gullwing”, alas de gaviota, están en el mismo piso estratigráfico a la izquierda y a la derecha. Los “fishbones” se perforan el primero y el último para buscar nueva arena no tocada y conocer la profundidad de la base de la arena superior. Siempre se perforan hacia arriba aproximadamente 900’ y el lateral mínimo 4000’, en la Faja del Orinoco.

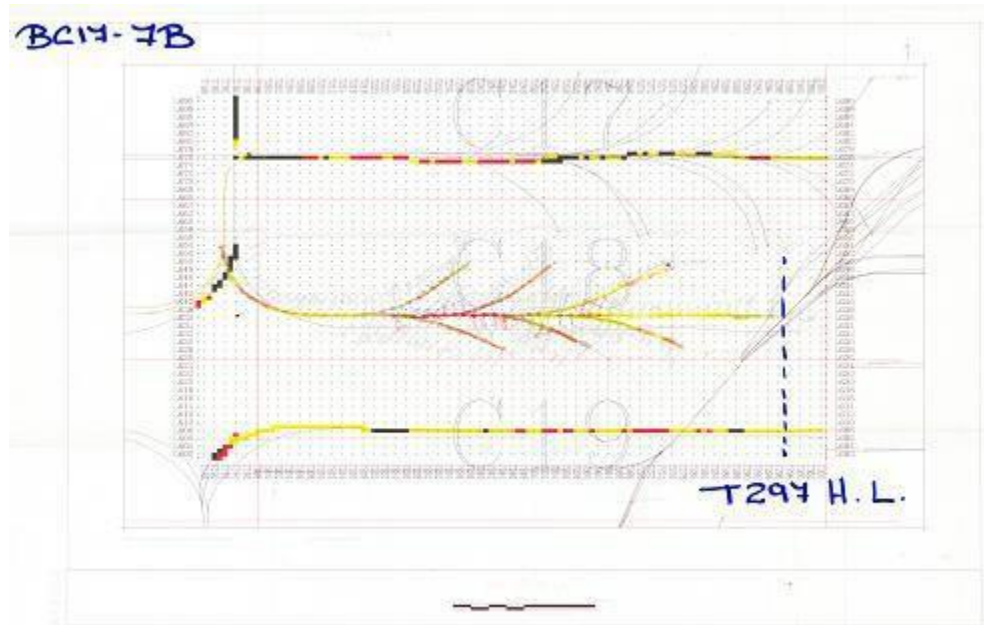


Fig.5.10. Vista de planta, del plano de los laterales, “fishbone”, “hard lines”, líneas de no pasar, y su ploteo real con su litología, (amarillo arenas, rojos arcillas), después de perforados.

5.2.3. Varios pozos en plataforma

El tercero es si forma parte de un conjunto de pozos perforados desde una plataforma costa fuera que desarrollan un campo. La limitante del desplazamiento del taladro en la plataforma, obliga un entramado superficial tal que en un área de alrededor de 30 x 30', se ubiquen cerca de 20 pozos, los que por su cercanía, salen matemáticamente colisionados obligando a las compañías a tomar decisiones particulares y utilizar herramientas direccionales especiales ya que la presencia del revestimiento de los pozos vecinos y la inclinación de construcción menor de 3° afecta las lecturas direccionales y obliga a utilizar herramientas no afectadas por lo anterior, referenciando la herramienta de construcción al campo del norte magnético, M, (“magnetic toolface”).

Lo anterior porque la herramienta con la inclinación tan baja, no reconoce su posición, cara arriba, “high side” y de igual manera la cercanía del metal de los revestimientos afecta las lecturas de azimuth.

A los anteriores escenarios habría que adicionar las condiciones geológicas de cada cuenca, esto es, campos fallados o yuxtapuesto estratigráfica y arealmente, que conllevan al intrincado del diseño del desarrollo del campo.

Una vez establecido el escenario a desarrollar, el diseño del trazado debe contemplar su perfil, cómo será perforado a los costos más bajos posibles, con las consideraciones de seguridad y de regulaciones existentes, más los factores de perforación que influyen el plan, tales como selección máxima de tortuosidad “dogleg”, para poder correr camisas y demás equipos, de la máxima tortuosidad de la curva en su primera parte, en la tangente y en la segunda parte, en función del radio, las características del equipo de

perforación, tipos de tuberías, revestimientos, completamiento con los equipos de producción, herramientas de registros y direccional, con las máximas curvaturas las características del equipo de perforación, tipos de tuberías, revestimientos, completamiento con los equipos de producción, herramientas de registros y direccional, con las máximas curvaturas

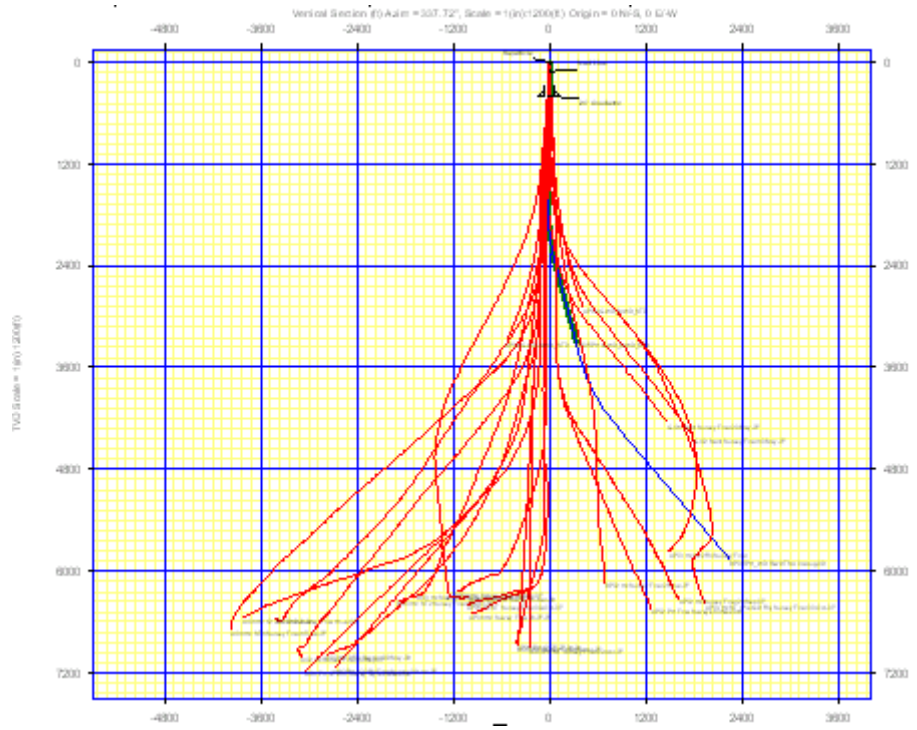


Fig. 5.11. Vista de perfil de una perforación de pozos desde una plataforma costa fuera. Los pozos en su primera sección, matemáticamente se construyen colisionados.

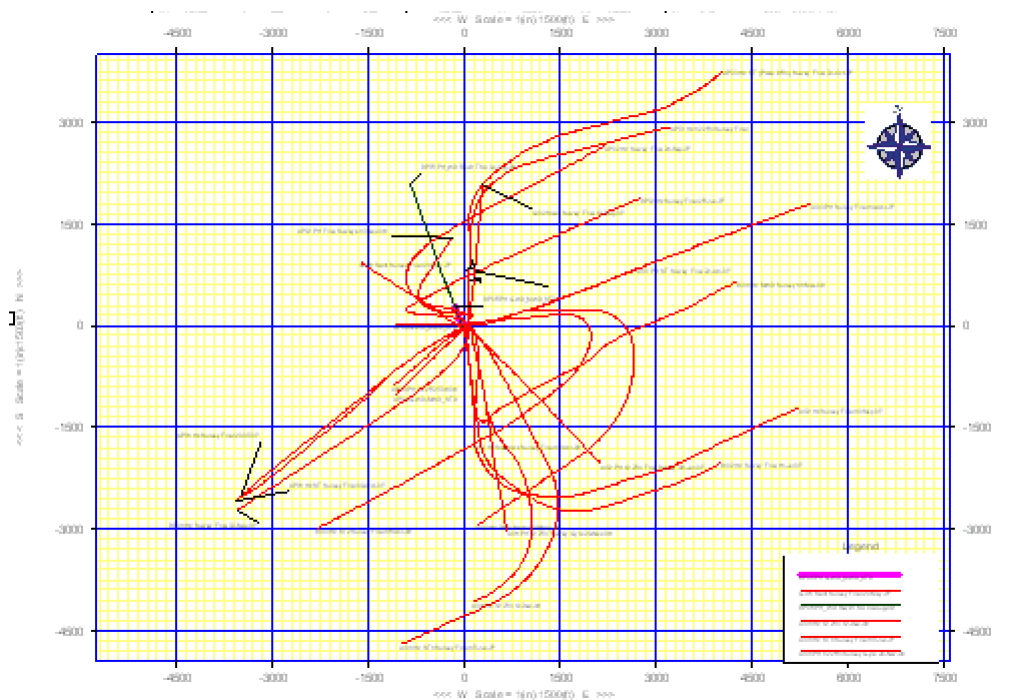


Fig. 5.12. Vista de planta de una perforación de pozos desde una plataforma costa fuera. Los pozos en su primera sección, matemáticamente se construyen colisionados, además de curvas negativas.

permisibles por diseño y su ubicación en superficie y subsuelo, programas de brocas “bits”, tecnologías disponibles en perforación direccional, de registros, programas de lodos, capacidad de los equipos de control de sólidos y disposición de desechos.

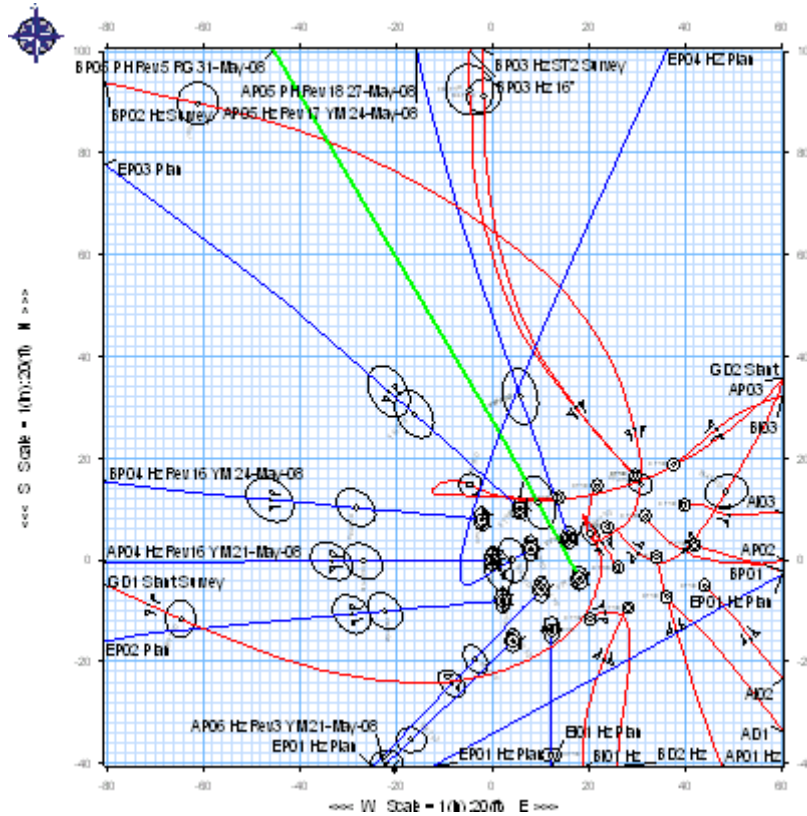


Fig. 5.13. Vista de planta de una perforación de pozos desde una plataforma costa fuera de 24 pozos. Una vez perforada la primera sección se perfora buscando el yacimiento.

Un grupo multidisciplinario, integrado, conformado por humanos con muy alta inteligencia orgánica, formación académica, experticia profesional, apoyados en inteligencia artificial, es fundamental en la elaboración de los estudios en ambientes y operaciones tan complejos y la llevada a la práctica, para alcanzar el éxito.

6. Sísmica

El estudio de los geofísicos de la transmisión de las ondas P y las S, de energía elástica, en el subsuelo, llevan a la interpretación de la roca allí presente, su composición mineralógica, los fluidos contenidos, su extensión, geometría y los efectos causados por el accionar de los mecanismos geomecánicos.

En las ondas P, volumétrica, elástica o acústica, las partículas oscilan en la dirección de la propagación las que, al impactar una interfase de características diferente, generan ondas S. La S, u onda de corte, cizalla, con las mismas características de la P, oscilan en dirección perpendicular a la propagación de la onda, son más lentas, no se propagan en fluidos, su registro requiere receptores acoplados al terreno y su interpretación facilita determinar la densidad y orientación de fracturas, la relación de Poisson, la relación de deformación longitudinal en sentido perpendicular, o en dirección, de la fuerza aplicada, de la roca específicamente a la profundidad estudiada.

La adquisición, levantamiento, registro de datos sísmicos, involucra diferentes diseños de receptores de información representada a lo largo de una línea, tal cual se elabora un perfil, con data localizada en ejes X, Y, Z. Su toma en campo, bajo estricta supervisión geocientífica, se realiza por separado, con vacíos físicos entre ellas, con numerosas líneas tomadas en dirección normal al rumbo y un mínimo perpendiculares. La densidad de líneas y su energía en la fuente de emisión son función de la profundidad del objetivo buscado, su ambiente de depósito y si se trata de exploración o desarrollo, para asociarlas y lograr la elaboración de mapas de estructuras del subsuelo y su interpretación.

Una vez adquirida la información en tierra o mar, se sucede el Procesamiento Sísmico, de la data adquirida, mediante la utilización de inteligencia artificial se realizan muy diversos pasos como análisis de velocidades, frecuencias, migración de fluidos, etc., supervisados por inteligencia orgánica, se suprimen ruidos se mueven los eventos a un punto correcto en su ubicación en el espacio, y se mejora la señal, con el fin de facilitar la interpretación geológica del subsuelo y evidenciar reflexiones.

Después de adquirir, procesar la data sísmica se lleva a cabo la interpretación sísmica. Es fundamental, el claro conocimiento de la heterogeneidad geológica, geomecánica, geoquímica regional del entorno de adquisición, para llevar a cabo una interpretación, de la data procesada y que genere modelos y mapas con predicciones razonable de la realidad del depósito, de la profundidad, del mecanismo e intensidad de las estructuras, trampas, sellos, creadas en el subsuelo, para llevar a cabo un desarrollo y explotación efectiva del yacimiento.

Desde hace un poco más de sesenta años la sísmica ha formado parte del equipo de exploración y un poco más reciente en la exploración y desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales del Sistema Petrolero. En lo que al desarrollo de los yacimientos concierne, la sísmica es la herramienta utilizada para visualizar la extrapolación del reservorio en el subsuelo. Caracterizando profundidad de los topes, bases y respuesta de los parámetros del reservorio y su entorno litológico, definimos la facies sísmica, a partir de información adquirida de pozo y desde los pozos vecinos y basados en ello, se proyecta e interpreta el trazo en el subsuelo, el reflector sísmico

geológico característico a geonavegar.

Su utilidad es fundamental, pues ayuda a construir el mapa del subsuelo como se podrá ver en algunas líneas sísmicas. Sin embargo, la natural heterogeneidad verticales y horizontales de la litología, como se muestra en algunos pozos, obliga a geonavegar con suma precaución, siempre de manera proactiva teniendo técnicas y pasos a dar en caso de cambios litológicos, y de ser necesario modificar trayectorias, topes, bases de reflectores del corredor sísmico. De igual forma, la presencia de fallas, con sus saltos, hace necesario, tener técnicas y cambios adecuados, que cuantifiquen direcciones de fallamiento, intensidades de los desplazamientos y la adaptación al cambio del corredor.

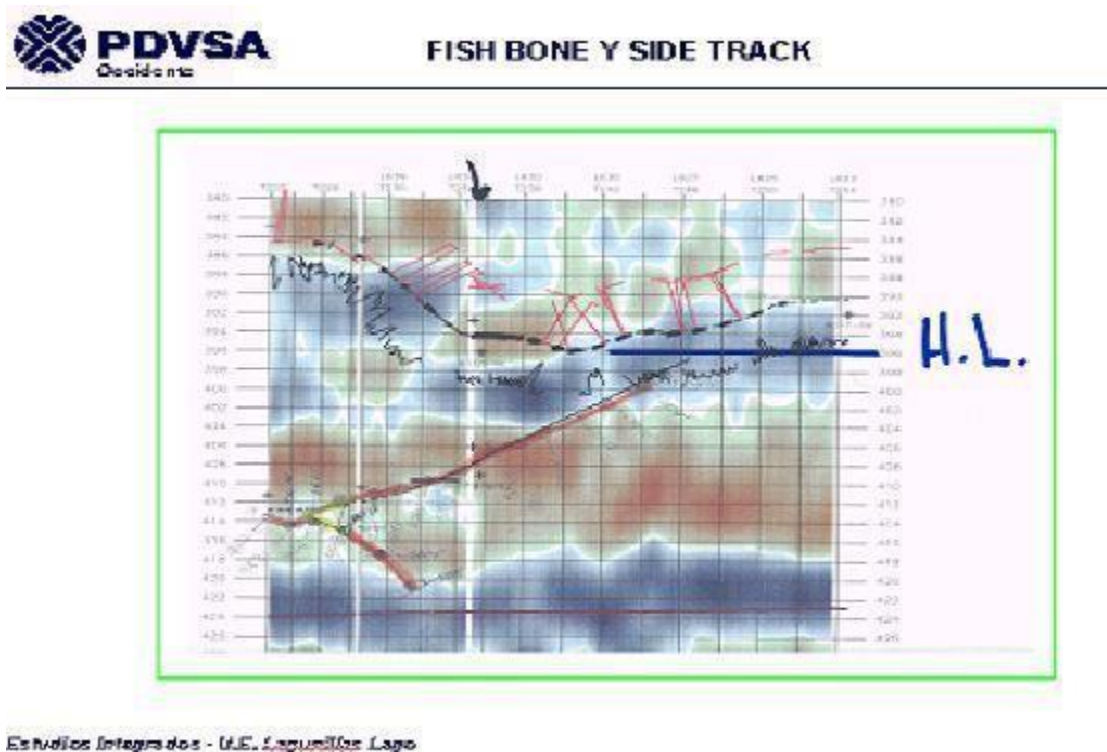


Fig. 6.1. Vista de perfil en tiempo real del trazado de la perforación de un “fishbone” y “sidetrack” sobre línea sísmica.

La vista de la línea sísmica vertical, muestra la trayectoria seguida por pozo. Se geonavega por el reflector rojo marrón, supuestamente arena, mas no es así, las muestras de retorno indican arcilla. Se realiza cambio de rumbo del pozo en su primera parte. No hubo arena. Se regresa al punto del inicio del “sidetrack” y se construye el “fishbone”. La espina de pescado “fishbone”, FB, se suspende por perforar arcillas, muestras de retorno, a pesar del reflector, facies sísmica que indica, color rojo, además de acercarnos a una línea límite inferior, “hard line”, línea de no paso, tanto arriba como abajo, se suspende esta construcción. Se regresa al pozo original a la zona de arena, color amarillo en el plan de seguimiento, se construye, el punto de desvío de un pozo secundario “sidetrack point”, STP, y continua el pozo en arena por solo algunos pies perforados en arena en el “sidetrack”, y se suspende por perforar arcilla, muestras de retorno estudiadas y llegar a una línea limite, “hard line”, para el actual pozo. Estas líneas constituyen limites que no se pueden pasar. En nuestro caso, el hard line es el límite con el reservorio del pozo horizontal superior en otro yacimiento, y lo mismo para la línea

inferior, el límite con el pozo horizontal inferior en otro yacimiento. Hacia el TD, profundidad total del pozo horizontal, también se dan estas líneas que no se pueden pasar por perforar dentro del radio de drenaje del pozo vecino lateral.

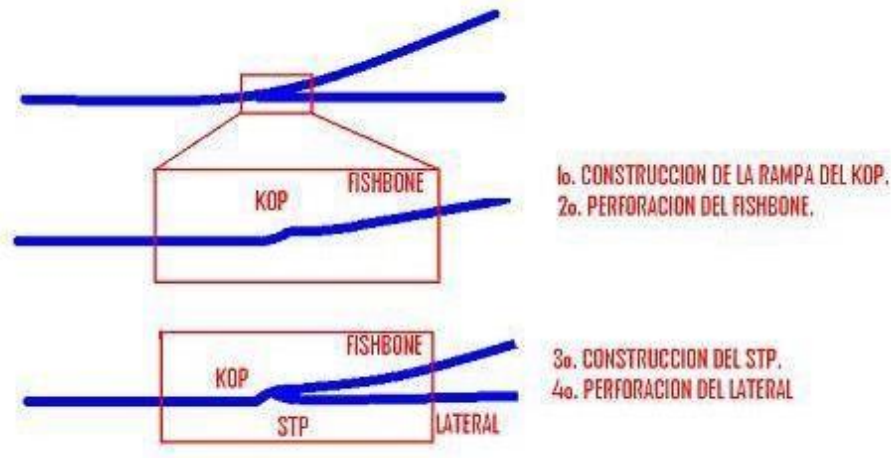


Fig. 6.2. Cuando se construye el FB, “fishbone”, se hace en el pozo original una rampa de escaso un pie. Se levanta construyendo de manera agresiva para alejarse del hueco original. Cuando se construye el STP se realiza de manera similar, pero con perforación y pesos muy suaves, en el sector de la rampa, se aleja y perfora hacia abajo siguiendo el plan de construcción del pozo.

Las construcciones del punto de desvío de pozo vertical “kick off point”, KOP y los puntos de desvío de un pozo secundario “sidetrack point”, STP, requieren de la construcción inicial de una pequeña rampa, a una profundidad específica menor en un punto de inflexión con cerca de 2° de inclinación menos que la última lectura en el brazo principal perforado. En este punto y siempre llegando a él se perfora repasando en “slide”, deslizando y con posición cara abajo por cerca de 30 pies y durante varias horas, es decir varias veces arriba/abajo. Se construye una “cama”. A partir de allí y con unos muy escasos pies construidos con esta nueva inclinación y en forma muy baja de ROP, una hora por pie, se despega construyendo el KOP, con la broca orientada cara arriba, “high side” y deslizando por cerca de 30’ a 50’ con la inclinación anterior. Una vez realizado el deslizamiento con la inclinación deseada, se despega el FB pasando la cara de la herramienta “toolface” a la dirección deseada, considerando la iniciación de la perforación del FB.

Finalizado este, se regresa a la rampa del punto de despegue y se perfora el STP, con condiciones de perforación similares al KOP para continuar la construcción del pozo, sin perder TVD. Por el manejo dado a la construcción de los puntos de KOP y STP se considera que tienen casi la misma profundidad medida y vertical.

Adicionalmente, todo STP debe construirse hacia abajo ya que esa sería la dirección que seguiría el entubado del hoyo de producción.

En la figura 6.3, como se puede ver en la línea sísmica, una cosa dice el reflector sísmico de la línea, y otra la muestra que se perfora, de allí que se caracteriza esa zona como falso reflector de arena y de muy fuerte incidencia para no considerar la sísmica infalible. Se debe observar, curiosamente que solo en el punto de los despegues hay arena.

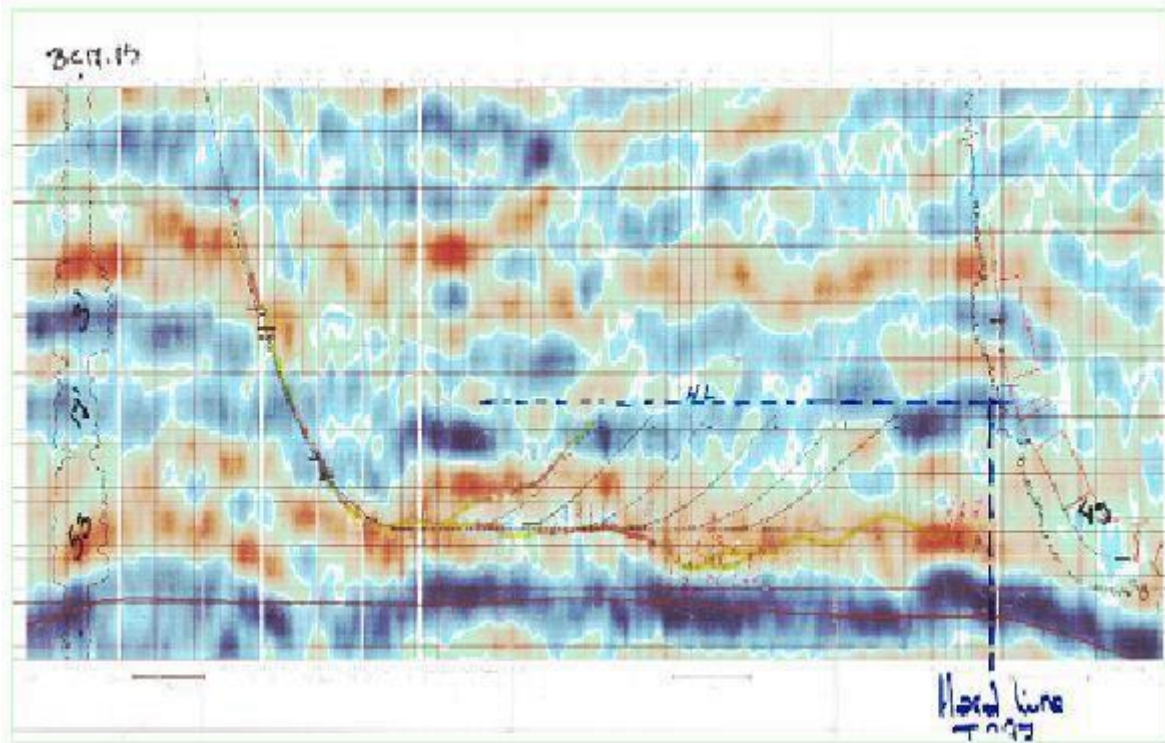


Fig. 6.3. Vista de perfil de un lateral, de alrededor de 4000 pies. El eje de navegación seguía el reflector sísmico de la supuesta arena de manera recta.

La trayectoria se modifica hacia la mitad del recorrido, por presencia de arcilla, se perfora hacia abajo y se haya la arena, se continúa navegando subiendo en la arena y se alcanza el TD. El FB 1, muestra al principio arena, luego en la zona del reflector, como arena, encuentra arcilla y hacia el final en la zona de arcilla del reflector encuentra arena. Los FB usualmente son de 900 pies. Igualmente estamos limitados arriba, al frente y abajo por las "hard lines", líneas limite. Ese ejemplo de geonavegación, es indicativo de la variabilidad de los canales de arena que se geonavegan. De allí la importancia de geonavegar con el GR y los sensores resistivos, someros, medio y profundo, que nos indicarían en tiempo real la interpretación litológica que se esté geonavegando y tomar decisiones antes de. De allí que todas las herramientas utilizadas tienen sus limitantes y no se puede considerar como única para realizar este tipo de operaciones. Finalmente, estas líneas sísmicas no se corren durante la perforación, se adquirieron, procesaron e interpretaron antes de la geonavegación. Lo único en tiempo real son los registros de GR y los resistivos. El mismo comentario anterior, la sísmica no es infalible.

7. Cromatografía

Las rocas en el subsuelo por debajo del nivel freático, sus poros están saturados con agua, petróleo líquido y gas en proporciones diversas y muy particulares. Al perforarlas se genera un desequilibrio, una despresurización y estos fluidos tienden a migrar de la roca al pozo perforado. Este desequilibrio por seguridad es mínimo por función de los lodos de perforación, que evita migración de un lado al otro o viceversa e iguala presiones en un muy ligero desequilibrio a favor del pozo, por función de su peso y la elaboración de una torta que recubre las paredes del pozo durante la perforación y completamientos. El poco gas o líquido que entra al lodo de circulación éste lo transporta y en superficie es tomado del lodo y analizado cromatográficamente de manera permanente en la Unidad de Registros de lodo “*Mudlogging*”, siendo ésta una técnica analítica que se utiliza para separar y analizar compuestos volátiles y semivolátiles de una mezcla del gas transportado por el fluido de perforación, además de totalizar el gas analizado.

Durante la perforación de los pozos petroleros, el personal de Geólogos e Ingenieros de Petróleo llevan a cabo en la Unidad de Registros de Lodo, “*mud logging*”, la técnica de los registros de lodo, durante la perforación. Esta consiste en tomar, recolectar, estudiar y llevar a cabo el almacenamiento de la litología cortada, la data de perforación, la detección, medición y evaluación de los fluidos, petróleo, gas, agua, presentes en el fluido de perforación, lodo y en los ripios “*cuttings*”, que se transportan a la superficie provenientes de la roca cortada del fondo del hueco, ubicarlos en profundidad y corresponderlos con la litología cortada. Mientras se perfora, y en tiempo real, con la información obtenida del subsuelo, se evalúa e interpreta, el reconocimiento de las formaciones y sus litologías, se determina la presencia de fluidos, el potencial productor del yacimiento, la presión de las formaciones y de una manera proactiva elaborar una impronta que permita de manera proactiva detectar y extrapolar incrementos de la presión que pongan en peligro el pozo, el personal y el medio ambiente.

Con la información obtenida, en tiempo real, in situ, se identifican y localizan en profundidad las formaciones y sus litologías con hidrocarburos, potencialmente productoras y que ameritan pruebas más avanzadas y meticulosas; detectar detalles no vistos por otras herramientas; para la planificación del próximo pozo, aportar data para la elaboración del lodo, profundización de asentamiento de zapatas de revestimiento; aportar información real para geonavegaciones de zonas productivas “*pay zones*”; identificar zonas invadidas; y zonas de estratos delgados con sus porosidades, fracturas. Esa unidad de mud logging, es la memoria artificial que almacena los macrodatos, la “*big data*” obtenida de cada pie que se perfora, de cuyo estudio se obtiene la información para realizar pruebas de formación y planificar el próximo pozo a perforar.

Otra función principal de la Unidad de Mudlogging, es el análisis del gas producido por la formación que se corta, el cual es medido a partir del gas transportado dentro del fluido de perforación, el que es continuo y permanente durante la perforación dando lugar a establecer improntas cromatográficas para estratos, parasecuencias, miembros y formaciones y caracterizarlos. Esto permite identificar los cambios de volumen, su composición, y la profundidad de la formación de la cual proviene.

Ubicando el desgasificador o trampa de gas, en la línea continua del flujo del lodo de

retorno del pozo a los tanques de lodo, se obtiene un fluido no trabajado para reacondicionar, a manera de circuito cerrado, el cual al pasar por la trampa, agitador, se somete a agitación fuerte para extraer el gas de fondo de la formación, “*background gas*” producido por la roca cortada, cuando la presión de poro, del yacimiento, excede la hidrostática del pozo aportando gas al sistema, el cual aumenta si la manifestación de gas o petróleo es alta generando un “*show gas*”, si la roca es productiva.

Este gas es transportado a la unidad de mudlogging donde, se seca, filtra, se envía permanentemente durante la perforación, al detector cromatográfico, donde se analiza, se mide composición cromatográfica, presencia de petróleo líquido, fluorescencia; presencia de gases no combustibles; el totalizador del gas mide el total del gas como complemento cromatográfico, y componente esencial de seguridad del pozo; con la modificación, de los parámetros de perforación; la rata de penetración, el peso y volumen del lodo.

Adicional a lo anterior, de la información continua, expresada como curvas de gases totales y cromatográficas obtenida, atribuibles al gas liberado mecánica e instantáneamente al fracturar y astillar la roca durante la perforación, y el liberado paulatinamente de los ripios permeables hacia el fluido de perforación a medida que sube a la superficie con una simultánea disminución de la presión hidrostática al acercarnos a la superficie.

Esta manifestación de gases, en tiempo real, solo requiere del tiempo del viaje del fondo a la superficie para estudiarlo e interpretarlo de una manera creativa, como herramienta de correlación estática de facies cromatográfica, huella específica, para las formaciones, miembros, topes, presencia de carbones, localizaciones de arenas con manifestaciones de petróleo y gas “*oil show*”, agua, perforadas a lo largo del pozo.

EDAD	FORMACIÓN	REGISTROS		PROFUNDIDAD	LITOLÓGIA INTERPRETADA FÓSILES - MINERALES	MANIFESTACIÓN DE ACEITE	CROMATOGRAFÍA			RESISTIVIDADES			NUCLEARES			DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	SÍMBOLOS DE INGENIERÍA	COMENTARIOS
		UNIDAD					Hydrocarbons			RLA1			Density					
		ROP Average	ft/hr	0			0.001	%	100	0.2	ohmm	2000	1.9	g/cm ³	2.9			
		Bit Size	in	16			1	CO ₂	100000	0.2	ohmm	2000	0.45	cfcf	-0.15			
		Caliper	in	16			1	C1	100000	0.2	ohmm	2000	1	PEF	b/e	10		
		Gamma	API	200			1	C2	100000	0.2	ohmm	2000						
		Spontaneous Potencial	mV	20			1	C3	100000	0.2	ohmm	2000						
							1	ic4	100000	0.2	ohmm	2000		RT_HRLT				
							1	nC4	100000	0.2	ohmm	2000		RXO_HRLT				
							1	ic5	100000									
							1	nC5	100000									

Fig. 7.1. El encabezamiento de un Registro Grafico Compuesto.

Este Registro Grafico Compuesto, es la expresión escrita de diversas herramientas de perforación, curva de rayos gamma, cromatografía de gases y petróleo, resistividades, porosidades y una litología interpretada continuamente para cada intervalo y su profundidad, por el personal de la cabina de Registros de lodos en tiempo real.

La primera pista presenta una primera columna para la edad de la Formación, una segunda columna para el Nombre de la Formación, una tercera columna para subdividir la Formación en unidades. La cuarta columna con la línea del tamaño de la broca “*bit size*”, pulgadas, azul claro. La línea del calibrador del pozo “*caliper*”, pulgadas, azul-morado. La línea del registro de rayos gamma “*gamma ray*”, API, verde. La línea negra mV del potencial espontaneo “*Spontaneous Potential*”.

Después de la primera pista, viene una columna de profundidad en pies, otra columna graficada de la litología interpretada con fósiles y minerales presentes, una columna para marcar la presencia de la manifestación de petróleo.

Después de las columnas anteriores viene la segunda pista con columna para cromatografía, columna para resistividades y columna para los registros nucleares. En la primera columna gráfica: Hidrocarburos hasta el 100% negro. Presencia de CO₂. ppm, azul. Presencia de C1 ppm, azul. Presencia de C₂, ppm, verde, Presencia de C₃ ppm, azul, Presencia de iC₄, ppm, morado, Presencia de nC₄. ppm, morado, iC₅, ppm, morado, nC₅, ppm, morado. La segunda columna presencia de resistividades medidos a diferentes profundidades a partir de la pared del pozo desde un par de pulgadas hasta alrededor de 70 pulgadas. La tercera columna presenta las curvas de porosidades medidos en densidad y neutrón, y la curva del PEF. Registro de propiedades de absorción foto eléctrica, mide el factor de absorción fotoeléctrico Pe: mide propiedades de la matriz, alto valor para arcillas y bajo para areniscas, segunda columna siguientes, descripción de la roca, símbolos de operaciones de ingeniería y comentarios sobre dirección e inclinación del pozo, de la broca, etc.

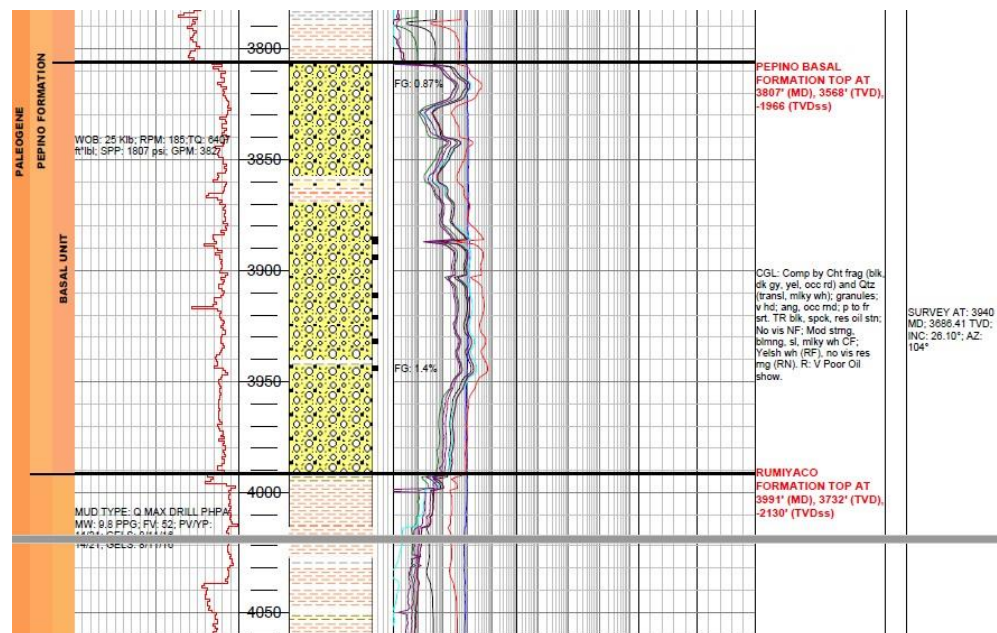


Fig. 7.2. Facies cromatográfica de la Unidad Basal de la Formación Pepino. Observe su mayor valor de las cromatografías con respecto a las que le supra yacen e infrayacen.

En la fig. 7.2., basados en la litología obtenida de origen continental, las respuestas de la facies cromatográfica y la rata de penetración se determina el contacto formacional. Lo bajaría unos cinco pies donde hay el rompimiento de la rata de perforación. Por cromatografía localocan donde se realiza el quiebre de las facies, me parece bien, pero hay que recordar que ese gas que sube lo hace con el tiempo que gasta del sitio aportante de gas a la superficie, pero ese tiempo es muy aproximado, el cambio de ROP no, donde se rompe la rata, hay un cambio.

Estas presentaciones de las caracterizaciones cromatográficas se emplearon creativamente para diferenciar e identificar los miembros fallados repetidos en estructuras dúplex de la Formación Carbonera en el desarrollo del campo de Cusiana en el piedemonte llanero, con un grupo de geólogos de la Universidad Nacional de Colombia, porque fue una herramienta cuya interpretación fue acertada. De igual forma, una de las características utilizadas para parar a la entrada del yacimiento y definir la profundidad para tomar núcleos, en tiempo real, fue la respuesta cromatográfica del yacimiento, con la presencia de algunos granos de cuarzo, cambio de la rata de penetración, después de perforar la roca sello a unos 18000 pies de profundidad. Se logró el éxito de una manera muy creativa, y aprovecho para felicitarlos, con la triste desaparición de uno de ellos.

En la fig. 7.3 abajo, se registra la Formación Caballos en el sur del país es uno de los objetivos productores de Yacimientos Convencionales, areniscas, del Cretácico. Este sector no estaba aún cubierto por el mar interior. Las arenas se originan de la meteorización de las rocas emergidas, en este caso Motema, roca ígnea, la litología de rojo, su erosión y transporte de los ríos de ese entonces.

A grandes rasgos se presentan tres miembros arenosos con dos intercalaciones arcillosas. Pueden observar que presentan manifestaciones de crudo y una muy buena facies cromatográfica

La columna primera presenta el GR, no es fiable, adelante les comento. Nos marca la entrada y salida de la Formación Caballos, con sus varios niveles de arena. El tope se marca donde el GR después de casi 100 pies de calizas y lutitas con una lectura de alrededor de 70 GAPI da un pequeño salto radioactivo de 130 GAPI a los 7910' y entra a la primera arena del Caballos y de igual manera en la base, el GR salta a 150 GAPI y se sale a leer un poco más alto de lo que leyó a lo largo de la Formación Caballo. A propósito, esos saltos de presencia anormal de radioactivos son datums de una utilidad enorme a nivel de campo y cuenca parcial para ubicarnos en profundidad y correlacionar. La curva del ROP no sirve, la escala utilizada no permite ver nada. En ese sector geomecánicamente el pozo se presenta excelente, curva del calibrador, azul, no alcanza a leer una pulgada de mayor tamaño del pozo.

Porque el GR, en la zona de Calizas y lutitas apenas lee cerca a los 100 GAPI, sería ambiente continental, y esa parte de las calizas son marinas las rocas generadoras tienen mayor radioactividad.

La columna dos es la interpretación de la litología, la cual se realiza cuando se tienen los RG y Eléctricos para colocar adecuadamente arenas y arcillas. La columna tres de la cromatografía, es de mucha calidad para mostrar entrada y salida de la Formación Caballos. Su forma aserrada está asociada con la emanación del gas de los diferentes estratos. Tenemos las curvas de C1 a C5.

La columna cuatro de la resistividad muestra varias profundidades con valores mayores a doscientos los que parecen ser los “plays”. La columna cinco del registro de densidad y neutrón muestra acercamiento en algunos sitios, pero el mejor es la arena inferior donde se alcanzan a cruzar.

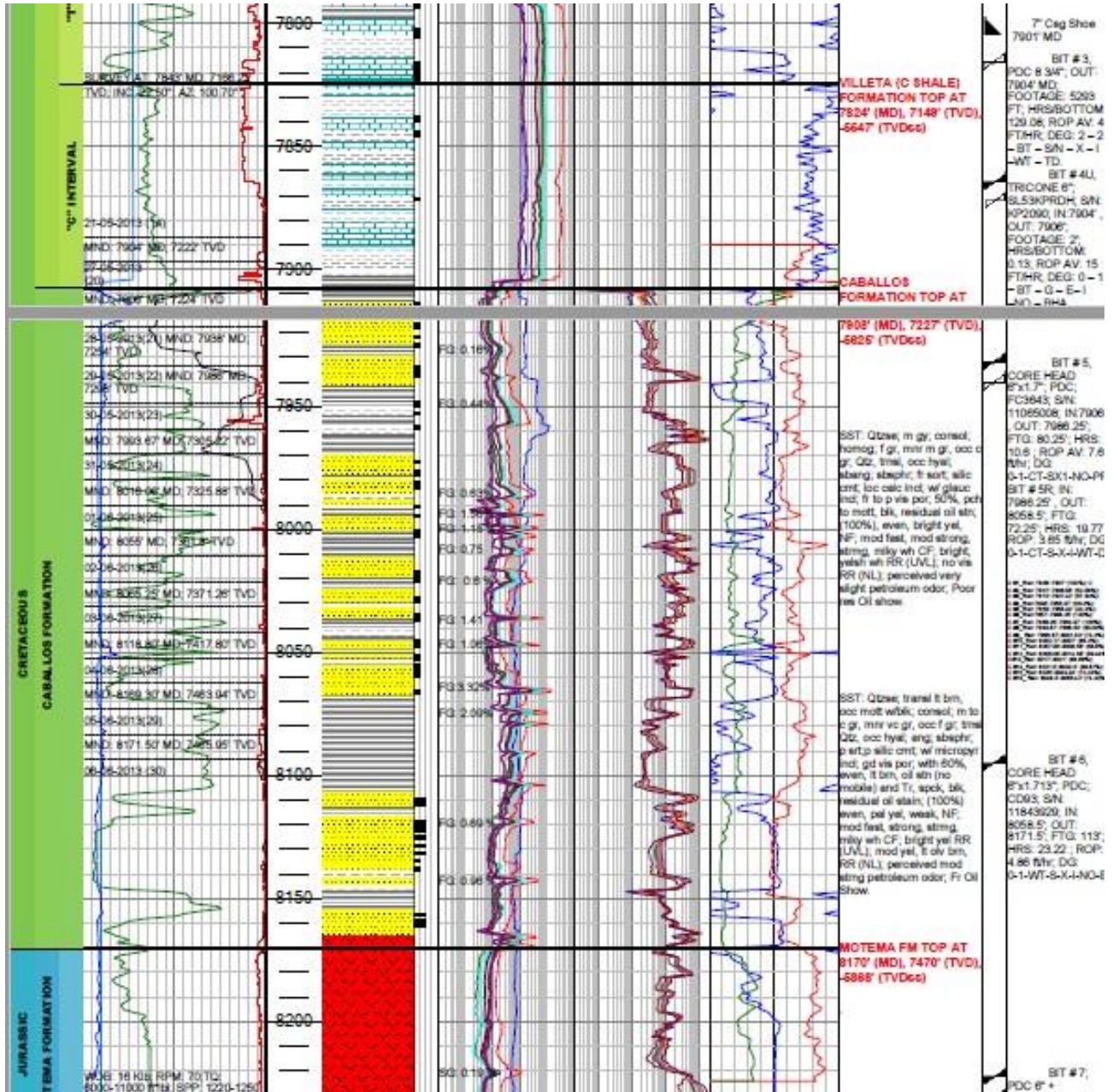


Fig. 7.3. Facies cromatográfica de la Formación Caballo. Observe su mayor valor de las cromatografías en su parte central. Las arenas superior e inferior presentan bajas cromatografías. E igualmente las diferencias con las formaciones que supra e infra yacen.

La utilización de las facies cromatográficas, junto con las otras facies, ayudan a incrementar el conocimiento, definición del reservorio en el subsuelo, sus fluidos, caracterización y definición in situ, junto con su formación o miembro, roca sello, y extrapolar para el campo y la cuenca. Su locación en profundidad depende de la precisión del cálculo del tiempo que toma el gas para llegar a la superficie, ayudado por el cambio de tasa de penetración, descripción de muestra en superficie y las lecturas de gas total y cromatografía en superficie, tomadas en la unidad de “Mud Logging” registro de lodo.

8. Operaciones

Durante las operaciones de perforación de los pozos de petróleo, se presentan problemas, de inestabilidad geo mecánicos debidos a fallas de la roca en la cara del pozo, ocasionados por una combinación de factores controlables de origen antropogénico, y otros de origen natural no controlables al perforar rocas con altos esfuerzos tectónicos naturales o inducidos confinados, baja resistencia de la roca a los cambiantes esfuerzos inducidos, fracturas y fallas, formaciones móviles, no consolidadas, sobre presionadas; prácticas de perforación inapropiadas al no controlar presiones, construir ángulos muy altos, o direcciones no correctas, incrementar o decrecer transitoriamente presiones sacando o metiendo tubería, permitir altas vibraciones de la sarta, erosión por alto galonaje, incrementos de la temperatura del lodo de perforación; químicos por interacción dañina entre la litología y los fluidos de perforación o combinación entre ellos, los que causan problemas de perforación y dejan una impronta con causa y efecto, que llevan a costosas pérdidas de tiempo, y en casos extremos pérdidas de pozo.

Una detallada atención se le ha de prestar a los programas de fluidos, a las bajadas de revestimientos, los procedimientos operativos, los cambios de turnos y cuadrillas. Se ha de mantener una comunicación permanente haciendo uso de habilidades blandas con el personal de la perforadora y de la operadora en la locación del pozo, y en menor cantidad con la casa matriz, por obvias razones, para coordinar actividades y manejar a través de una sola persona, y evitar dualidades en ordenes, además de realizar reuniones todas las mañanas con el personal de turno en el trabajo, donde se informa sobre las operaciones a realizar y eventualmente en casos particulares de actividades no cotidianas a realizar, para lograr proactivamente un mejor desempeño en el desarrollo de las mismas.

De igual forma se realiza monitoreo permanente de los parámetros de perforación, lecturas, en sensores, unidades de almacenamiento de datos, pantallas de seguimiento, con una supervisión de la correspondencia entre lo calculado, las lecturas y la realidad física en la profundidad que se está sucediendo.

Los diferentes viajes para sacar o meter tubería, para cambiar ensamblaje de fondo o para acondicionar los pozos, los cambios de cuadrilla, los días de fin de año, son de los momentos más críticos de la operación, y no deben presentar perturbaciones significativas, sin embargo, en los arrastres o apoyos puntuales de la sarta de perforación hay que registrar su profundidad, magnitud y la formación; establecer posible razón del percance, actuar de una habilidosa manualidad blanda, para comunicar, hacer participar y tomar acciones proactivas. Entender ese lenguaje de la interacción sarta de perforación-pozo, es necesario para tomar acciones que no perjudiquen la operación.

Las pérdidas de fluido hacia la formación o inversa, requiere de la ubicación del intervalo en profundidad, los barriles perdidos o ganados, para controlar lo más pronto posible y preparar nuevos lodos adaptados a las nuevas condiciones.

De igual forma, durante las reuniones y perforación, todo el personal involucrado

conocerá las formaciones perforadas su litología, topes, aunque cierta información de presencia de petróleo se mantiene en reserva o se da a conocer muy ligeramente.

La operación involucra el control, seguimiento del comportamiento de la broca, vibraciones; observar y cumplir el programa de lodos, con un óptimo manejo del tiempo de ascenso de los fluidos y muestras, desde el fondo.

A cada pie perforado se le toma información geológica y de ingeniería de perforación. Su seguimiento es pie a pie y su control de calidad es permanente para obtener una sumatoria de controles en todos los aspectos para lograr una primerísima calidad en datos de perforación y geología.

Varias de las operaciones y sus resultados durante la perforación han de caracterizarse para su utilización en los diferentes registros que se corren en el pozo, y en la planeación de los pozos venideros. Operacionalmente tomamos, peso sobre la broca, rpm, torque; volumen del lodo, conductividad; diámetro del pozo; tipo, volumen de los ripios perforados, etc.

Uno de esos registros es el FEL, "*formation evaluation log*", Registro de Evaluación de Formaciones, donde tenemos:

En la primera pista: PARAMETROS: RPM: Revoluciones por minuto de la broca. SPP: "*Stand Pipe Pressure*": Pérdida de presión en la tubería de perforación + Pérdida de presión en el BHA; "*bottom hole assembly*", ensamblaje de fondo + Pérdida de presión a través de la broca + Pérdida de presión en el anular. Si sucede algo extraño en cualquiera de esas partes, ocurre alerta. Igual, si cambia propiedades el lodo, cambia el SPP. WOB: "*weight on bit*", peso sobre la broca. "*Flow in*": flujo entrando. Torque: carga rotacional.

Segunda pista: comentarios.

Tercera pista: RATA DE PERFORACIÓN: ft/hr. Columna: PROFUNDIDAD.

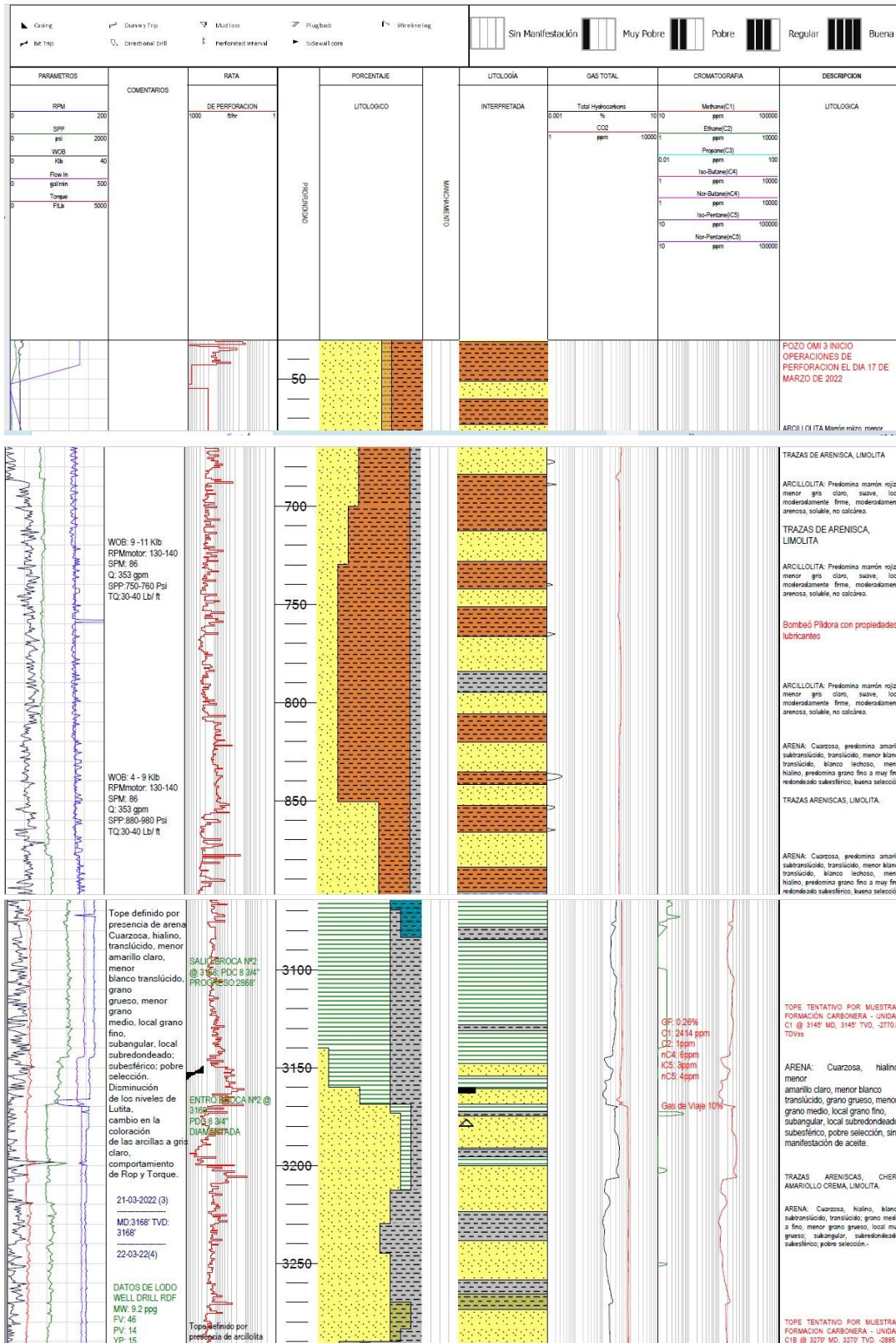
Cuarta pista: PORCENTAJE LITOLÓGICO. Columna: MANCHAMIENTO

Quinta pista: Litología interpretada.

Sexta pista: GAS TOTAL

Séptima pista: CROMATOGRFIA

Octava pista: DESCRIPCION litológica.



En este registro gráfico, el FEL, Formation Evaluation Log, registro de evaluación de formaciones, fig. 8.1, se puede observar la relación estrecha entre los parámetros de perforación y la litología cortada. La pista tres, la curva roja, cuando la los límites máximos de velocidad de perforación se alcanzan para el pozo que fuere, este sería el valor máximo y entre esos extremos estaría caminando la broca. Manejar esta rata es muy útil para determinar topes litológicos, puntos de entrada para geonavegar horizontalmente y localizar puntos problemas en el subsuelo. Observe los cambios a 850', 3150', 3200'. De igual forma observe los cambios en la presión de la tubería de presión: 3150', 3200'; y las curvas del gas total y la cromatografía en las pistas sexta y séptima. La columna ocho, de la descripción litológica, hay que ser muy cuidadoso con la descripción de la matriz y el cemento, y los minerales traza que se vean. Estos detalles son importantísimos para armar las relaciones estratigráficas del subsuelo.

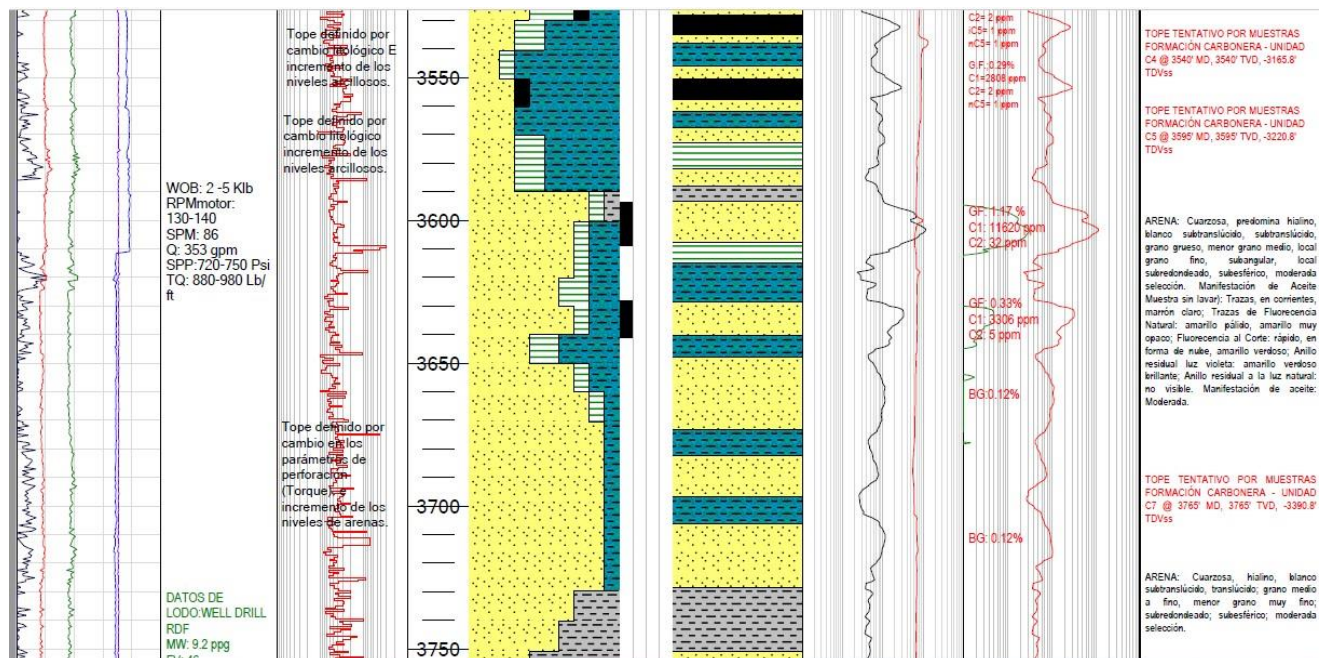


Fig. 8.2. Descripciones de lodo, peso sobre la broca, litología. Topes de miembros de la Formación Carbonera.

La fig.8.2., el FEL, "Formation Evaluation log", registro de evaluación de la formación, como el RGC, en esta parte de la columna litológica es único en muchas cosas. El tectonismo que genera la Cordillera Oriental se sucede en tiempos de la Formación Carbonera. Tenemos estructuras de bloques repetidos y sobre impuesto de desplazamiento lateral, de rumbo, además de ser reservorios yacimientos, sellos, y superficies blandas que facilitan el desplazamiento de los mega fallamientos y acompañado de hinchamiento de arcillas y atascamiento de tubería por caída de carbones. Usualmente los carbones coronan fin de parasecuencia e inicia la superior, junto con las arenas más limpias y las arcillas de la subida del nivel del agua al depositar el sedimento. Estas son litologías, épocas, lugares que son especiales para operaciones de perforación, geología, geoquímica, geomecánica.

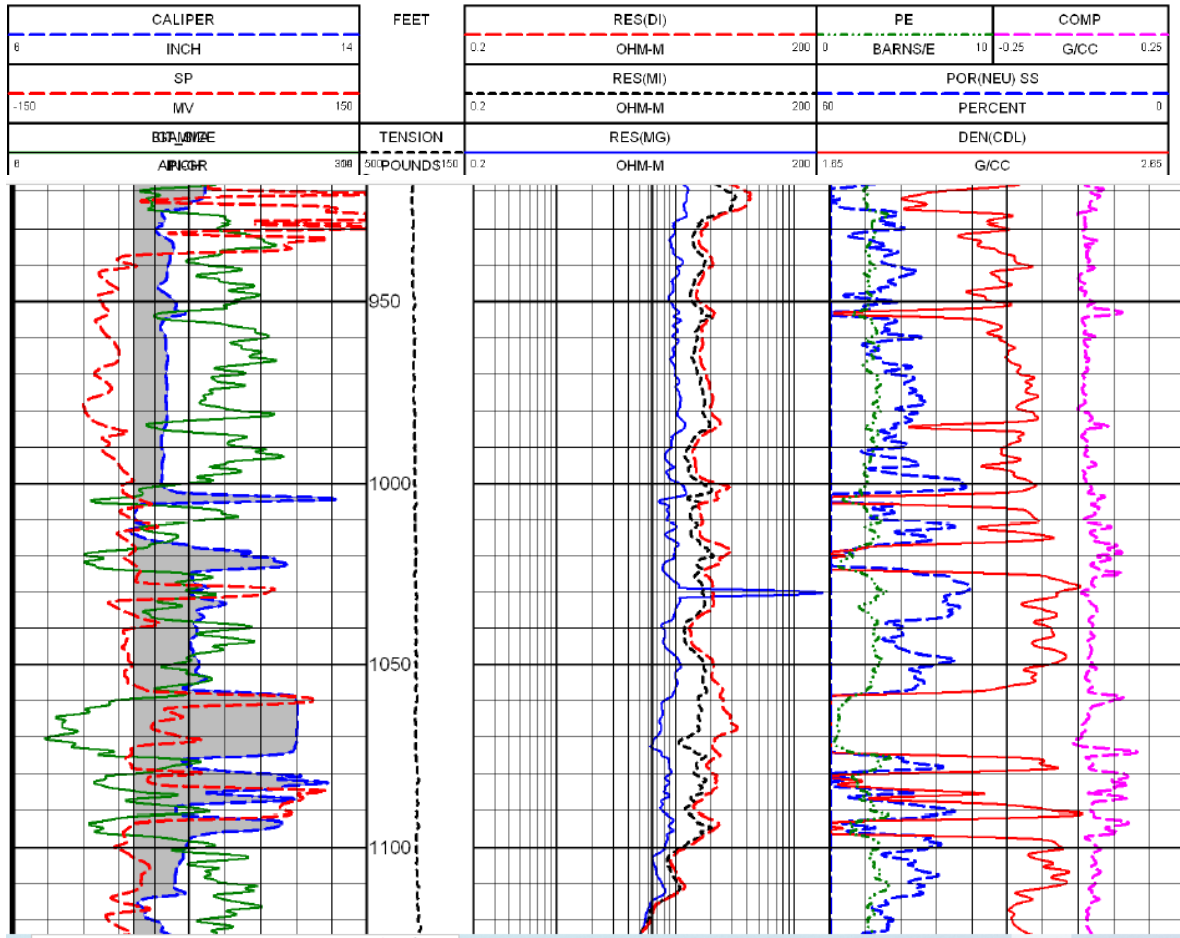


Fig. 8.3. Registro eléctrico del mismo pozo anterior. Lo que el FEL no muestra, este si lo hace.

En la Fig. 8.3., lo que el FEL no muestra, este ve otras cosas cuyo posicionamiento en el subsuelo no está afectado por esperas de retorno a la superficie. Si las cosas se hacen bien o mal, estos registros eléctricos en tiempo real o después de tomados, muestran el trabajo producido, El primer track: GR, verde. El calibrador “caliper”, azul; la línea de la broca 8.75”, la arena se cae, se lava, generando un hueco que alcanza cuatro pulgadas de sobre dimensión. Las arcillas un poco menos. El agua de formación es dulce. Usualmente por lo somero del pozo se sucede ese estilo de cosas, que se tienen que mejorar. Tenemos dos factores que se agrupan, la arena muy friable y alto el volumen de lodo.

La perforación de esta parte superficial tiene que ser conocedora si hay gas superficial en un radio de un kilómetro. Si es así, bajo ninguna circunstancia permitir iniciar la perforación si no se ha montado la unidad de registro de lodo, pues puede ocurrir un reventón, “blow out”, algo supremamente costoso en vidas y herramientas, los que usualmente ocurren en la primera fase, porque no existe control de la Unidad y/o durante las sacadas de la tubería, “pooh”, por descuido en el control entre presión del pozo conteniendo y el yacimiento aportando, pero también inciden los estados físicos y emocionales del personal de la cuadrilla, sucediendo esto último en cualquier momento de la actividad de perforación, desde el momento del ingreso hasta la salida de la cuadrilla.

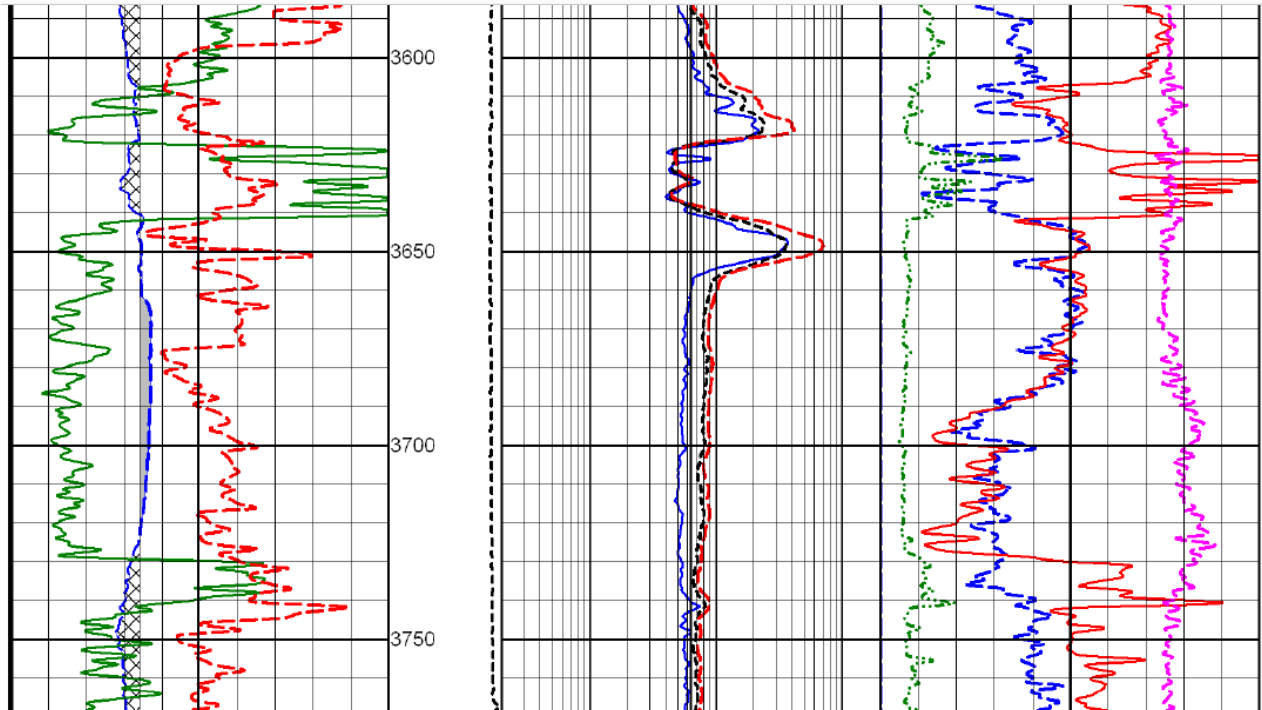


Fig. 8.4. Las paredes del pozo se ven más de acuerdo con la dimensión del pozo, observar track 1. Con menos de una pulgada de hinchamiento y más de una pulgada sobredimensionado.

En la fig. 8.4, en general se observa que el pozo está bien llevado con arcillas inhibidas, no se hinchan y arenaspoco lavadas, no se caen. Sin embargo, observen: Track 1: GR, verde. Dos arenas: 3608- 3622 Rt Deep, rojo: 40 y 3640-3730 RT Deep:70 entre 3640-3655. Las porosidades se juntan aproximadamente a los mismos valores.

Para una correlación de esta arena es muy interesante. Vamos a estudiar siempre observando mirando únicamente las lecturas de resistividad desde los 3770' hasta los 3590', todo el registro. Las curvas de resistividad somera, media y profunda, están montadas unas sobre las otras. Tienen dos inflexiones con mayor resistividad a los 3650' y a los 3618'. Recordar que en el subsuelo en las rocas porosas podríamos tener hasta tres fluidos.

Entonces, si tenemos un manajo de curvas resistivas recto y solo presenta dos inflexiones, es decir dos resistividades, primera conclusión, dos fluidos llenando los poros de arriba a abajo.

Si miramos de la inflexión inferior hacia abajo tenemos dos resistividades, sin discusión. Pero como observamos y miramos ahora el GR, todo es una misma arena con estratos menores de arcilla, coronada la parte superior con casi quince pies de un fluido más resistivo en contacto con un fluido menos resistivo.

La misma observancia la podemos hacer con la arena y la inflexión superior y se llega a la misma conclusión, dos fluidos con dos resistividades diferentes.

Con esto armado nos vamos para la columna tercera, con las curvas de PEF, mide factor de absorción fotoeléctrico, si es bajo, arenas; alto arcillas y las porosidades del Registro Neutrón y el Registro Densidad.

EL PEF curva verde, observen, lee continuo bajo y algunos tramos un poco más alto las arenas predominan.

Las dos curvas de porosidad, observen en algunos tramos se juntan porque es un fluido que los afecta y crea el efecto corbatín. Se recomienda para visualizar, no para calcular, en arenas correr matriz caliza, exagera el efecto corbatín y puedes visualizar de inmediato las profundidades con posible fluido diferente al agua.

Igualmente, para tener en cuenta la metricidad de este muestreo. Los computadores realizan el manejo de la información en programas especializados con capacidad de almacenar, toda la información por tiempo y o espacio, generada durante la perforación. En tanto que el hombre está en capacidad de estudiar, analizar en pies por hora muestra representativa de roca cortada, preparada y descrita por minutos cada diez pies.

La buena operación de perforación es producto de una integración de áreas que la soportan, la utilización de habilidades técnicas como la Ingeniería Geológica, Geomecánica, Quimioestratigráfica, Petróleos, conocimiento de la cuenca, de pozos vecinos, lecciones aprendidas y habilidades blandas para estar en una permanente intercomunicación con todos los seres humanos en taladro y/o oficina, y tomar decisiones proactivas que eviten o mitiguen los problemas operacionales.

9. Correlación

El conocimiento de la heterogeneidad estratigráfica, de la cuenca, del campo, de la vecindad del área de perforación, lleva a lograr los objetivos programados al perforar, esto es, realizar de la mejor manera y económica, para obtener información de calidad, no afectar el ecosistema y producir petróleo de una manera exitosa.

La interpretación sinérgica de estos procesos estratigráficos, eléctricos, sísmicos, geoquímicos, geomecánicos, cromatográficos, operacionales y sus mecanismos parasecuenciales; resistivos; reflectivos; nano minerales; mecánicos y químicos; cantidad y tipo de gases; respuestas a la perforabilidad y sus secuencias en términos de un medio de depósito a lo largo de la columna litológica perforada, se hace a partir de modelos analógicos regionales y locales, incluso a nivel nano, con proceso y mecanismos presentes, llevados fundamentalmente a las edades de cada una de las formaciones perforadas y a perforar; correlacionables en el subsuelo, comparable con los datos obtenidos de los estudios realizados, aplicables en la predicción de las heterogeneidades entre los pozos; en depósitos relacionados genéticamente de pulsos individuales de progradación y regreso, el cual describe solo uno o parte de un reservorio, teniendo siempre en consideración que el uso de reglas fijas generales no aplica, ya que una misma imagen puede corresponder a procesos sedimentarios diferentes con resultados diferentes.

Igualmente los estudios estratigráficos secuenciales a detalle de los modelos de depósito, aún a la escala nano, documentan cambios significativos en los estilos del depósito de los estratos adyacentes y sus respuestas, de allí la necesidad de predecir esta variabilidad, lo cual se puede realizar a partir de valoraciones de los ambientes de depósito y sus ciclos secuenciales y las diferencias entre los ciclos adyacentes de alta frecuencia o parasecuencias lo que puede sustancialmente impactar el conocimiento de las reservas de hidrocarburos, sus reservorios y sus estrategias de perforación y desarrollo.

Por lo anterior, la aplicación de los resultados de un modelo a otro reservorio se debe realizar con las caracterizaciones apropiadas, ya que cada pozo tiene sus particularidades y con su esto conlleva implicaciones operacionales, interpretativas, económicas, a través de la vida del campo, desde su primer pozo en la fase de exploración hasta su redesarrollo en su fase madura.

La predicción de la geometría y de las heterogeneidades de los depósitos, a la escala entre los pozos, es dependiente del entendimiento del ambiente, de la posición del reservorio, del ciclo de depósito. El entendimiento de los ciclos deposicionales bajo el esquema de estudio de la secuencia estratigráfica, mejora el conocimiento de la interpretación de las facies por un mejor conocimiento en la definición de los efectos de los cambios relativos del mar y la cantidad, tamaño, composición de los aportes y tipo de sedimentos en el ciclo deposicional, la geometría de la facies y los patrones de apilamiento, cuyos mecanismos nos dan lugar a un tipo específico de roca, con características y respuestas únicas.

La relación entre el estilo deposicional y la posición dentro de un ciclo pueden variar local y regionalmente en la cuenca, entre cuencas, en el ámbito del reservorio, o a través del

tiempo a causa de la amplitud del cambio eustático, del ciclo hidrostático, el estado atmosférico, de la diferencia de energía entre el distributivo fluvial y la energía de redistribución de las olas y corrientes de la cuenca que está siendo afectada por las diferencias climáticas y fuentes de sedimentos terrestres, volcánicos, marinos, orgánicos e inorgánicos, que pueden cambiar las cargas y descargas fluviales en volumen, tamaño y composición; las diferentes energías de redistribución en las cuencas; su geomorfología con topografías diferentes; su relación con mares abiertos o interiores y posiciones diferentes a lo largo y ancho de su geomorfología en su área de influencia.

Por lo anterior una evaluación cuidadosa desde una escala macro a una nano de los datos aplicables se debe llevar a cabo para cada intervalo estratigráfico.

El estudio secuencial estratigráfico nos lleva a los ciclos de alta frecuencia o parasecuencias y su ciclicidad, los que, analizados individualmente, arribamos a los canales, depósitos individuales, los anastomosados o apilados que pueden formar ensamblajes de conjuntos muy importantes y continuos a gran escala. Pueden cohabitar lateralmente en un instante dado o superponerse en el tiempo, formando sistemas fluviales, litorales, marinos gravitacionales.

Su estudio local, regionalmente puede ser la clave para definir topes formacionales, fallas, discordancias y su ubicación en profundidad, detección de litologías con presiones y reacciones químicas diferentes, complejidades tectónicas, ubicación de yacimientos, contactos agua petróleo, posicionamiento de revestimientos, puntos de entrada a pozos horizontales, profundidad final del pozo, etc.

Los ambientes fluviales están constituidos por apilamientos laterales o verticales de secuencias elementales positivas con espesores de algunos metros, ancho de centenas de metros y largo de varios kilómetros; meandriforme y anastomosados.

Sobre la base de la terminología utilizada por ref., Spalleti, L.A., Barrio, C.A., 1998, los paleocanales se pueden dividir morfológicamente en cordones, fajas y mantos cuyas características muy generales hay que considerar al planificar el pozo, siempre teniendo en consideración su ubicación espacial en el delta.

Asociados con los depósitos apilados anteriores, se hayan los depósitos de las llanuras de inundación, individuales, electrofacialmente característicos, con espesores menores, porosidades y permeabilidades igualmente menores, pero de una gran extensión areal, siendo los objetivos posteriores en los procesos de redesarrollo de los campos maduros, ver fig. 5.1. Los ambientes litorales constituidos por la variedad de depósitos de secuencias elementales negativas granocrecientes, de orden decamétricos, o la acumulación de secuencias negativas, los marinos (gravitacionales turbidíticos), situados más allá del talud continental, ver fig. 5.1.

Los anteriores nos generan, los reservorios y capas sellos, litologías Cenozoicas de diferente influencia marina de origen continental de los Yacimientos Convencionales en Colombia.

Los marinos en nuestro caso, en un mar interior somero, en el que se deposita fundamentalmente el sedimento mili, micro y nano métrico transportado en suspensión por los ríos, eólico de cenizas volcánicas, dando lugar a las lutitas, “*shale*”, con influencia de actividad volcánica; calizas de origen químico y fundamentalmente de apilamiento de partículas orgánicas aportadas por el mar; turbiditas y mucha materia orgánica terrestre

y marina.

Los anteriores nos generan las rocas apretadas, “*tight rocks*”, lutitas, limolitas, areniscas de grano muy fino, calizas, las que simultáneamente son generadoras, almacenadoras, sellos de los Yacimientos no Convencionales Cretácicos de los crudos colombianos.

Una vez determinada la facies litológica a cañonear o a geonavegar; el nivel de observación macro y la escala a comparar de los objetos sedimentológicos se basa en un concepto de electrofacies respuesta, el nivel de observación macro, y la escala a comparar, de los objetos sedimentológicos.

La electrofacies se define como la impronta de respuestas radioactivas, eléctricas de fluidos, porosidades, parámetros que caracterizan un banco, una asociación de bancos o una formación, teniendo en cuenta el tipo de depósitos considerados cuya forma es particular para cada objeto sedimentario a considerar.

La identificación de las facies eléctricas es un proceso manual cualitativo, en el que se selecciona un banco o bancos donde las características eléctricas permiten una identificación inmediata en pozo y su extrapolación junto con el reflector sísmico que incluya esa característica y llevar la imagen del banco a los pozos vecinos y o geonavegar en él.

Lo anterior permite ubicar verticalmente el potencial yacimiento y la geonavegación estructuralmente lo más alto para evitar producción temprana de agua y los más bajo posible para evitar la zona de gas y despresurizar el yacimiento.

La utilización sinérgica en oficina y campo de la Geología, Geomecánica, Nanotecnología, Química, Tecnología de la Perforación, Registros Eléctricos, Cromatografía, Sísmica y las habilidades blandas, como escuchar, observar, preguntar, son fundamentales para buscar la mejor interpretación y tomar decisiones proactivas que nos lleven al éxito.

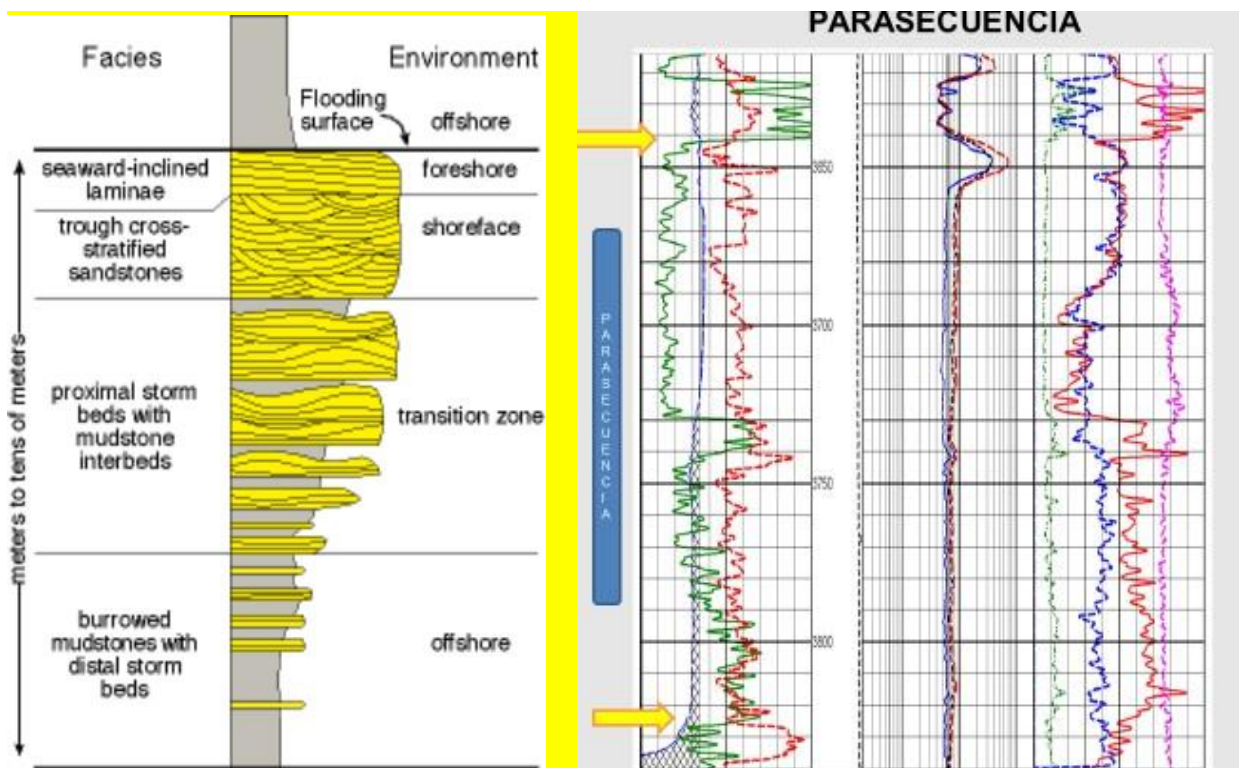


Fig. 9.1. Comparación del trazo de la imagen / registro eléctrico de una parasecuencia. Se compara con la

respuesta del GR, SP, Calibrador en la primera pista; las resistividades somera, media y profunda en la segunda pista y respuestas de los registros de porosidad Neutrón y Densidad, registros de propiedad de la operadora y confidencializados. La gráfica y registros son independientes, tomada de UGA Stratigraphy Lab y de Ref: Van Wagoner, J.C., Mitchum, R.M., Campion, K.M., Rahmanian, V.D. 1990.

La figura 9.1, que contempla el trazo de una parasecuencia. Un evento de somerización, cuyo depósito fue una sucesión concordante de capas genéticamente relacionadas las que comienzan con una superficie de inundación marina y finalizan con un grueso paquete arenoso coronado por carbones, con una duración de alrededor de 500.000 años. Una superficie de erosión subáereo sobre el carbón que corona el paquete grueso de arenas superiores, da inicio a la parasecuencia que supra yace. En el taladro, usualmente este carbón se presenta como trazas o porcentajes menores del 10%. Se acompaña con manifestación de C1, pero si su arena inferior contiene petróleo, se mezclan y presenta toda la gama de C1 hasta C5. Observe que, en el registro a aproximadamente 3642 pies, sobre la línea del GR que delimita la arena arriba, tenga en cuenta la escala, se observa un tenue salto de la curva, eso sería ocasionado por el posible pequeño manto de carbón de algunos pies de espesor. Este carbón sería el fin de la parasecuencia que acá se muestra.

Superado el carbón comienza la profundización local de la cuenca, iniciando la parasecuencia en la gráfica, en la base con la arcilla de color gris y el GR con el valor más alto. Ese depósito de arcilla, puede tener varios pies de espesor, los que, en algunos casos con unas decenas de pies, nos garantizan la roca sello del yacimiento. El GR lee valores alrededor de 150 GAPI, pero no es rico en materia orgánica, no es roca generadora y en nuestro caso son arcillas fundamentalmente Smectitas de 140 Angstrom de tamaño las hojuelas y las causantes de los hinchamientos de las arcillas cuando se perforan con lodos sin aditivos adecuados.

De abajo hacia arriba, el depósito de la parasecuencia, comienza con la profundización de la cuenca hasta una profundidad máxima que se puede interpretar, usualmente en la curva del GR por un pequeñísimo alto de menos de un milímetro y de escaso milímetro de ancho, en escala 1/500. Este sería el

momento local más profundo de la cuenca, el *"still stand"*, o estadio estacionario de la cuenca con respecto al nivel del mar. Se inicia la somerización y comienzan a aparecer eléctricamente de abajo hacia arriba, en medio de las lecturas altas de GR, bancos menores de arena de lecturas bajas de GR, de baja energía, con abundante arcilla y pirita que conducen la electricidad y decrecen las lecturas del petróleo, si lo hay. bancos menores de arena de baja energía, con abundante arcilla y pirita, que conducen la electricidad y decrecen las lecturas del petróleo, si lo hay. Estos bancos, reservorios crecen en cantidad, apilamiento y magnitud hasta la arena limpia, friable, la que si contiene petróleo y lo produce arrastra los granos de cuarzo desprendidos de la arena que fue depositada en un ambiente de máxima energía, que corona la parasecuencia. y finaliza la somerización con el manglar transformado en carbón.

El GR comienza con máxima lectura en la arcilla y va decreciendo a medida que se va subiendo, ya que se va haciendo más arenosa la parasecuencia y si es de una herramienta de buena resolución, marca los canales y sus límites. Observar de manera cuidadosa. Todo lo anterior se muestra en la gráfica y se registra en el *"Track "1*. Además

de la curva del GR, verde, allí también se registra la curva del calibrador del hoyo de color azul el cual muestra escaso crecimiento de arcilla, en enrejado gris y escasa erosión de las paredes, color gris. También se observa la curva del SP, indicando las arenas con salinidad alta.

La pista 2 del registro muestra las curvas de resistividades somera, media y profunda, roja. Desde el TD del pozo a los 3854 pies hasta los 3658 pies, muestra las curvas de resistividades leyendo 9 ohms. Desde los 3658 pies hasta los 3640 pies muestra una máxima lectura de 80 ohms. Esta lectura se puede interpretar como un fluido X en la primera parte, y un fluido Y en la segunda parte, en contacto. Lo interpreto como agua el X y petróleo el Y.

La pista 3 del registro, de las porosidades Neutrón y Densidad, en el intervalo 3658 a los 3640 pies se juntan, indicando posible petróleo y desde 3658 hasta 3864 pies el TD, se separan indicando posible agua. La curva del PEF, propiedades de absorción fotoeléctrica de la formación Pe, medida de las propiedades de la matriz de la roca, lee valores aprox de 2 indicando mineralógicamente arena.

Esta descripción un poco detallada cualitativamente es para resaltar la utilidad de la interpretación geológica de los registros. Esto nos permite visualizar arenas, fluidos, contactos a manera individual en la parasecuencia. También de inmenso valor en correlaciones regionales para localizar, discordancias, fallas, ubicarlas y definir los pies faltantes o que se adicionan, dependiendo del régimen tectónico.

Es de resaltar que, en ese contacto, base o techo de la parasecuencia, se presenta de abajo para arriba, canal arenoso, manto de carbón y estrato de arcilla sin alterar y alterada, si estuvo expuesta al intemperismo en un momento de la somerización, en un intervalo de unos cincuenta pies. Tres litologías o cuatro en caso de arcilla alterada, que geomecánicamente presentan resistencias diferentes, con potenciales fallamientos mecánicos, productores de arena, caída o desacomodamiento de fragmentos de carbón; químicos por hinchamiento de arcillas

Smectitas o reacciones entre fluidos de perforación y litologías, y operacionales, porque perforar esas zonas son un permanente problema de inestabilidad, al que hay que manejarlo con sumo cuidado, de allí su caracterización y correlación. Todo esto se presentará a lo largo del Cenozoico continental de Colombia.

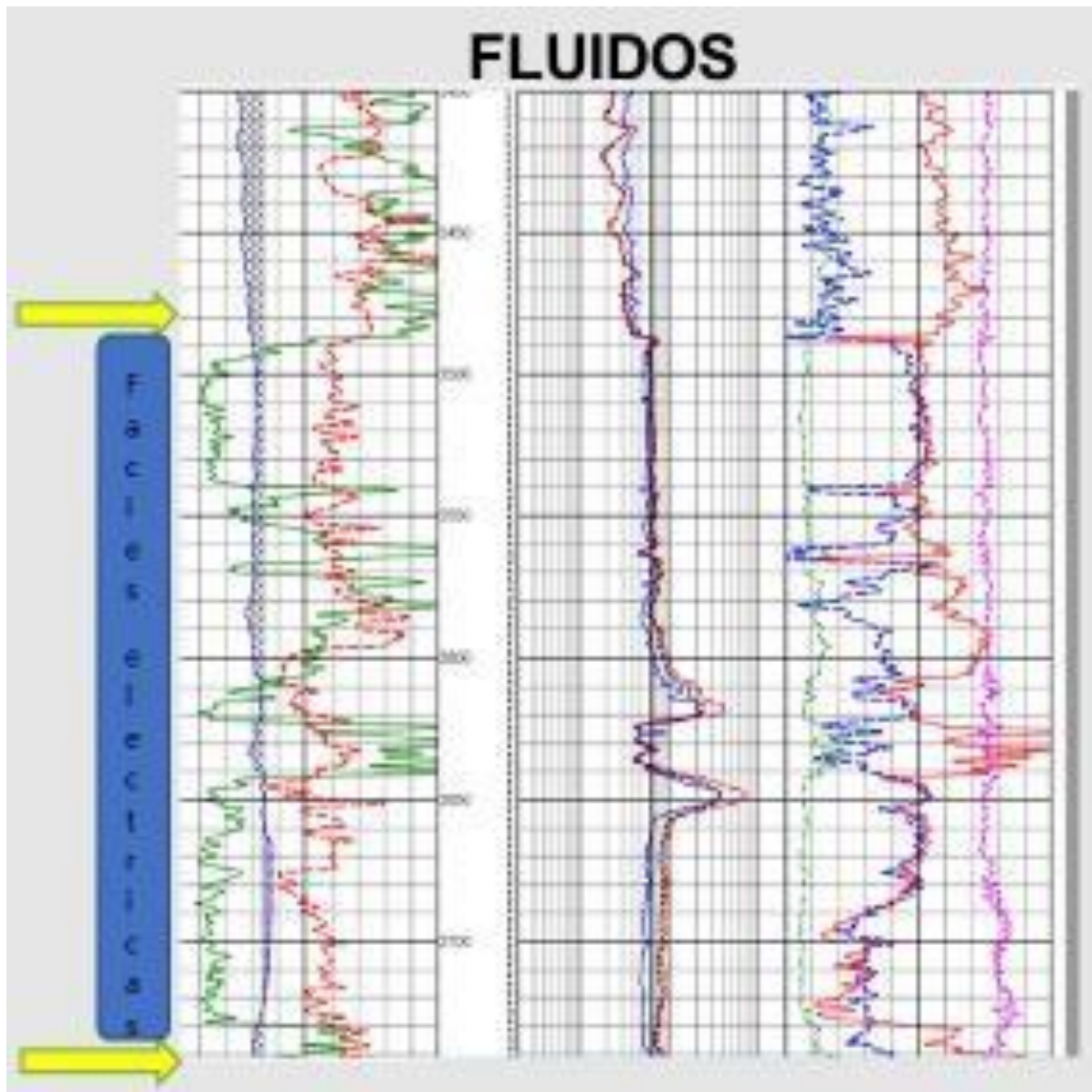


Fig. 9.2. Presencia de fluidos. Las arenas con diferentes fluidos son elementos que se deben caracterizar. En la fig.2. la presencia de fluidos juega un rol demarcable en las caracterizaciones porque definen profundidades de contactos entre fluidos, los que se pueden extrapolar haciendo de ellos datums para tener como profundidad de apoyo en las correlaciones. Además, que, si estos fluidos son hidrocarburos, como en el caso actual donde el agua arriba y debajo de las dos arenas con fluido con resistividades mayores, presenta una resistividad de 10 ohm, y las dos arenas presentan resistividades de 90 y 60 ohms, esto es más de 50 ohm de diferencia más alta, ese incremento cualitativamente me indica un fluido con muy baja conductividad con respecto al que supra e infra yace en arenas y ha de ser petróleo. Parece la arena inferior tendría un contacto agua petróleo a los 3654 pies verticales datum para el entorno, si no hay fallamientos.

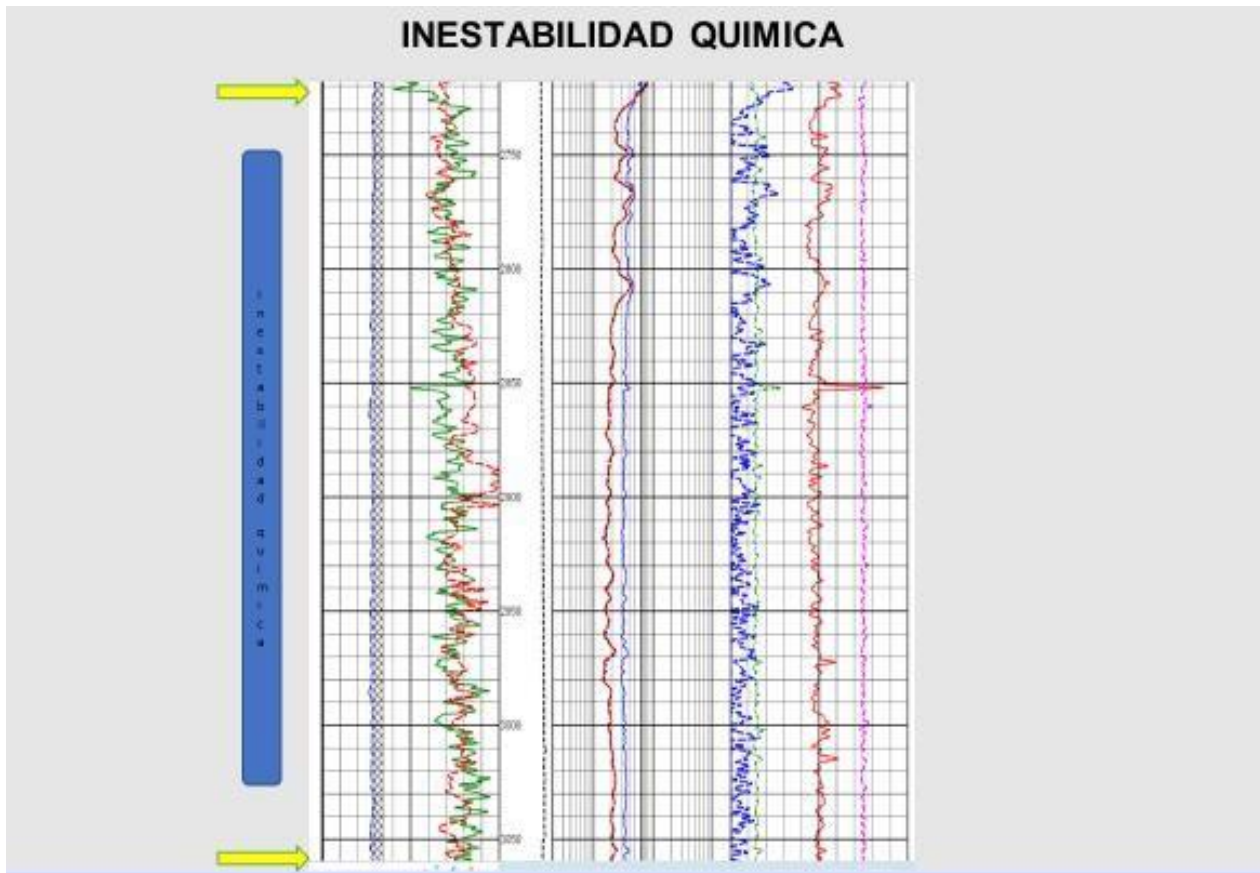


Fig. 9.3. Inestabilidad química del pozo. Según la curva del calibrador, azul, primera curva achurada, primer track, alrededor de una pulgada de crecimiento de las paredes del pozopor reacción arcilla / fluido de perforación.

En el sistema petrolero de Colombia, fundamentalmente, todas las arenas reservorio y las arcillas sello, en Yacimientos Convencionales, son principalmente depósitos fluvio litorales, las arenas como subpoblación transportada en arrastre por los ríos y las arcillas transportadas en suspensión. Las unas son cuarcíticas con diferente cantidad de arcilla en su matriz, en tanto que las arcillas son fundamentalmente Smectitas las cuales se hinchan, caso actual. Este comportamiento hay que caracterizarlo para extrapolarlo, localizarlo y evitarlo desde un principio, pues genera problemas de pega de tubería.

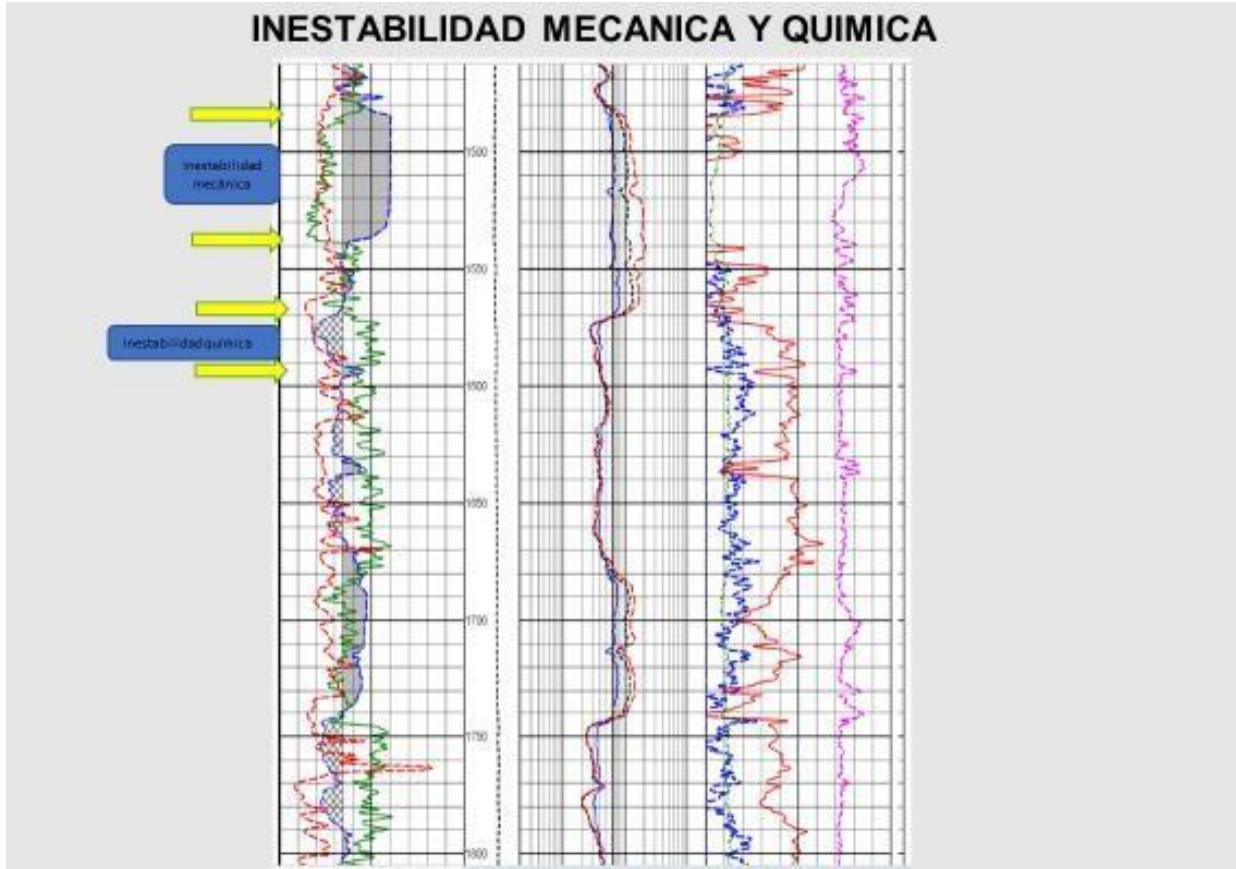


Fig. 9.4. Inestabilidad química y mecánica. Crecimiento pared curva achurada rellena y mecánica curva rellena gris. Posible combinación operacional y reacción química de la litología, pared, del pozo.

En la fig. 9.4., la inestabilidad química, hinchamiento de arcillas, es algo que genera problemas al perforar rocas continentales del Cenozoico, lo que no se puede dudar. Usualmente son predominantes las arcillas Smectitas las que se hinchan durante la perforación si no se han inhibido y causan problemas de pega de tubería. La inestabilidad mecánica, otro problema adicional por caída de bloques del carbón perforado, puede estar asociado con operación inadecuada, no obstante, se caracteriza, correlaciona y se localiza como potencial problema de perforación.

La información de registros de las figuras 9.5 a 9.12, es interpretada y elaborada in situ por los profesionales de la compañía de servicios, de información e interpretación de muestras del pozo, adicionada de registros eléctricos, cromatográficos y operacionales.

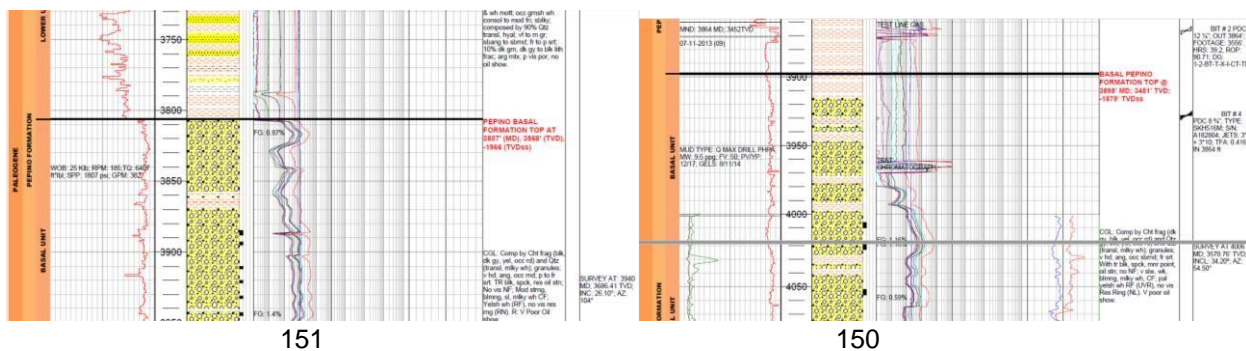
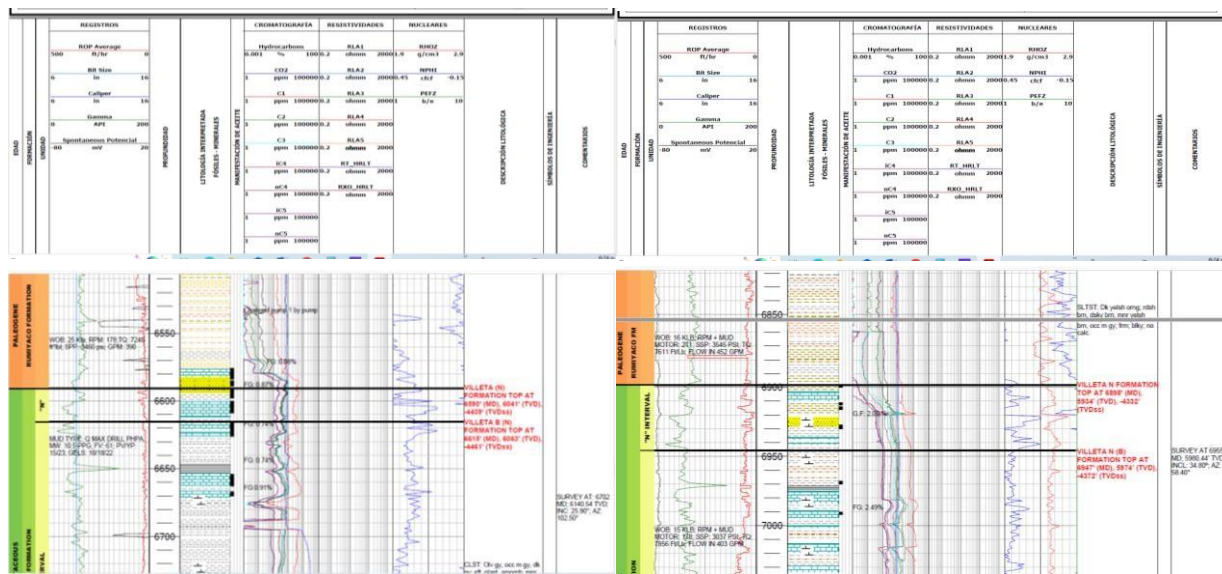


Fig. 9.5. Correlación de litología, cromatografía del Paleógeno de pozos en la Cuenca del Putumayo. Registro Gráfico Compuesto.

Es de acotar que toda la información obtenida, graficada y escrita se ha sometido a una rigurosa supervisión in situ durante la perforación, como también en la oficina por la compañía operadora y de servicio, ya que cualquier error puede ser muy costoso al ecosistema.

151: A la izquierda, facies operacional: la rata cae bruscamente, cambio litológico, de arcillolitas pasamos a conglomerado de cherts, los que son de una resistencia enorme, perforabilidad diferente. Igualmente, la facies cromatográfica muestra un incremento brusco y permanente de los valores del gas de fondo promedio “back ground gas” cromatográfico, pero estas facies se toman cualitativamente. Observar que los dos topes formacionales en los pozos presentan profundidades diferentes: 3915’ y 3805’. Problema estructural, posible falla, localizarla. Para el 151: El tope cromatográfico, los topes del ROP, litología y cromatografía coinciden perfecto. La caída y retorno inmediato a los 3785’, posiblemente se debe a fallo de herramienta.

Pozo 150: Ningún tope coincide. Sin embargo, la definición de la profundidad de ese o cualquier tope sería con registros GR.



151

150

Fig. 9.6. Correlación entrada al Cretácico. Observar correlación cromatografía. Registro Grafico Compuesto.

En la fig., 9.6., se observa cambio de la facies litológica, pasamos de arcillolitas y areniscas continentales a lutitas y calizas marina, cambio cromatográfico, referente cualitativo, incremento del cambio de valores del gas promedio del intervalo “back ground gas” cromatográfico, con manifestaciones de petróleo, “oil show”, “gas show”. Con respecto al tope a la entrada de cretácico, no se observa cambio en el ROP; las lecturas del GR no pasan de 100 API. Para correlacionar y ubicarse en profundidad utilizar en el 150 la lectura de 140 API del GR a los 6970’, la que se corresponde en el 151 a la lectura de 130 API del GR a la a profundidad de 6650’, 320’ de diferencia.

De igual forma en el 151 lectura 7100’= >300 API, en el 150 lectura 7420’= 300 API,

300' por debajo y de esa forma utilizando lecturas especiales radiactivas vamos controlando profundidades. Estos datum son muy precisos para correlacionar y estar muy ciertos de nuestras proyecciones

La localización en profundidad de los cambios de presión locales, de rata de penetración, manifestaciones de petróleo y gas, abundancia de microfósiles, mayores lecturas de GR de unos 10 API, con respecto a las lecturas en "shale", porosidades un poco más altas del Δt , resistividades unas unidades de ohm mayores, son claves para localizar los eventos OAE, y buscar relación con elreservorio/yacimiento y ser criterios muy acertados para localizar y geonavegar reservorios de YNC. Ver figura 1.11, referencias Jenkyns, H.C., 2010 y Paez-Reyes, M., Carvajal-Ortiz H., Sahoo, S.K., Varol, O., Miller, V.B., Hughes, W.G., Gaona-Narváez, T., Patarroyo, D.G., Curtis, H.J., Lerma, I., Copeland, P., 2021.

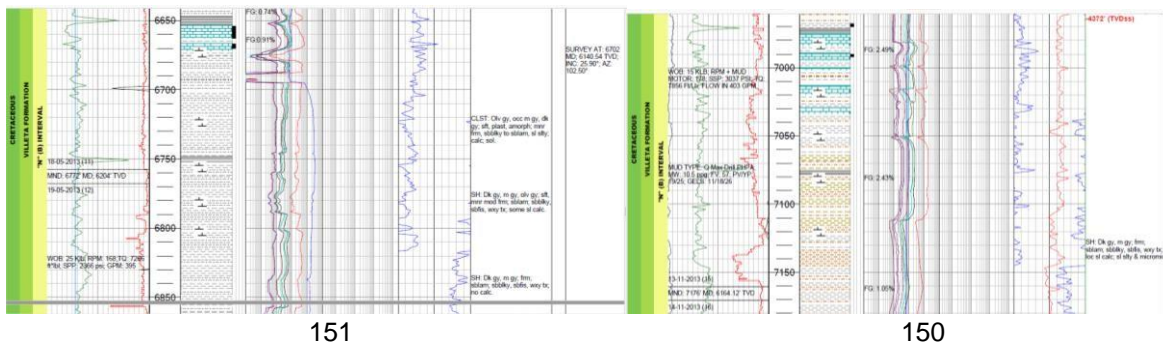


Fig. 9.7. Correlación dentro del Cretácico. Observar la presencia permanente de C1, 2, 3, iC4.RGC Gráfico Compuesto

Se observan pocos cambios en las diferentes facies. Sin embargo, un gas de fondo promedio permanente. Pocas manifestaciones de gas y petróleo. La utilización de picos de muy altas lecturas de GR es ideal para correlacionar.

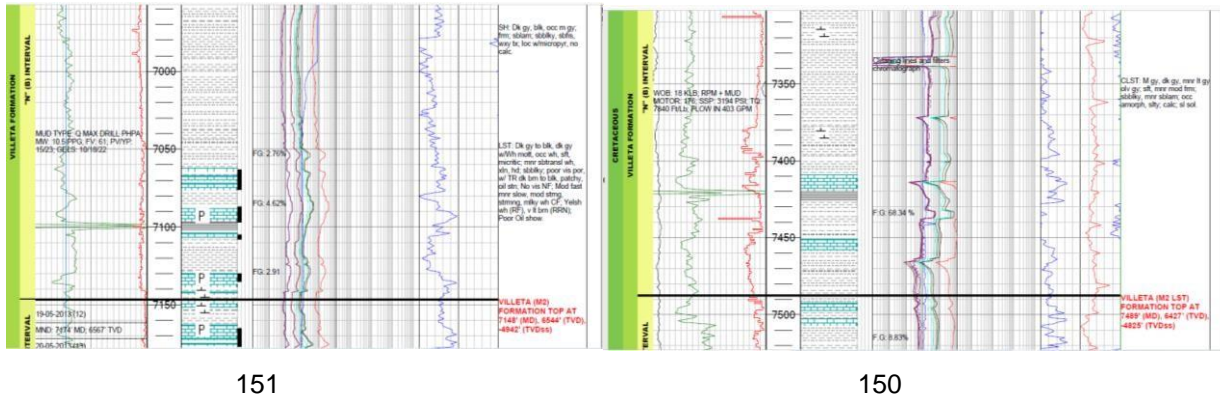


Fig. 9.8. La litología del Cretácico lutitas, calizas y "show" de petróleo. Los trazos negros gruesos en la columna, son presencia de "show" de petróleo.

En general, junto con las lutitas, se presentan calizas, las que suelen presentar manifestaciones de petróleo. De igual forma, se presenta de manera ocasional, intrusivos de rocas ígneas feldespáticas de colores blanco hueso, alteradas, con inclusiones de micro cristales de hornblenda, según la descripción de la muestra. El gas promedio de fondo muestra de C1 a C4. Observe la alta lectura del 151:GR 7100' y 150: GR 7420' un datum perfecto en un mundo de lutitas y calizas.

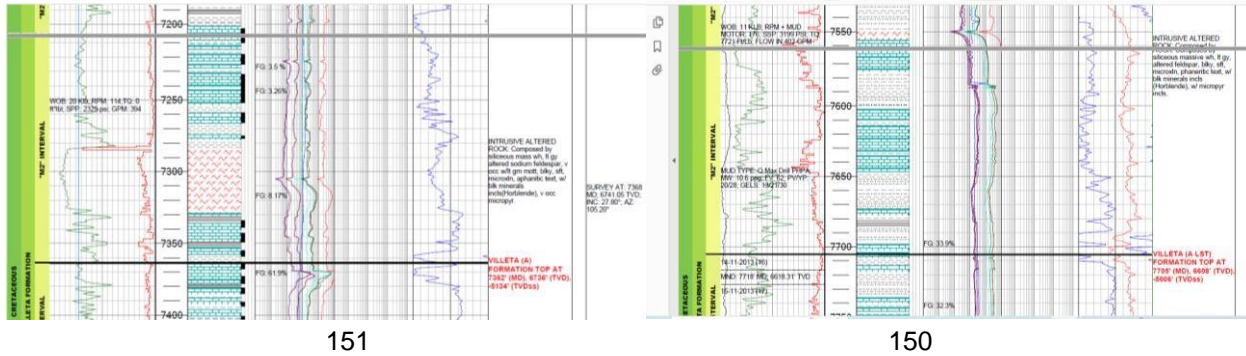


Fig. 9.9. Continuación de la litología del Cretácico. Algunos intrusivos, usualmente diques félsicos. Si además se correlaciona con curvas eléctricas da una respuesta muy particular.

Las calizas presentan manifestaciones de petróleo, igualmente un buen espesor de roca intrusiva, según la descripción. A la litología de lutitas se les denomina Formación Villeta, equivalente a la Formación La Luna, la roca generadora la cual es muy heterogénea y variable, ocasionalmente algo calcáreo, micro pirítico, fisil y partición en astillas, dura, y blanda, no se hincha debido a su composición fundamental Illita, pero se cae. No se presenta incremento en el gas total, aunque en algunas áreas el ROP se incrementa gradualmente indicativo de presencia de gas en profundidades en las cuales la materia orgánica ha sufrido “*cracking*”

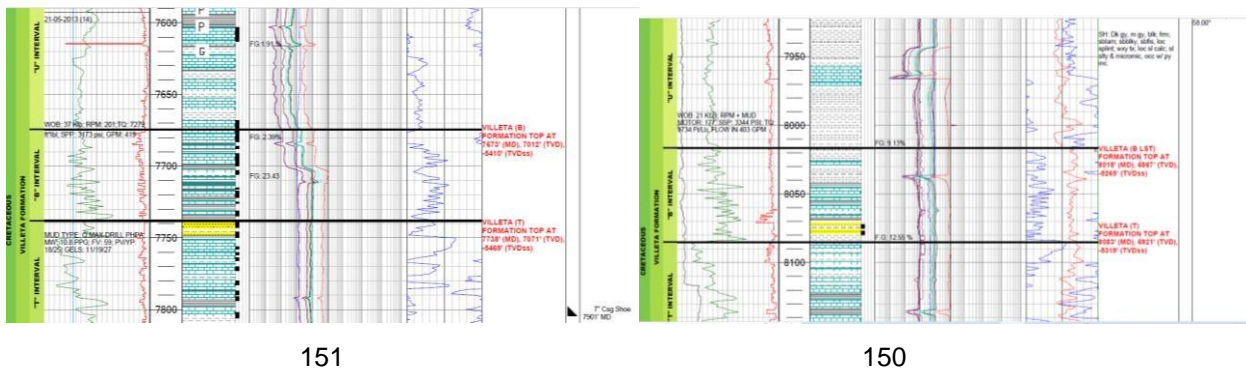


Fig. 9.10. Calizas, los “shale”, las areniscas de la Formación Villeta, del mar interior. Fuente roca generadora de los “shale” del Villeta. Roca Generadora.

Sería interesante establecer la continuidad de las calizas, como su ambiente de depósito, sin embargo, por las características de la cuenca se pueden considerar arrecifales.

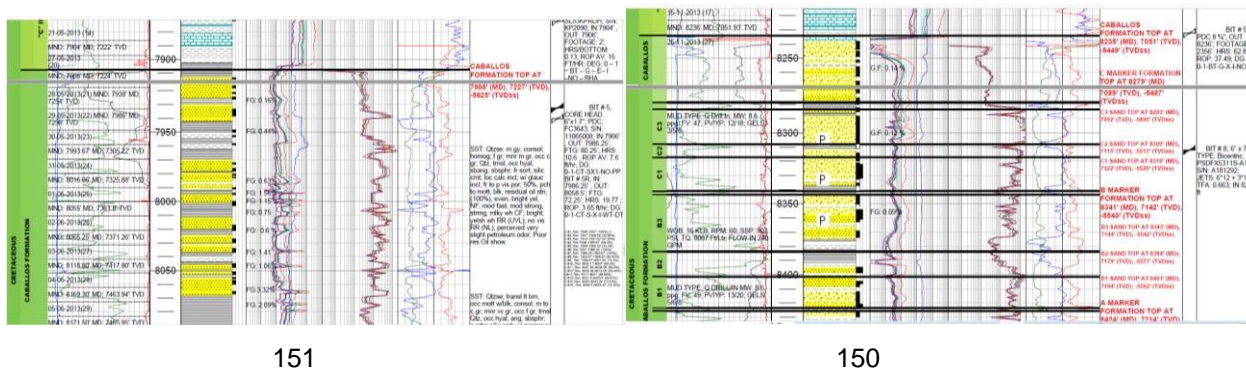


Fig. 9.11. Depósito continental Formación Caballos. “*Show*” petróleo y cromatografía. Correlación entre pozos, de Registro Grafico Compuesto.

En la fig. 9.11, la Formación Caballos en el sur del país, marca el inicio del depósito continental sobre las rocas precretácicas e inicio de la trasgresión marina del mar continental, ambiente de depósito de la roca generadora. Este contacto y su continuidad se localiza sísmicamente como dos reflectores paralelos muy definidos en esta parte de la cuenca. Durante la perforación se presenta un cambio brusco en el ROP, la litología pasa de sedimentaria a metamórfica, la cromatografía pasa a valores muy bajos y solo hasta algo de C2, las facies eléctricas caen, no presencia de petróleo ni gas. a partir de los 8460' hasta el TD a los 8627', a lo que se denomina basamento comercial, en este caso especial.

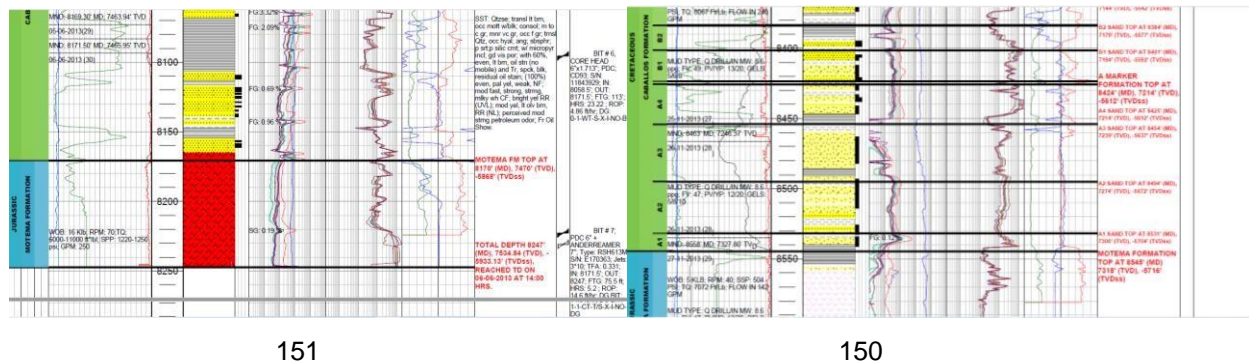


Fig. 9.12. Depósito discordante de rocas cretácicas sobre pre cretácicas. Correlación de Registro Grafico Compuesto, litología, Cromatografía.

Cuando se ha perforado el cretácico y por cuestiones operacionales hay necesidad de dejar el TD, profundidad final, en las rocas precretácicas algunas metamórficas, otras ígneas, suele suceder varios escenarios el cual depende de la cuenca. Un escenario en el cual, el contacto es entre dos litologías sin meteorización la cretácica y meteorizada la pre cretácica. Operacional: un incremento fácil de perforar y bajar completamientos. Otro sin meteorizar el cretácico, es muy difícil perforar, se analiza la profundidad del completamiento.

El localizar el problema dentro de la litología Cretácica o Cenozoica, sea un problema geomecánico, químico o combinación y el tipo, obliga a buscar el porqué, plantear soluciones y correlacionar, es un tema de muchas pequeñas cosas a tener en cuenta, que si se descuidan pueden llevarnos a problemas mayores. Por ejemplo, la aterrizada de un pozo en su punto de entrada. Se realiza correlacionando con el pozo vecino. Ese seguimiento se realiza en tiempo real en el taladro y si la correlación nos indica 5 pies por encima o debajo y el personal en la casa matriz considera que su modelo no lo ve y ordena continuar, sin discutir. error gravísimo, se aterrizará 5 pies por encima o debajo con todas las consecuencias que genere posteriormente. Si la correlación con un pozo no fallado a casi 100 kilómetros pero en el mismo lado de la cuenca, como lo estaría Santa Marta y Cartagena, la interpretación geológica del registro parasecuencialmente, en el taladro, en tiempo real, nos indica que estamos fallados con un salto de un poco más de mil pies y la casa matriz le cree a su modelo y no al taladro, sin discutir, gravísimo error, que se vivió en el pie demonte llanero, se perdió un pozo de casi \$50 MM de dólares y terminó con el

proyecto. Las pérdidas de circulación son muy costosas pararlas y cuando se presentan en los yacimientos son mucho más costosas porque se suceden dos escenarios, parar la pérdida y no dañar el yacimiento.

Con lo anterior quiero recalcar la necesidad de manejar la operación con grupos integrados conformados por personas que tengan muy claro el escenario donde se llevaría a cabo el proyecto, conocedores de herramientas duras técnicas y manejadoras blandas de relación; que discutan y acepten sugerencias; una herramienta no tiene la palabra única. Las ideas proactivas por esa integración es la verdadera forma de lograr el éxito en las operaciones, de allí mi sugerencia, por ejemplo, la de prevenir pérdida de circulación frente al yacimiento utilizando nanopartículas durante la perforación y en zonas que por correlación potencialmente puedan presentar pérdidas de circulación.

La utilización de todas las respuestas caracterizadas en pozos vecinos, de Geología, Geomecánica, Petrofísica, Operación, Cromatografía, las lecciones aprendidas de pozos pasados vecinos y su aplicación y caracterización en tiempo antes, durante y después son claves en lograr la perforación eficiente, honesta y ambientalmente amiga.

10. Conclusiones

Conformar grupos integrados por personas con habilidades duras en diferentes especialidades y herramientas, que tengan muy claro el escenario donde se lleva a cabo el proyecto, que discutan y acepten sugerencias, como que el modelo es una interpretación, que una herramienta no tiene la palabra única, que la operación es la realidad y que las ideas proactivas generadas por esa integración son la verdadera forma de lograr el éxito en los objetivos.

El entorno y lugar del trabajo, las diferencias antropogénicas, la obligatoriedad de compartir y el estrés a manejar, hace que las habilidades blandas sean fundamentales para moverse en torno a la operación, compartir responsabilidades, sentido común, actitud y olfato para entender, descubrir, compartir, realizar en conjunto una buena labor y junto con las habilidades duras conseguir el éxito buscado.

Por razones del trabajo a realizar, la información a utilizar requiere de un control de calidad desde la base y en todos los pasos que se han dado para adquirir y utilizar la información que no genere duda; que las ejecuciones operativas por simple que sean, se realicen bien, para así tener una excelente cadena de objetivos menores bien logrados que sumados nos lleven al objetivo mayor, el éxito.

Las lecciones aprendidas es un capital enorme en su utilización para realizar de la mejor manera la perforación.

A través del Grupo de Investigación Michael Polanyi: Fenómenos de Superficie de la Facultad de Minas, Medellín, Universidad Nacional de Colombia, la nanotecnología se está aplicando en campos petroleros para incrementar y mejorar la producción, y se están dando los primeros pasos para dar soporte a la perforación.

Bibliografía

- Abdo, J., Haneef, M.D., 2010. August. Nanoparticles: promising solution to overcome stern drilling problems. In: Nanotech Conference and Exhibition, Anaheim, California, pp. 6–8.
- Acock A., ORourke, T., Shirmboh, D., Alexander, J., Kaneko, T., Venkitaraman, A., et al., 2004. Practical Approaches to Sand Management, Oilfield Review, Spring., 2004.
- Afolabi, R.O., Yusuf, E.O., 2018. Nanotechnology and global energy demand: challenges and prospects for a paradigm shift in the oil and gas industry. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0538-0>.
- Agi, A., Junin, R., Gbonhinbor, J., Onyekonwu, M., 2018. Natural polymer flow behaviour in porous media for enhanced oil recovery applications: a review. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0434-7>.
- Al-Anssari, S., Arif, M., Wang, S., Barifcani, A., Lebedev, M., Iglauer, S., 2018. Wettability of nanofluid-modified oil-wet calcite at reservoir conditions. *Fuel* 211, 405–414. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.08.111>.
- Ali, J.A., Kalhury, A.M., Sabir, A.M., Ahmed, R.N., Ali, N.H., Abdullah, A.D. 2020. A state-of-the-art review of the application of nanotechnology in the oil and gas industry with a focus on drilling engineering. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 191 2020 107118. <http://www.elsevier.com/locate/petrol>.
- Bedoya-Rueda, C., Nomesqui-Ortiz, H.E., 2013. Estratigrafía, quimio estratigrafía y petrografía de la Formación Rosa blanca: implicaciones para la identificación de eventos anóxicos oceánicos en la Cordillera Oriental Colombiana. Tesis Geólogo, Universidad de Caldas, Colombia.
- Bennett, R.H, O'Brien, N.R., Hulbert, M.H., 1991. Determinants of Clay and “shale” Microfabric Signatures: Processes and Mechanisms. En: *Microstructure of fine-grained sediments. frontiers in sedimentary geology.* Springer, New York, NY. https://doi.org/10.1007/978-1-4612-4428-8_2
- Brink, H.-J., 2015. Periodic Signals of the Milky Way Concealed in Terrestrial Sedimentary Basin Fills and in Planetary Magmatism?. *International Journal of Geosciences*, 6, 831-845.
- Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Petrole et du Gas Natural. Comite des Techniciens. France, 1986. *Corps Sedimentaires: exemples sismiques et diagraphiques.* Paris: Technip.
- Cheraghian, G., Hendraningrat, L., 2016. A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part B: effects of nanoparticles on flooding. *Int. Nano Lett*, 6 (1), 1–10. <https://doi.org/10.1007/s40089-015-0170-7>

- Deville, J.P., May, P.A., Miller, J.J., 2022. Nanoparticle Fluid Loss Control Additive Enables Zero-Spurt Loss in High Performance Water-Based Drilling Fluids. En: IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition held in Galveston, Texas, USA, 8–10 March 2022. <https://doi.org/10.2118/208695-MS>
- Ehtesabi, H., Ahadian, M.M., Taghikhani, V., Ghazanfari, M.H., 2013. Enhanced heavy oil recovery in sandstone cores using TiO₂ nanofluids. *Energy Fuels*, 28 (1), 423–430. <https://doi.org/10.1021/ef401338c>.
- El mundo Cretácico: el clima y la distribución de los océanos. <https://ammonites.net/mundo-cretacico-clima-distribucion-oceanos/>
- Fakoya, M.F., Shah, S.N., 2017. Emergence of nanotechnology in the oil and gas industry: Emphasis on the application of silica nanoparticles. *Petroleum*, 3 (4), 391-405. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.001>
- Franco, C.A., Franco, C.A., Zabala, R.D., Bahamón, I., Forero, A., Cortés, F.B., 2021. Field Applications of Nanotechnology in the Oil and Gas Industry: Recent Advances and Perspectives. *Energy Fuels*, 35 (23), 19266-19287.
- General Geology USCO. 2012. Columna estratigráfica generalizada. <http://generalgeologyusco.blogspot.com/2012/09/columna-estratigrafica-generalizada.html>
- Guo, B., Liu, G., 2011. *Applied Drilling Circulation Systems: Hydraulics, Calculations and Models*. Gulf Professional Publishing.
- Hendraningrat, L., Torsæter, O., 2014. Metal oxide-based nanoparticles: revealing their potential to enhance oil recovery in different wettability systems. *Appl. Nanosci*, 5 (2), 181–199.
- Jenkyns, H. C., 2010. Geochemistry of oceanic anoxic events. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 11(3), 1-30.
- Karakosta, K., Mitropoulos, A.C., Kyzas, G. Z., 2021. A review in nanopolymers for drilling fluids applications. *Journal of Molecular Structure* ,1227, 129702.
- Lisitzin, A. P., 1972. *Sedimentation in the World Ocean with emphasis on the nature, distribution and behavior of marine suspension*. Tulsa, Oklahoma: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists.
- Loucks, R., Ruppel S., 2007. “Mississippian Barnett “shale”: Lithofacies and depositional setting of a deep-water “shale”-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas”, *AAPG Bulletin*, 91(4), 579-601.
- Mansoor, H.H., Devarapu, S.R., Robello, S., Sharma, T., Ponmani, S., 2021. Experimental Investigation of Aloe-Vera-Based CuO Nanofluid as a Novel Additive in Improving the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluid.

Society of Petroleum Engineers. Drilling & Completion.

- Méndez Dot, J.A., Méndez-Baamonde, J., Reyes, D., Whilchy R., 2015. El Grupo Cogollo y los eventos oceánicos anóxicos 1^a y 1b, Cuenca de Maracaibo, Venezuela. *Braz. J. Geol*, 45 (Suppl 1). <https://doi.org/10.1590/2317-4889201530192>
- Méndez Dot, J., 2018. Sedimentación de los eventos oceánicos anóxicos 1^a y 1b del cretácico en el grupo cogollo de Cuenca de Maracaibo: determinación del potencial como rocas madre. POST M523 2017. <http://hdl.handle.net/10872/18933>
- Moreno-Sánchez, M., Pardo-Trujillo, A., 2003. Stratigraphical and sedimentological constraints on western Colombia: Implications on the evolution of the Caribbean plate, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics*. AAPG Memoir 79, p. 891– 924.
- Nazari, R. M, Bahramian, A., Fakhroueian, Z., Karimi, A., Arya, S., 2015. Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: wettability alteration of carbonate rocks. *Energy Fuels*, 29, 2111–2119. <https://doi.org/10.1021/ef5024719>
- Pasic, B., Gaurina-M, N., Matanovic, D., 2007. Wellbore instability: causes and consequences. *Rudarsko-geolosko-naftni zbornik*, Vol.19, str. 87 – 98.
- Paez-Reyes, M., Carvajal-Ortiz H., Sahoo, S.K., Varol, O., Miller, V.B., Hughes, W.G., Gaona-Narvaez, T., Patarroyo, D.G., Curtis, H.J., Lerma, I., Copeland, P., 2021. Assessing the contribution of the La Luna Sea to the global sink of organic carbon during the Cenomanian-Turonian Oceanic Anoxic Event 2 (OAE2). *Global and Planetary Change*, (199),103424.
- Ragab, A.S., Noah, A., 2014. Reduction of formation damage and fluid loss using nano-sized silica drilling fluids. *Pet. Technol. Dev. J.* (2), 75–88.
- Salazar G., O. A., 2011. Perforación Direccional. Tesis Ingeniero, Ciencias de la Tierra, Instituto Politécnico Nacional, México D.F.
- Spalletti, L.A., Barrio, C.A., 1998. Arquitectura y Secuencias de los Sistemas Fluviales Triásicos (Formación Rio Blanco) en la Cuenca de Cuyana, Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 53 (3):388-400.
- Selley, R.C., 1985. *Ancient Sedimentary Environments. And their sub-surface diagnosis*. London: ELBS/Chapman Hall; ISBN-13:978-0-412-31700-2. DOI: 10.1007/978-94-009-1233-5
- Sharma, T., Iglauer, S., Sangwai, J.S., 2016. Silica nanofluids in an oilfield polymer polyacrylamide: interfacial properties, wettability alteration, and applications for chemical enhanced oil recovery. *Ind. Eng. Chem. Res.* 55 (48), 12387–12397. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.6b03299>

- Van Wagoner, J.C., Mitchum, R.M., Campion, K.M., Rahmanian, V.D., 1990. Siliclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies. AAPG Methods in Exploration Series, No.7. Tulsa, Oklahoma 74101 U.S.A.
- Veizer, J., Ala, D., Azmy, K., Bruckschen, P., Buhl, D., Bruhn, F., Carden, G.A.F., Diener, A., Ebner, S., Godderis, Y., Jasper, T., Korte, C., Pawellek, F., Podlaha, O., Strauss, H., 1999. $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ evolution of Phanerozoic seawater. *Chemical Geology* 161, 59-88.
- Visher, G.S. 1969. Grain-Size Distribution and Depositional Processes. *Journal of Sedimentary Petrology*, 39, 1074-1106
- Vryzas, Z., Kelessidis, V.C., 2017. Nano-based drilling fluids: a review. *Energies* 10 (4), 540. <https://doi.org/10.3390/en10040540>
- Zabala, R., Mora, E., Céspedes, C., Guarín, L., Acuna, H., Botero, O., Patino, J.E., Cortes, F.B., 2013. Application and Evaluation of a Nanofluid Containing Nanoparticles for Asphaltenes Inhibition in Well CPSXL4. Paper OTC24310 JPT, Offshore Technology Conference Brazil, 29-31 October, 2013, Rio de Janeiro, Brazil.
- Zargar, G., Arabpour, T., Manshad, A.K., Ali, J.A., Sajadi, M.S., Keshavarz, A., Mohammadi, A.H., 2020. Experimental investigation of the effect of green $\text{TiO}_2/\text{Quartz}$ nanocomposite on interfacial tension reduction, wettability alteration, and oil recovery improvement. *Fuel* 263, 116599. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116599>.
- Zoback, M.D., 2007. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press. ISBN 978-0-521-14619-7, doi.org/10.1017/CBO9780511586477.