

RESUME

L'évaluation pétrolière de la République Haïtienne est basée sur l'étude des forages, sur l'interprétation des diverses campagnes géophysiques, surtout sismiques et sur un certain nombre d'analyses géochimiques. Parmi les onze forages réalisés (entre 1945 et 1977) dont huit localisés à terre, sept seulement ont été disponibles, dont trois (situés en mer) possèdent des diagraphies modernes permettant une évaluation concrète.

La sismique disponible pour l'interprétation a été acquise entre 1974 et 1984 ; elle consiste en 6500 km environ de profils dont 500 km à terre : la couverture est très irrégulière et la qualité médiocre en général, néanmoins une bonne image structurale a été obtenue dans les zones cotières (en mer) et dans le Plateau Central (à terre). Les seuls échantillons disponibles pour apprécier le potentiel géochimique appartiennent aux trois puits marins : une centaine d'échantillons ont ainsi été analysés. Aucune carotte ni aucune mesure pétrophysique n'ont été disponibles.

Après interprétation des différents facteurs pétroliers, les bassins sédimentaires ont été identifiés, leur potentiel réservoir et géochimique, ainsi que leur degré de maturité ont été évalués, la configuration structurale du pays a été ébauchée, enfin un certain nombre de prospects ont été identifiés.

En ce qui concerne les possibilités de roches réservoirs, il faut souligner que l'ensemble de la série est dépourvue de porosité et surtout de perméabilité, mis à part certains niveaux localisés : niveaux de grès grossiers propres et de calcaires récifaux du Mio-Pliocène, calcaires de type plateforme améliorés par fracturation ou dolomitisation dans l'Eocène, calcaires de type plateforme, à Rudistes dans le Crétacé. Ces réservoirs potentiels sont bien couverts par des niveaux argileux ou calcaires compacts. Des traces d'huile et de gaz ont été rencontrées en forage, ainsi que deux petits "gisements" en République Dominicaine.

Les analyses géochimiques effectuées montrent un potentiel faible à nul dans le Tertiaire. Par contre, les rares informations concernant le Crétacé sont plus favorables : argiles noires riches en matière organique dans la Presqu'île du Sud ainsi que dans les forages DSDP du bassin de Colombie et du Venezuela avec parfois d'excellents potentiels pétroligènes et teneurs. Les simulations effectuées en ce qui concerne la maturation montrent que ces éventuelles roches mères crétacées (situées au Sud de l'Artibonite) ont été matures et ont pu générer des hydrocarbures liquides dès la fin de l'Oligocène.

L'interprétation sismique montre un certain nombre de pièges structuraux (anticlinaux faillés, fermetures contre failles). A terre, la médiocrité de la sismique ne permet aucune délimitation de prospect dans la Vallée de l'Artibonite et dans la Plaine du Cul de Sac. Par contre, dans le Plateau Central,

deux pièges structuraux de faible amplitude sont à signaler, mais la meilleure structure (Jurinet) a été forée sans résultats positifs. En mer, la plupart des structures inventoriées sont situées par grande profondeur d'eau, donc non économiques ; une seule structure (le Banc de Rochelois), par moins de 200 mètres d'eau, retient l'attention de par sa taille (130 km²) et sa fermeture verticale (1200 m). Malgré l'absence de sismique, il faut aussi signaler les importantes structures de la Gonave et de la Grande Cayemite.

En conclusion, il existe en Haïti, en ce qui concerne l'évaluation du potentiel pétrolier, un certain nombre de facteurs défavorables (résultats négatifs des forages, absence générale de réservoirs, absence de roches mères dans le Tertiaire, faible étendue des bassins prospectifs et du plateau continental, complexité structurale) et favorables (présence d'indices en Haïti et de "découvertes" en République Dominicaine, présence de réservoirs localisés, possibilité d'excellentes roches mères matures dans le Crétacé, la grande épaisseur des sédiments, la présence de quelques pièges structuraux d'importance majeure). Le potentiel pétrolier du pays est cependant limité.

En ce qui concerne les zones d'intérêt, on aboutit au classement suivant : la Vallée de l'Artibonite et offshore adjacent, le Cul de Sac offshore présentent peu d'intérêt, la Plaine du Cul de Sac, le Plateau Central et la Grande Cayemite présentent un intérêt potentiel, le Banc de Rochelois et l'île de la Gonave sont les zones d'intérêt majeur. Toutes les autres régions, à terre ou en mer, ne présentent aucun intérêt immédiat.

Enfin, un certain nombre de recommandations sont formulées : recherche et obtention des données manquantes, étude pétrophysique, étude du potentiel géochimique du Crétacé, retraitement de lignes sismiques clefs, mise en oeuvre de campagnes sismiques additionnelles.

	Pages
INTRODUCTION	15
1. HISTORIQUE DE L'EXPLORATION PETROLIERE à HISPANIOLA	16
1.1. Haïti	16
1.1.1. ATLANTIC REFINING COMPANY (1939-1947)	16
1.1.2. COMMONWEALTH OIL COMPANY (1950-1959)	17
1.1.3. WENDELL PHILLIPS OIL COMPANY (1972-1975)	17
1.1.4. CRUX INTERNATIONAL LIMITED (1976-1977)	17
1.1.5. HIDECA (1977-1978)	17
1.1.6. ANSCHUTZ OVERSEAS CORPORATION (1979-1981)	18
1.1.7. DE 1982 A NOS JOURS	18
1.1.8. RESUME, DONNEES DISPONIBLES (FORAGES, SISMIQUE)	18
1.2. République Dominicaine	22
2. ETUDE DES RESERVOIRS	27
2.1. Données disponibles et méthodologie	27
2.2. Mio-Pliocène	27
2.2.1. PARAMETRES DE RESERVOIR	27
2.2.2. FLUIDES ET INDICES	28
2.2.3. DONNEES DE LA REPUBLIQUE DOMINICAINE	29
2.2.4. CONCLUSIONS	30
2.3. Paléocène - Oligocène	30
2.3.1. PARAMETRES DE RESERVOIR	30
2.3.2. FLUIDES ET INDICES	31
2.3.3. DONNEES DE LA REPUBLIQUE DOMINICAINE	31
2.3.4. CONCLUSIONS	32
2.4. Conclusions	32
3. INDICES D'HYDROCARBURES	33
3.1. République Dominicaine	33
3.1.1. BASSIN D'AZUA	33
3.1.2. BASSIN DE SAN JUAN	34
3.1.3. BASSIN D'ENRIQUILLO	34
3.1.4. BASSINS DE CIBAO ET DE SAN PEDRO	34

	Pages
3.2. Haïti	35
3.2.1.PRESQU'ILE DU SUD	35
3.2.2.PLATEAU CENTRAL	35
3.2.3.ILE DE LA GONAVE	35
4. ETUDE GEOPHYSIQUE	36
4.1. Les méthodes potentielles	36
4.1.1.LES DONNEES	36
4.1.2.LES RESULTATS	36
4.2. La sismique	37
4.2.1.GENERALITES	37
4.2.2.CALIBRATIONS	39
4.2.3.DOCUMENTS REALISES	46
4.2.4.RESULTATS DE L'INTERPRETATION	49
4.3. Conclusions - Recommandations	77
5. ETUDE GEOCHIMIQUE	80
5.1. Méthodes d'analyse et définition - Traitement et présentation des résultats	80
5.2. Résultats de l'analyse	82
5.2.1.PUITS ARCADINES-1	84
5.2.2.PUITS ARTIBONITE-1	91
5.2.3.PUITS CUL DE SAC-1	97
5.2.4.CONCLUSION	105
5.3. Comparaison entre l'étude BEICIP sur les puits Artibonite 1 et Cul de Sac 1 et les études précédentes	106
5.4. Comparaison avec quelques résultats de République Dominicaine	107
5.5. Aperçu sur la géochimie du Crétacé	108
5.6. Modèles mathématiques et interprétation géochimique	110
5.6.1.PRINCIPES	110
5.6.2."BACKSTRIPPING - PUIITS"	115
5.6.3.MODELE GEOCHIMIQUE : "MATOIL"	120

	Pages
6. CONCLUSIONS - INTERET PETROLIER ET RECOMMANDATIONS	137
6.1. Facteurs d'intérêt pétrolier	137
6.1.1. RESERVOIRS ET COUVERTURES	137
6.1.2. ROCHES MERES ET MATURATION	138
6.1.3. PIEGES STRUCTURAUX ET STRATIGRAPHIQUES	139
6.2. Zones d'intérêt pétrolier	141
6.3. Recommandations	142
7. BIBLIOGRAPHIE	144

LISTE DES FIGURES

Fig.1	:	Artibonite-1 : calage sur la section 76-57	40
Fig.2	:	Arcadins-1 : calage sur la section SD-2	41
Fig.3	:	Cul-de-Sac 1 : calage sur la section 9126-83	44
Fig.4	:	Cul-de-Sac 1 : calage des horizons	45
Fig.5	:	Différence de polarité entre campagnes	48
Fig.6	:	Secteur Nord : les séquences sismiques	50
Fig.7	:	Secteur Nord : les séquences sismiques	52
Fig.8	:	Secteur Nord : coupe schématique du Canal de la Tortue	53
Fig.9	:	Secteur Nord : le plancher océanique des Bahamas et le prisme d'accrétion	54
Fig.10	:	Profil SSO-NNE depuis le flanc nord de la Gonave jusqu'au forage de l'Artibonite. Profil ONO-ESE le long du flanc sud de la Gonave	56
Fig.11	:	Cul de Sac : les séquences sismiques	59
Fig.12	:	Cul de Sac : les séquences sismiques	61
Fig.13	:	Cul de Sac : séquence progradante	62
Fig.14	:	Cul de Sac : sill volcanique ?	63
Fig.15	:	Cul de Sac : dôme volcanique ?	64
Fig.16	:	Canal de la Gonave : coupes structurales	65
Fig.17	:	Sud Gonave : les séquences sismiques	67
Fig.18	:	Sud Gonave : structure "en fleur"	69
Fig.19	:	Secteur Sud : structure "en fleur"	71
Fig.20	:	Plateau Central : tentative de calibration	72
Fig.21	:	Plateau Central : les séquences sismiques	74
Fig.22	:	Plateau Central : coupes structurales	75

Fig.23	:	Structure du Banc de Rochelois	79
Fig.24	:	Paramètres liés à la pyrolyse et échelle des valeurs	83
Fig.25	:	Résultats de l'analyse Rock-Eval : Arcadines-1	85
Fig.26	:	Log géochimique : Arcadines-1	87
Fig.27	:	Diagramme PP/COT : Arcadines-1	88
Fig.28	:	Diagramme IH/IO : Arcadines-1	89
Fig.29	:	Diagramme IH/Tmax : Arcadines-1	90
Fig.30	:	Résultats de l'analyse Rock-Eval : Artibonite-1	92
Fig.31	:	Log géochimique : Artibonite-1	93
Fig.32	:	Diagramme PP/COT : Artibonite-1	94
Fig.33	:	Diagramme IH/IO : Artibonite-1	95
Fig.34	:	Diagramme IH/Tmax : Artibonite-1	96
Fig.35	:	Résultats de l'analyse Rock-Eval : Cul de Sac-1	98
Fig.36	:	Log géochimique : Cul de Sac-1	101
Fig.37	:	Diagramme PP/COT : Cul de Sac-1	102
Fig.38	:	Diagramme IH/IO : Cul de Sac-1	103
Fig.39	:	Diagramme IH/Tmax : Cul de Sac-1	104
Fig.40	:	Evolution de la subsidence : Cul de Sac-1 (CRUX)	117
Fig.41	:	Evolution de la subsidence : Cul de Sac-1 (Atlantic)	118
Fig.42	:	Evolution de la subsidence : Maissade-1	119
Fig.43	:	Evolution de la fenêtre à huile : Cul de Sac-1 (CRUX)	123
Fig.44	:	Evolution de la fenêtre à huile : Arcadines-1	124
Fig.45	:	Evolution de la fenêtre à huile : Cul de Sac-1 (Atlantic)	125
Fig.46	:	Evolution du taux de transformation : Cul de Sac-1 (CRUX)	126
Fig.47	:	Evolution du taux de transformation : Arcadines-1	127
Fig.48	:	Evolution du taux de transformation : Cul de Sac-1 (Atlantic)	128

Fig.49	:	Evolution de la génération des hydrocarbures : Cul de Sac-1 (CRUX)	129
Fig.50	:	Evolution de la génération des hydrocarbures : Arcadines-1	130
Fig.51	:	Evolution de la génération des hydrocarbures : Cul de Sac-1 (Atlantic)	131
Fig.52	:	Principaux résultats de la modélisation Matoil	132
Fig.53	:	Données d'entrée de Matoil : Cul de Sac-1 (CRUX)	133
Fig.54	:	Données d'entrée de Matoil : Arcadines-1	134
Fig.55	:	Données d'entrée de Matoil : Cul de Sac-1 (Atlantic)	135

LISTE DES PLANCHES - (hors-texte)

- Pl.1 : Hispaniola : Localisation des principaux bassins et forages (Echelle 1/1.000.000)
- Pl.2 : Résultats des forages
- Pl.3 : Carte résiduelle du champ magnétique total (Echelle : 1/500.000)
- Pl.4 : Anomalie de Bouguer (Echelle 1/500.000)
- Pl.5 : Film synthétique : Arcadins-1
- Pl.6 : Film synthétique : Artibonite-1
- Pl.7 : Film synthétique : Cul de Sac-1
- Pl.8 : Plan de position sismique : secteur nord (Echelle : 1/200.000)
- Pl.9 : Plan de position sismique : secteur sud (Echelle : 1/200.000)
- Pl.10 : Carte bathymétrique : secteur nord (Echelle : 1/200.000)
- Pl.11 : Carte bathymétrique : secteur sud (Echelle : 1/200.000)
- Pl.12 : Isochrones H1 (jaune), H2 (bleu) et H3 (bleu) pour le Plateau Central : secteur nord (Echelle 1/200.000)
- Pl.13 : Isochrones H2 (bleu) : secteur sud (Echelle 1/200.000)
- Pl.14 : Isochrones H3 (vert) : secteur nord (Echelle 1/200.000)
- Pl.15 : Isochrones H3 (vert) : secteur sud (Echelle 1/200.000)
- Pl.16 : Isochrones H2 (bleu) : Cul de Sac offshore (Echelle 1/50.000)
- Pl.17 : Isochrones H3 (vert) : Cul de Sac offshore (Echelle 1/50.000)
- Pl.18 : Isopaques H1 (jaune) - H2 (bleu) : Cul de Sac offshore (Echelle 1/100.000)
- Pl.19 : Isopaques H2 (bleu) - H6 (orange) : Cul de Sac offshore (Echelle 1/100.000)
- Pl.20 : Isochrones H3 (bleu) : Plateau Central (Echelle 1/100.000)
- Pl.21 : Isochrones H4 (vert) : Plateau Central (Echelle 1/100.000)
- Pl.22 : Coupe structurale Nord-Sud, de l'Artibonite au bassin de Colombie.

INTRODUCTION

Parallèlement aux études stratigraphiques et structurales réalisées conjointement par les spécialistes du BEICIP et du BRGM, l'évaluation du potentiel pétrolier d'Haïti réalisée par le BEICIP a été axée sur l'étude des forages, sur l'interprétation des diverses campagnes géophysiques et sur les analyses géochimiques.

Parmi les onze forages pétroliers exécutés en Haïti, sept ont été disponibles dont trois seulement possèdent des documents modernes permettant une évaluation concrète.

La plupart des campagnes sismiques ont été utilisées et interprétées quand leur qualité le permettait. Une bonne image structurale a ainsi été obtenue dans les zones côtières (plateau continental et partie du talus) et dans le Plateau Central, mais le maillage sismique insuffisant ne permet pas une définition précise des pièges structuraux.

Les seuls échantillons de forage disponibles appartiennent à trois puits qui ont été analysés pour leur potentiel géochimique. Mais aucun d'entre eux n'a atteint le Crétacé.

L'ensemble de ces données, après interprétation des différents paramètres pétroliers, a permis d'identifier les bassins sédimentaires où les séries sont suffisamment développées, d'étudier leur potentiel réservoir d'une part et roche-mère d'autre part, d'évaluer leur degré de maturité et enfin d'en préciser la configuration structurale.

Si la quantité d'hydrocarbures générés n'a pu être mise en évidence, il a été cependant possible de juger du potentiel pétrolier des différents bassins malgré la pauvreté des informations concernant les caractéristiques des réservoirs et la présence de roches-mères. Certains prospects ont été identifiés et devront être précisés par des travaux additionnels.

Parallèlement à ces conclusions, un certain nombre de recommandations ont été émises et devraient permettre une meilleure appréciation du potentiel pétrolier haïtien.