

VOLUMEN 17, NÚMERO 31
(1987)

UTILIZACIÓN DE ANÁLISIS LITOSTRATIGRÁFICOS DETALLADOS PARA CORRELACIÓN DE MANTOS DE CARBÓN EN LA FORMACIÓN AMAGÁ (ANTIOQUIA)

Delsant, B.; Tejada, E.

RESUMEN

La Formación carbonífera Amagá, está constituida por rocas sedimentarias continentales y situada a lo largo del Río Cauca al oeste de Medellín (Antioquia). Está depositada sobre un sustrato Paleozoico y cubierta discordantemente por la Formación Colombia (Mioceno Superior) de origen volcánico esencialmente.

Esta formación de edad Terciaria, de mas de 1000 m de espesor esta subdividido en dos miembros: El miembro I (o Inferior) alcanza 250 m de espesor y esta constituido por un conglomerado basal, areniscas y arcillolitas seguido en su parte media y superior por arcillolitas, limolitas y areniscas con mantos de carbón. El miembro II (o Superior) de 1000 m (?) de espesor y esencialmente arenoso, se depositó con posible disconformidad sobre el miembro inferior y no tiene mantos de carbón explotables; corresponde al conjunto Eoterciario Superior de E. Grosse.

El análisis litológico detallado de cuatro perforaciones realizadas en el miembro I permite definir y caracterizar ciclotemas y secuencias de rocas. El estudio de su composición y variaciones de espesor muestra la existencia de grupos (o unidades) de secuencias que pueden ser comparadas de una perforación a otra. Así, en la secuencia de niveles guías, estos resultados permiten establecer un esquema de correlación de las unidades y de los mantos de carbón.

ABSTRACT

The sandy-pelitic Tertiary Amagá Formation is located on the Cauca River (west from Medellin city-Antioquia). Overlying unconformably the Paleozoic indifferenced substrate, is overlaid unconformably by the thick volcanic Colombia Formation (Upper Miocene).

The Amagá Formation of more than 1000 m thick is subdivided in two members: Member I or lower productive megasequence, more than 250 m thick, is constituted by a basal conglomerate, sandstones, claystones, siltstones and coal seams. Member II or upper megasequence (1000 m thick?) overlies probably disconformably the productive section with essentially a sandy composition and does not show coal seams (Upper Eotertiary by E. Grosse).

The lithologic analysis of four exploration boreholes, realized on the member I reveals lithologic cyclothems and sequences. The studies of their composition and their thickness variations show the existence of sequences or cyclothems groups which can be correlated in each borehole. This method, with absence of key-beds is used for lithostratigraphic units and coal seams correlations of Amagá Carboniferous Formation.

COMPARISON OF OIL RECOVERIES USING CARBON DIOXIDE AND LIQUIFIED PETROLEUM GAS LUGS

Carlisle, L.; Crawford, P.

RESUMEN

En este artículo se informa sobre los resultados de los ensayos de desplazamiento miscible en un crudo de gravedad media. En una serie de ensayos se inyectó dióxido de carbono desde el comienzo hasta el fin de la prueba. En una segunda serie de ensayos, se inyectó una masa de volumen de 5% de los poros de gas de petróleo licuado (LPG) (Propano). Esta masa fue impulsada por nitrógeno gaseoso.

Los ensayos se llevaron a cabo a temperaturas variables entre 112°F y 250°F. Se encontró que cuando se usó dióxido de Carbono, la presión de miscibilidad aumentó aproximadamente de 1880 a 3040 psi, mientras que la temperatura del reservorio aumentó de 112°F a 250°F. Lo contrario sucedió en el caso de desplazamiento miscible usando masas de LPG (Propano) impulsadas por nitrógeno.

ABSTRACT

This paper reports on the results of miscible displacement tests on a medium gravity crude oil. In one series of the tests carbon dioxide was injected from the beginning to the end of the run. In a second series of the tests a five percent hydrocarbon pore volume slug of LPG (Propane) was injected, and the slug of LPG was pushed by gaseous nitrogen. Tests were conducted over a temperature range of 112°F to 250°F. It was found that when using carbon dioxide the miscible pressure increased from approximately 1880 to 3040 psi as the reservoir temperature increased from 112°F to 250°F. The reverse was true for the case of miscible displacement using LPG (propane) slugs pushed by nitrogen.