

2. ETUDE DES RESERVOIRS

2.1. Données disponibles et méthodologie

Les données concernant les réservoirs sont assez fragmentaires. Les informations proviennent des 6 puits pour lesquels des données sont disponibles, cependant celles-ci sont essentiellement qualitatives.

De nombreuses carottes ont été prélevées dans les puits forés par Atlantic Refining (Cul-de-Sac-1, Jurinet-1 et Maissade-1) mais aucune donnée pétrophysique concernant ces carottes n'est mentionnée dans les divers rapports. Dans les puits plus récemment forés par Crux International (Cul-de-Sac-1, Arcadins-1 et Artibonite-1) aucune carotte n'a été prélevée. Pour ces puits, une estimation des porosités a été effectuée à partir des logs disponibles (Sonic ou Neutron-Densité), mais aucune calibration n'a pu être faite. La présence fréquente de caves et d'irrégularités dans le trou ne permet de donner que des estimations.

Aucune valeur de perméabilité n'est disponible, seuls les résultats des tests permettent une appréciation qualitative.

Les séries investiguées sont essentiellement tertiaires et correspondent à des réservoirs gréseux ou carbonatés. Le Crétacé n'a été reconnu qu'à l'affleurement.

L'étude des réservoirs rencontrés dans les forages en Haïti est complétée par des données obtenues dans des niveaux équivalents en République Dominicaine.

Les résultats sont présentés par ordre stratigraphique en suivant le sens du forage, soit du Pliocène au Crétacé. Les puits, avec deux diagraphies digitalisées, sont présentés à l'échelle 1/5000 dans la planche xxx.

2.2. Miocène - Pliocène

2.2.1. PARAMETRES DE RESERVOIRS

La séquence Miocène à Pliocène a été traversée par 5 forages.

2.2.1.1. Plateau Central

Deux puits, Jurinet-1 et Maissade-1 ont testé le Mio-Pliocène de ce bassin. La série est essentiellement gréseuse, mais dans la partie inférieure, des niveaux carbonatés s'intercalent. Cette série correspond à la formation conglomératique et gréseuse de Las Cahobas, et aux formations grésos-argileuses de Thomonde, Arc et Madame Joie.

- Dans le puits de Maissade-1, de fins bancs de grès grossier argileux alternent avec des grès calcaires. La présence constante de matrice argileuse ou de ciment calcaire ne donnent que des porosités faibles dans ces grès.
- A Jurinet-1, les grès de la formation Arc sont peu épais et peu poreux dans la partie supérieure. Ils deviennent plus développés dans la partie inférieure mais sont fréquemment cimentés par de la calcite. La porosité reste faible surtout au dessous de 1 300m. Quelques dissolutions sont signalées dans les intercalations calcaires vers 1 550m.

2.2.1.2. Région Sud

La série est essentiellement clastique dans la partie supérieure (Pliocène - Miocène supérieur) et carbonatée dans la partie inférieure (Miocène inférieur à supérieur). Cette séquence Mio-Pliocène a été observée dans les puits de Arcadins, Cul-de-Sac-1 (Atlantique), Cul-de-Sac-1 (Crux).

- Dans le forage de Cul-de-Sac-1 (Crux), la partie supérieure est constituée de grès argileux sous-compactés à porosité faible. Un intervalle de calcaire récifal intercalé vers la base (965 - 1 031m) montre une porosité moyenne de 25 % (logs).

La série calcaire débutant à 1 114m, constituée de calcaire blanc crayeux, montre des porosités variant de 15 à 30 % (logs). Dans la partie basale, plus compacte, la porosité n'excède pas 16 %. La perméabilité de cette unité est inconnue, mais elle devrait être relativement faible dans ces dépôts fins de type bassin (mudstone-wackestone).

- Dans le sondage onshore de Cul-de-Sac-1 (Atlantic), aucune porosité notable n'a été observée dans les grès de la série clastique, due à la présence d'une matrice argileuse ou d'un ciment de carbonate. La série inférieure, calcaire, montre quelques niveaux poreux observés sur carottes entre 950m et 1 040m. Cette porosité, d'origine secondaire, est liée à des dissolutions de foraminifères. La perméabilité serait faible, dans ces calcaires essentiellement de type bassin où de nombreux joints stylolithiques ont été observés. Les fractures sont fréquentes mais colmatées par de la calcite. Dans l'ensemble la porosité reste très faible.
- Dans le sondage d'Arcadins-1, de bonnes porosités sont rencontrées dans les calcaires du Pliocène supérieur mais elles deviennent faibles dans ceux du Miocène. Le meilleur niveau poreux est constitué par des grès grossiers du Pliocène inférieur (1 540m).

2.2.2. FLUIDES ET INDICES

Des indices ont été rencontrés dans la plupart des puits mais ils restent localisés et mineurs. Peu de fluides ont été recueillis durant les tests.

2.2.2.1. Plateau Central

Des traces de gaz ont été observées sur carottes dans les deux puits. Elles ont surtout été abondantes à Maissade-1 dans les intervalles 650 - 900m et 1 200 - 1 300m au contact d'argiles et de grès et semblent associées à la présence de matériel charbonneux. Un bon indice de gaz inflammable a été détecté dans la boue dans le Miocène inférieur vers 1 981m. De petites manifestations de gaz de courte durée sont également mentionnées à Jurinet-1 surtout entre 1 615 et 1 910m.

Aucun indice d'huile libre n'a été observé, mais plusieurs tests à l'éther se sont révélés positifs dans les deux puits.

Plusieurs tests de formation ont été effectués. Ils n'ont recueillis que de la boue avec des traces de gaz. Dans un seul de ces tests (Maissade-1, 1 981m) un faible volume d'eau salée a été récupéré dans les tiges. L'ensemble de ces résultats indique une perméabilité très faible pour toutes les zones testées (cf. logs).

2.2.2.2. Région Sud

Peu de données existent dans ce secteur. Le puits, de Cul-de-Sac-1 (Atlantic) n'a révélé que des indices négligeables de gaz, quelques odeurs d'huile et quelques tests positifs à l'éther. Des traces de gaz ont également été signalées dans des grès poreux (1 540m) du Pliocène inférieur à Arcadins-1. Le seul test effectué n'a montré aucun débit (CDS-1, Atlantic).

2.2.3. DONNEES DE LA REPUBLIQUE DOMINICAINE

Les quelques données provenant de puits de la République Dominicaine sont assez en concordance avec celles des forages étudiés en Haïti.

- Les grès de la formation Arroyo Blanco (Miocène) des forages de Maleno indiquent des niveaux à porosité variant de 12 à 23 % et des perméabilités de 2 à 11md. Ces grès ont fourni une production d'huile (voir ch.3).
- Dans le sondage de Charco Largo-1, la formation gréseuse d'Angostura (Miocène) montre des porosités allant de 8 à 24 %, mais aucun indice n'a été rencontré.

Les quatre tests effectués dans le Miocène de ce puits n'ont pas débité. Les conclusions de SUPERIOR OIL notent l'absence de bon réservoir à cause de la présence d'un contenu argileux trop élevé ou de sel, présent dans ce secteur.

2.2.4. CONCLUSIONS

Les réservoirs Mio-Pliocènes montrent en général des caractéristiques assez faibles dans les 5 puits étudiés dues à l'argilosité dans les grès et à la cimentation dans les calcaires. Cependant des niveaux à bonne porosité ont été rencontrés dans des grès grossiers ou des calcaires récifaux ou partiellement dissouts. Des indices de gaz ont été observés à plusieurs niveaux sur carottes ou durant le forage.

2.3. Paléocène - Oligocène

Cette séquence plus ou moins complète a été rencontrée dans 5 sondages. Seul le sondage d'Artibonite-1, a atteint le Paléocène, et l'Oligocène n'a jamais été identifié de façon certaine dans les sondages. Excepté le sondage d'Artibonite-1 où une épaisse série conglomératique et brêchique a été observée, cette séquence est essentiellement constituée de calcaire. L'Oligo-Eocène n'a pas été atteint dans les sondages de Saint-Marc-1 et Arcadins-1.

2.3.1. PARAMETRES DE RESERVOIRS

2.3.1.1. Plateau Central

L'Eocène a été rencontré dans les sondages de Jurinet-1 et Maissade-1. Dans ces forages les calcaires fins, durs et compacts ne présentent pas de réelles caractéristiques de réservoir. La porosité est faible et les fractures observées sont colmatées par de la calcite.

Le Paléocène est inconnu en forage, les affleurements dans la région de Saint-Marc semblent indiquer la présence de faciès clastiques qui pourraient présenter des qualités de réservoir appréciables.

2.3.1.2. Région Sud

Les données viennent essentiellement des deux sondages de la plaine du Cul-de-Sac.

Le sondage de Cul-de-Sac-1 (Atlantic) n'a pénétré que la partie supérieure de l'Eocène où la porosité est mentionnée comme étant très faible. Le puits offshore de Cul-de-Sac-1 (Crux) a traversé une épaisse série (>1 300m) de calcaire de plateforme et de bassin souvent recristallisé. Une estimation des porosités a été effectuée à partir des logs (FDC - CNL et SONIC). Dans l'intervalle 1 601 - 2 380m, la porosité est comprise entre 7 et 15 % avec, dans la partie supérieure, des intervalles à porosité moyenne de 13 à 15 %. Au dessous de 2 380 m la porosité décroît fortement. Elle est comprise entre 5 % et 9 % de 2 380 à 2 700m mais ne dépasse pas 5 % entre 2 700 et 2 928m, profondeur finale du forage.

Le sondage d'Artibonite-1 montre des porosités très faibles aussi bien dans l'unité calcaire de l'Eocène supérieur que dans les conglomérats à matrice argileuse du Paléocène à Eocène supérieur.

- Les faciès Paléocènes affleurant dans la région sud sont essentiellement constitués de silt et d'argile. Les niveaux gréseux semblent rares. Les caractéristiques de réservoir, mal connues semblent faibles.

2.3.2. FLUIDES ET INDICES

2.3.2.1. Plateau Central

Un indice d'huile a été trouvé en carottes au niveau d'une fracture ouverte à 2 593m dans les calcaires Eocènes de Maissade-1. Le test réalisé à ce niveau n'a pas débité à cause de la faible perméabilité de ces calcaires. Dans le puits voisin de Jurinet-1 seules des odeurs d'hydrocarbures ont été décelées.

2.3.2.2. Région Sud

Dans ce secteur quelques odeurs d'hydrocarbures et quelques fluorescences ont été détectées dans les 150m de la partie basale du forage de Cul-de-Sac-1 (Atlantic). Les tests effectués n'ont pas débité, ceci étant dû à la compacité de ces calcaires éocènes.

Aucun indice n'a été mentionné dans le puits offshore voisin, foré par Crux.

2.3.3. DONNEES DE LA REPUBLIQUE DOMINICAINE

Les calcaires éocènes ont été rencontrés dans le forage de Candelon-1, implanté dans la partie nord-ouest du Bassin de San Juan, prolongation du Bassin du Plateau Central. Des traces d'huile morte et de gaz ont été détectées. Les calcaires se sont avérés compacts et sans porosité significative. Selon les interprétations diagraphiques cette porosité varie de 2 à 8 %. Les quatre tests effectués dans l'Eocène ont été secs.

Dans le puits voisin de Comendador-1, des traces d'asphalte ont été observées en carottes dans la formation de Plaisance (Eocène) entre 5 568' et 5 590'. Des traces d'huile et d'asphalte ont également été signalées dans les calcaires éocènes des puits de Cabritos-1 (Enriquillo) et Quinta Coraza-1 (San Juan).

D'une façon générale, les calcaires éocènes du Bassin d'Enriquillo sont très souvent fins, recristallisés et présentent peu de porosité.

2.3.4. CONCLUSIONS

Les calcaires éocènes rencontrés dans les sondages en Haïti et en République Dominicaine montrent des porosités assez faibles à faibles. La fracturation est fréquente mais très souvent les fractures sont colmatées par de la calcite. Des indices d'huile et des traces de gaz ont été mentionnés dans plusieurs sondages.

2.4. Crétacé

Aucun sondage n'a atteint le Crétacé. Les formations calcaires du Crétacé supérieur reconnues à l'affleurement dans la région sud sont assez semblables à celles de l'Eocène. Les calcaires fins de type bassin ne présentent pas de bonnes caractéristiques de réservoir. Les niveaux plus anciens, intercalés dans les basaltes, correspondent localement à des faciès de plateforme incluant des niveaux à Rudistes. Ces faciès sont à priori plus favorables mais leur extension est mal connue, et aucune étude de réservoir n'a été effectuée.

2.5. Conclusions

Les informations concernant la qualité des réservoirs n'ont été fournies que par l'étude de 6 sondages. Quelques données supplémentaires provenant de sondages de la République Dominicaine et des observations de terrains permettent cependant de mieux apprécier la potentialité de ces réservoirs.

Dans la série Mio-Pliocène, les grès sont souvent à matrice argileuse ou cimentés, quelques niveaux de grès grossiers propres poreux sont intercalés. Les calcaires, plutôt localisés dans la partie inférieure, montrent de bonnes porosités dans les intervalles récifaux à périrécifaux ou dans les niveaux présentant des dissolutions, mais dans l'ensemble la porosité est plutôt faible. Des traces de gaz assez fréquentes ont été observées, par contre aucun indice d'huile n'est signalé bien que des niveaux équivalents en République Dominicaine aient fournis une production d'huile dans plusieurs puits.

La série calcaire éocène semble assez compacte et les réservoirs de faible qualité. Les porosités qui peuvent atteindre 10 - 15 % dans certains niveaux correspondent certainement, vu les faciès, à de la microporosité et les perméabilités attendues sont probablement très faibles comme en témoignent les résultats des tests. Quelques indices d'huile ont été rencontrés. Des accumulations pourraient éventuellement exister dans les zones où la porosité serait plus favorable soit par dolomitisation, fracturation ou soit liée à des faciès de plateforme à meilleure porosité primaire. Des faciès de ce type pourraient s'être déposés dans le Bassin du Cul-de-Sac. Aucune information n'est malheureusement disponible sur l'île de la Gonave où trois puits ont été forés.

3. INDICES D'HYDROCARBURES

De nombreux indices d'hydrocarbures ainsi que deux gisements subcommerciaux ayant été découverts à Saint-Domingue dans les bassins prolongeant ceux d'Haïti, nous les décrivons ci-dessous avant de passer en revue les rares indices signalés à Haïti.

3.1. République Dominicaine

3.1.1. BASSIN D'AZUA

Des indices (huile et gaz) de surface ont été reportés pour la première fois dans un rapport géologique de Gabb en 1872, dans la région de Higuerito et Maleno (bassin d'Azua). Dix core-drills furent réalisés à proximité de ces indices entre 1905 et 1928 confirmant la présence d'hydrocarbures à très faible profondeur, un des puits ayant même produit jusqu'à 200 barrils d'huile par jour.

Le petit gisement d'Higuerito fut exploité par Lancaster and Krieder entre 1904 et 1907 : il s'agit d'un anticlinal de surface dans la Formation Arroyo Blanco (Miocene supérieur) dont les sables, situés à environ 275 mètres de profondeur, donnèrent une production totale de 18.000 barrils : il s'agit d'huile paraffinique, de densité 19,7° API, contenant 3% de soufre, produite avec un fort pourcentage d'eau très salée.

A Maleno, toujours à proximité des mêmes indices de surface, sur une structure de surface voisine de celle d'Higuerito, un premier forage réalisé en 1922 révéla la présence d'indices d'huile ainsi que d'eau chaude, salée et sulfureuse. Entre 1939 et 1943, la Compagnie Seaboard réalisa 7 forages sur cette même structure, seuls Maleno 1 et 1A produisirent des quantités significatives d'hydrocarbures. Ils furent mis en production en 1939 avec des productions initiales respectives de 200 et de 57 bopd. En mai 1940, la production de Maleno-1 déclina jusqu'à 4,5 bopd et le puits fut fermé après une production totale de 13.000 barrils. Maleno 1A fut également fermé en 1940 après avoir fourni 5.000 barrils d'huile.

Les réservoirs sont les sables de la Formation d'Arroyo Blanco (Miocene supérieur), à une profondeur comprise entre 90 et 150 mètres, dont les porosités varient entre 12 et 23% avec par contre de faibles perméabilités (2 à 11 md).

L'huile, de densité comprise entre 19,8 et 23° API, contenant 3% de soufre, fut produite avec de l'eau salée.

D'après une analyse effectuée par ELF-AQUITAINE, l'huile du "gisement" de Maleno est une huile biodégradée, mais cependant d'assez bonne qualité (78% d'hydrocarbures sur huile topée), la biodégradation s'étant limitée aux tous premiers stades comme l'attestent la présence d'isoprénoides et la non-altération des aromatiques. L'origine de cette huile est à rechercher dans une roche-mère marine carbonatée déposée en milieu très réducteur (peut-être même avec une tendance évaporitique) (cf. aromatiques, ¹³C).

Dans la même région, la plupart des puits forés ont donné des indices mineurs. Il faut cependant signaler deux indices situés dans des formations différentes de celles produisant à Higuerito et Maleno :

- Las Hormigas-1 (1944) : blow-out de gaz inflammable sec à une pression supérieure à 700 psi dans la formation Bao (Miocene moyen).
- Maleno 7 (1947) : blow-out d'eau chaude, salée et sulfureuse ainsi que de gaz sulfureux (50 m de hauteur) pendant plusieurs jours. Test de 50.000 barrils par jour d'eau salée à partir d'un niveau de calcaire récifaux très poreux de la Formation Florentino (Miocene moyen).

3.1.2. BASSIN DE SAN JUAN

Aucun indice n'a été signalé dans les 2 puits forés, si ce n'est de faibles indices de gaz et des traces d'huile résiduelle à Candelon-1 ainsi que des traces d'asphalte à Commendador-1 (carotte 1697-1704 m).

3.1.3. BASSIN D'ENRIQUILLO

Les seuls "indices" reportés concernent Mella-1 où une argile bitumeuse a été décrite dans la série évaporitique d'Angostura (Miocène moyen) à 2570 m, et Cabritos-1 où la formation calcaire de Sombrerito (Oligocene-Miocene inférieur) renferme des traces d'huile et d'asphalte résiduel.

3.1.4. BASSINS DE CIBAO ET DE SAN PEDRO

Aucun indice n'a été reporté dans les forages.

En conclusion, mis à part la présence de nombreux indices d'hydrocarbures en surface ou en forage dans le bassin d'Azua, seules deux découvertes subcommerciales ont été réalisées, avec une production totale de 36.000 barrils d'huile à Higuerito (18.000 barrils en 3 ans) et Maleno (18.000 barrils en un an). Il s'agit donc plutôt de "forts indices" et non à proprement parler de gisements.

3.2. Haïti

3.2.1. PRESQU'ILE DU SUD (Massanga)

Maurrasse décrit, au SE de Jérémie, des "shales noirs riches en matière organique" et à "hydrocarbures légers" (au fond de la Rivière Francis, près de Malborg, dans la localité de l'Étang au Sud de Nan Pourcine) : ce sont des pélites sableuses à lamination très fine, imbibées de matières bitumineuses amorphes, dont l'âge n'est pas précisé, mais qui sont surmontées par des calcaires à silex d'âge Maestrichtien. Ces roches pourraient constituer la "roche-mère" d'indices d'asphalte découverts non loin de là, à Massanga (25 Km au SSE de Jérémie et 10 Km au NW du Pic de Macaya).

Le "réservoir" est une brèche calcaire à grain grossier et une biocalcarénite mylonitisée à Foraminifères benthiques et Algues. Cette roche broyée et très fissurée se trouve dans une zone d'accidents de directions ENE-WSW, NE-SW et NW-SE.

Le bitume forme la matrice de la roche et en recimente les grains ou se trouve infiltré dans les fissures.

L'âge du réservoir est attribué au Paléocène ou à l'Eocène inf.-moy. Celui-ci repose en contact anormal sur le Crétacé riche en matière organique (Formation Dumisseau).

3.2.2. PLATEAU CENTRAL

Dans le forage Maissade-1, un indice de gaz inflammable à haute pression a été rencontré dans la Formation Madame Joie (Miocene inférieur-moyen) à 1981 m ainsi que des traces d'huile liquide dans la Formation du Bassin Zim (Eocene supérieur-Oligocene) à 2593 m.

De faibles indices de gaz ont également été rencontrés dans le forage de Jurinet-1 en dessous de 1615 m.

3.2.3. ILE DE LA GONAVE

Un plan de position de CRUX (1977) montre des symboles d'indices d'huile pour les 3 forages réalisés sur l'île. Aucune information n'étant disponible sur ces forages, ce document est sujet à caution.