

# POTENTIELS PETROLIERS DES DEPOTS CRETACE DE LA MARGE DE SAN-PEDRO

LARISSA CHIAYÉ KOFFI\*, CYRILLE K. YAO, BLANDINE A. EGORAN  
ET SYLVAIN MONDE

- Université F Houphouët Boigny, UFR Sciences de la Terre et des Ressources  
Minières, Département de Géosciences Marines – Abidjan, CÔTE D'IVOIRE

\* **Correspondance**, Courriel : [larikoffy@yahoo.fr](mailto:larikoffy@yahoo.fr)

---

## RÉSUMÉ

Des sondages pétroliers implantés en offshore dans le bloc KL de la marge de San-Pedro ont fait l'objet d'une étude géochimique. Elle vise à déterminer le type de kérogène, le stade de maturité des roches mères et potentiel pétrolier.

Six unités lithologiques sont mises en évidence, principalement constituées d'argilites, de grès et de sables. Les roches mères sont immatures à matures avec de faible potentiel pétrolier pour les dépôts datant du Turonien au Campanien et de très bon potentiel pétrolier de l'Albien au Cénomaniens.

**Mots clés** : géochimie, roches mères, Côte d'Ivoire, San-Pedro.

## ABSTRACT

*Two oil wells located offshore in the KL block of San Pedro margin were the subject of a geochemical study. It aims to determine the oil potential, the nature of kerogen and the maturity of source rocks.*

*Six lithological units are highlighted; mainly consist of argillites, sandstones and sand. The source rocks are immature to mature with consecutively lower petroleum potential for Campanian-Turonian and very good for the Albian-Cenomanian.*

**Keywords:** *geochemistry, source rocks, Ivory Coast, San-Pedro.*

## INTRODUCTION

Depuis quelques dizaines d'années la PETROCI a effectué une série de sondages dans la marge de San-Pedro notamment dans le bloc (CI105) qui ont révélés que les réservoirs d'hydrocarbures rencontrés sont des grès d'âge crétacé. Ces grès réservoirs sont intercalés d'argilites qui sont des roches mères. Par ailleurs, la recherche du pétrole étant très complexe, ces argilites à potentialité énergétique sont encore peu connu. Ceci consentirait à faire l'analyse géochimique afin de mieux les caractériser. La présente note fait une analyse des caractères géochimiques des roches mères de la marge de San-Pedro en vue d'évaluer leur potentiel pétrolier.

### 1-1. Aperçu géologique du Bassin sédimentaire la Côte d'Ivoire

Le bassin sédimentaire de la Côte d'Ivoire s'étend le long de la côte atlantique entre 3°05'W et 7°30'W et se développe au Sud de la latitude 5°20'N depuis le Ghana jusqu'au Libéria. Le bassin sédimentaire est divisé en deux parties; une partie émergée ou zone Onshore en forme de croissant et une partie immergée ou zone Offshore. Sa superficie, y compris l'offshore, est de 30 000 km<sup>2</sup>.

#### 1-1-1. Bassin émergé (Onshore)

Cette partie réduite à une superficie de 8000 km<sup>2</sup> correspond à une étroite frange littorale (soit 2,5 % du territoire ivoirien) et s'étend sur 360 km entre Sassandra à l'Ouest et la frontière Ivoirio-Ghanéenne à l'Est.

#### 1-1-2. Bassin immergé (Offshore)

Très vaste avec une superficie de 22 000 km<sup>2</sup> sur 15 à 80 km de large, il constitue l'essentiel du bassin sédimentaire ivoirien. Il s'étend d'Est en Ouest depuis la côte jusqu'à des profondeurs d'eau supérieures à 3 000 m. Le bassin Offshore est subdivisé en deux marges situées de part et d'autre du haut fond d'Adiaddon (Grand-Lahou) :

- la marge de San-Pédro s'étend de la frontière libérienne jusqu'à Grand-Lahou. Elle se caractérise par un socle peu profond et un plateau continental abrupt (PETROCI et BEICIP, 1990) ;

- la marge d'Abidjan s'étend depuis Grand-Lahou jusqu'à la frontière ghanéenne. L'épaisseur des sédiments croît d'Ouest en Est.

### 1-2. La marge de San-Pédro

Le bloc pétrolier KL se localise dans la partie Est de la marge de San-Pédro (Figure 1). Ce bloc a une superficie de 2034 km<sup>2</sup> avec une profondeur d'eau variant de 500 à 2275 m. Deux (2) sondages de ce bloc ont été l'objet de la présente étude :

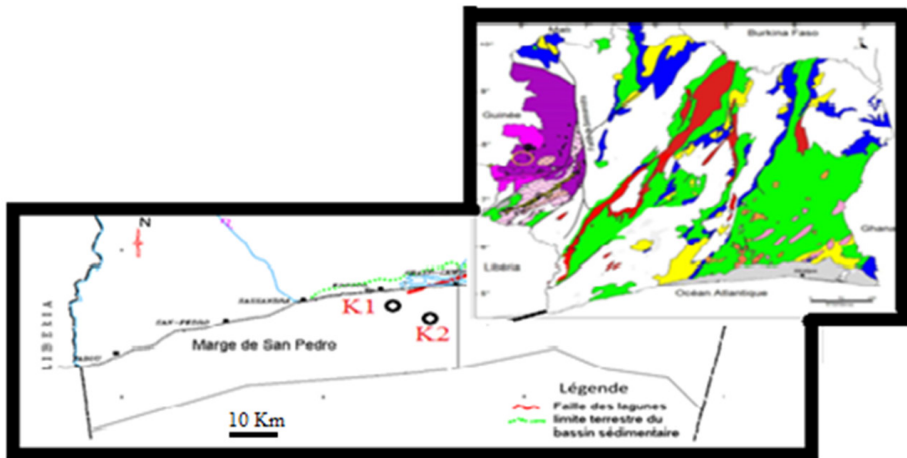
- le sondage K1 est situé au Nord - Est du bloc. L'intervalle d'étude est compris entre 2750 m et 3592 m. Sa profondeur d'eau est de 1494 m. Il a pour coordonnées 03°64'47" de latitude Nord et 04°30'25,70" de longitude Ouest:

-le sondage K2 est situé au Sud - Est du bloc KL. L'intervalle d'étude est compris entre 3810 m et 5241 m. Il a une profondeur d'eau de 2275 m. Il a pour coordonnées 03°37'33,14" de latitude Nord et 03°01'53,04" de longitude Ouest.

## 2. MATERIEL ET METHODES

Le matériel utilisé se compose de 140 échantillons de déblais des forages (32 pour K1 et 108 pour K2) fournis par le Centre d'Analyse et de Recherches de la PETROCI.

Quant à l'étude géochimique, soixante-dix à cent (70 à 100) mg d'échantillon de roche brute broyée ont été traités par pyrolyse, sur l'appareil de Rock-Eval (Espitalié *et al.*, 1985-1986). Les effluents de pyrolyse (hydrocarbures libres et potentiels) sont récupérés et quantifiés afin de déterminer la nature du kérogène, le stade de maturité et le potentiel pétrolier.



**Figure 1:** Présentation de la marge de San-Pedro

## 3. RESULTATS ET INTERPRETATION

La caractérisation géochimique des roches mères met en évidence le potentiel pétrolier, le type de kérogène, la maturité des roches mères et leur potentiel pétrolier qu'elles renferment et de mettre en évidence l'environnement de dépôt des roches mères.

### 3-1. Analyse des paramètres géochimiques des roches mères du sondage K1

#### \* Roches mères du Campanien

Les valeurs de S2 sont inférieures à 2,5mg HC/g roche (Tableau I) sauf aux cotes 3078m et 3115m avec des valeurs respectivement de 3,87 et 2,19 traduisant un faible potentiel pétrolier.

Le COT est supérieur à 0,5% poids, ce qui implique que les argilites gris sombres à gris clair rencontrés au campanien sont des roches mères potentielles avec une richesse en matière organique. L'indice d'hydrogène varie de 145 à 416 mg HC/g COT, ces valeurs caractérisent une matière organique de type III, et II qui pourrait produire de l'huile et du gaz.

Les valeurs de la température maximale oscillent autour de 419 à 423 °C avec un S2/S3 allant de 9,31 à 27,64 sauf à 3139 m où l'on note une valeur de 53. Ces valeurs de Tmax appartiennent à l'intervalle 380<Tmax<420 où le kérogène est immature. Les argilites gris sombre à gris clair du Campanien sont des roches mères immatures qui pourraient produire de l'huile et du gaz à maturité.

Les valeurs de l'IH et de Tmax placées dans le diagramme IH-Tmax de Rock-Eval (figure 2) indiquent un kérogène de type II et III. Ce qui est en accord avec les résultats de l'IH. La matière organique des argilites est d'origine continentale et marine.

**Tableau I:** Paramètres géochimiques des roches du Campanien du sondage K1

Profondeur (m)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg HC/g roche)	S2/S3	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	COT % poids
3078	3,87	0,14	27,64	423	416	0,93
3108	2,19	0,13	16,84	419	342	0,64
3115	2,98	0,16	18,62	423	377	0,79
3124	2,05	0,10	20,5	420	293	0,70
3139	1,06	0,02	53	425	156	0,68
3148	1,89	0,08	23,62	425	274	0,69
3154	1,77	0,19	9,31	432	290	0,61
3169	1,67	0,07	23,85	432	145	1,15
3282	2,52	0,12	21	420	290	0,87

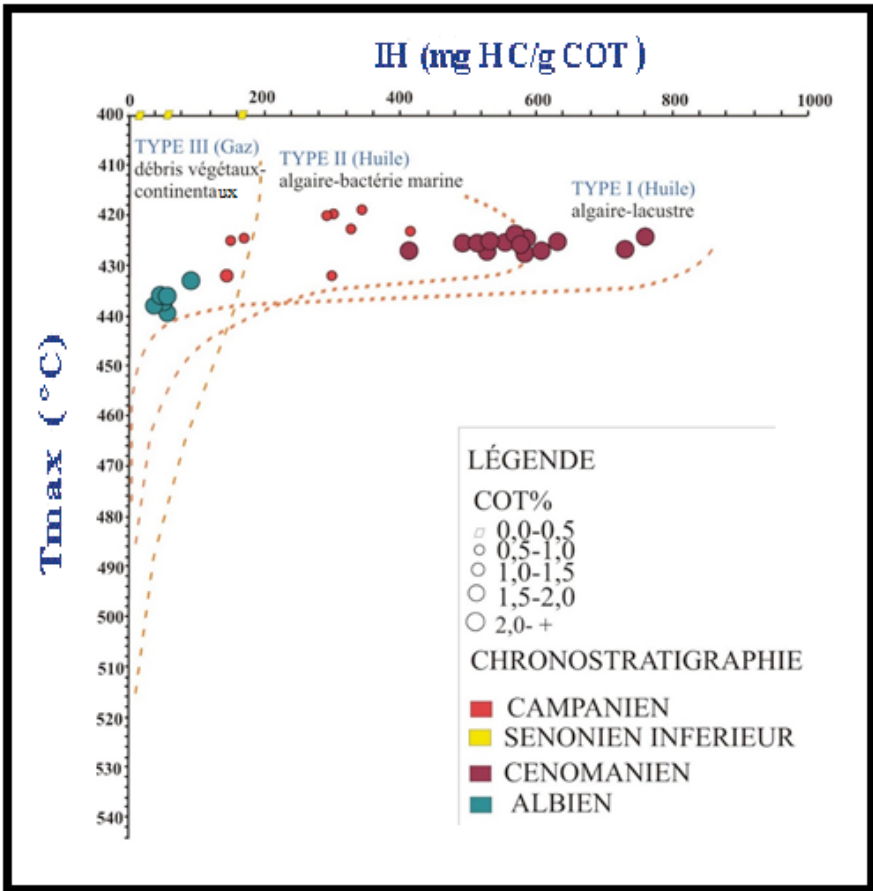
#### \* Roches mères du Sénomien inférieur

Les argilites de couleurs gris sombres à gris clairs ont un IH compris entre 17 et 165 mg HC/g COT indiquant un kérogène de type III ceci est conforme avec le résultat des valeurs de IH et Tmax plotées

dans le diagramme de IH-Tmax de Rock-Eval (figure 2). Le S2 est inférieur à 2,5 mg HC/g roche et le COT est inférieur à 0,5% poids (Tableau II) ce qui indique que ces argilites ne sont pas des roches mères. Les S2 sont inférieures à 0,2 mg HC/g roche pour l'ensemble des échantillons. Cela implique que les Tmax ne sont pas acceptables d'où une indétermination de la maturité de la matière organique.

**Tableau II:** Paramètres géochimiques des roches du Sénomien inférieur du sondage K1

Profondeur (m)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg HC/g roche)	S2/S3	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	COT % poids
3286	0,04	0,64	0,06	-	17	0,23
3336	0,19	0,07	2,71	-	68	0,28
3347	0,38	0,02	19	-	165	0,23



**Figure 2:** Diagramme IH en fonction de Tmax du sondage K1

**\* Roches mères du Cénomaniens**

La S2 présente des valeurs supérieures à 20 mg HC/g roche exceptée la cote 3389 m où la S2 est de 16, 62 mg HC/g roche (Tableau III) mettant en évidence un excellent potentiel pétrolier. Le COT à des valeurs supérieures à 4% poids sauf celle de la cote 3364m avec un COT de 3,69% poids. Toutes ces valeurs sont indicatrices de roches mères potentielles avec une richesse en matière organique. Les Tmax sont compris entre 424 et 427 °C et les IH oscillent entre 532 et 724 mg HC/g COT indiquant des roches mères de kérogène de type II et I au stade de maturité d'huile avec un rapport S2/S3 très élevé dans l'ensemble de cet étage. Les valeurs de l'IH et de Tmax des roches mères placée dans le diagramme de IH-Tmax de Rock-Eval (figure 2) indiquent un kérogène de type II et I respectivement d'origine marine et lacustre.

**Tableau III** : Paramètres géochimiques des roches du Cénomaniens du sondage K1

Profondeur (mètre)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg HC/g roche)	S2/S3	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	COT % poids
3351	38,15	0,34	112,20	426	577	6,61
3360	40,56	0,82	49,46	425	635	6,39
3364	26,71	0,46	58,06	427	724	3,69
3366	39,79	0,60	66,31	424	780	5,10
3368	40,12	0,58	69,17	427	607	6,61
3370	34,95	0,55	63,54	424	583	6,00
3372	35,41	0,82	43,18	425	532	6,65
3373	29,85	0,69	43,26	425	553	5,40
3377	23,94	0,56	42,75	426	516	4,64
3378	33,67	0,69	48,79	427	584	5,77
3381	22,43	0,48	46,73	427	522	4,30
3389	17,69	0,44	40,20	427	409	4,32
3398	41,05	0,42	97,73	426	486	8,45
3404	89,44	1,05	85,18	425	586	15,27

#### \* Roches mères de l'Albien

Les argilites gris sombre à blanchâtre de l'Albien ont un COT compris entre 1,48 et 2,46% poids (Tableau IV) caractéristique des roches mères potentielles dont la matière organique est abondante à très abondante ( $2 < \text{COT} < 4\%$ ). Les valeurs de S2 sont inférieures à 2,5 mg HC/g roche, ce qui qualifie le potentiel pétrolier de faible. Le kérogène généré est de type III pourrait produire uniquement que du gaz car les valeurs de l'IH varient entre 36 et 93 mg/g COT. La

T<sub>max</sub> quant à elle est comprise entre 435 et 439°C indiquant des roches mères au stade de maturité. Les données de l'IH et de T<sub>max</sub> des roches mères plotées dans le diagramme IH-T<sub>max</sub> indiquent un kérogène de type III (Figure 2) également. La matière organique provient des débris de végétaux supérieurs c'est-à-dire d'origine continentale.

**TABLEAU IV:** Paramètres géochimiques des roches de l'Albien du sondage K1

Profondeur (m)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg HC/g roche)	S2/S3	T <sub>max</sub> (°C)	IH (mg HC/g COT)	COT % poids
3451	2,39	0,28	8,53	435	93	2,56
3461	1,56	0,25	6,24	436	69	2,25
3476	0,67	0,18	3,72	438	36	1,86
3500	1,49	0,19	7,84	437	59	2,54
3519	0,71	0,10	7,1	437	48	1,48
3528	0,95	0,08	11,85	439	52	1,82

### 3-2. Analyse des paramètres géochimiques des roches mères du sondage K2

#### \* Roches mères du Campanien

Les valeurs de S2 sont supérieures à 0,2 mg HC/g roche (Tableau V) donc les valeurs des températures maximales (T<sub>max</sub>) sont crédibles. Les T<sub>max</sub> enregistrées dans les argilites gris claires à sombres du Campanien vont de 420 à 421°C mettant en évidence des roches mères au stade de maturité. Les valeurs de S2 oscillent entre 1,01 mg HC/g roche et 3,26 mg HC/g roche impliquant un potentiel pétrolier pauvre à moyen en kérogène. Les argilites gris claires à gris sombres du Campanien sont des roches mères potentielles avec une richesse en matière organique car les valeurs du COT sont comprises entre 0,67 et 1,01% poids (donc supérieur à 0,5% poids). Les valeurs des indices d'hydrogènes sont comprises entre 219 à 373 mg HC/g COT avec un rapport S2/S3 compris entre 2,35 et 8,12 ce qui caractérise un kérogène de type II et III productrice d'huile et de gaz. Les données de T<sub>max</sub> et de l'IH des argilites gris claires à sombre placées dans le diagramme de IH-T<sub>max</sub> (Figure 3) indiquent un kérogène de type II et III. Ceci corrobore avec les résultats de l'IH. Ces roches mères du Campanien sont pour la plupart de type II et sont d'origine marine (algues), celles du type III proviennent des débris de végétaux supérieurs et sont d'origine continentale.

**Tableau V :** Paramètres géochimiques des roches du Campanien du

## sondage K2

Profondeur (m)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg CO2/g roche)	S2/S3	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	COT (%) poids
4050	1,01	0,43	2,35	426	120	0,84
4060	1,69	0,64	2,64	428	197	0,86
4080	1,2	0,37	3,24	422	170	0,71
4100	2,62	0,43	6,09	428	332	0,79
4120	2,07	0,38	5,45	427	233	0,89
4140	1,73	0,21	8,24	427	238	0,73
4160	3,26	0,56	5,82	420	380	0,86
4180	2,76	0,34	8,12	420	373	0,74
4200	2,21	0,43	5,14	419	328	0,67
4220	2,35	0,91	2,58	421	264	0,89
4240	2,2	0,58	3,79	423	321	0,68
4260	2,05	0,52	3,94	426	233	0,88
4280	2,1	0,56	3,75	423	309	0,68
4300	2,72	0,69	3,94	423	268	1,01
4320	2,66	0,64	4,16	422	286	0,93
4340	2,02	0,86	2,35	424	219	0,92

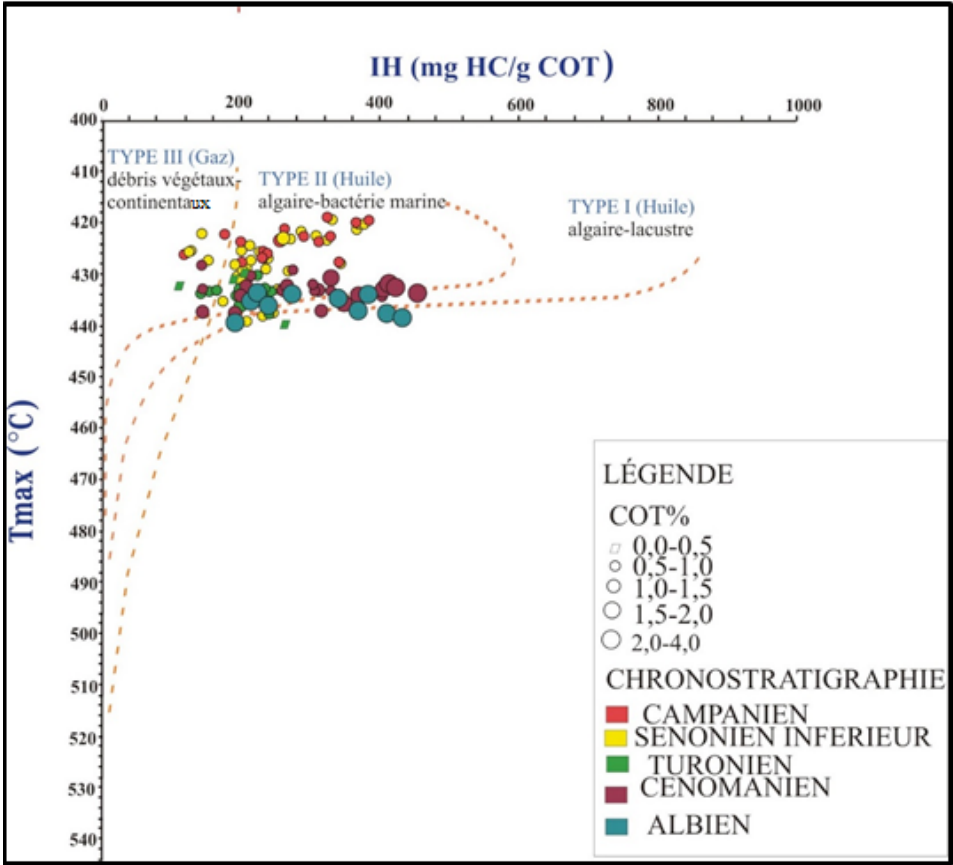
**\* Roches mères du Sénonien inférieur**

Les Températures maximales sont comprises entre 419 et 437 °C (Tableau VI) et sont dites crédibles car les valeurs de S2 sont supérieures à 0,2 mg HC/g roche. Ces Tmax se situent dans l'intervalle  $420 < T_{max} < 450$  caractéristiques des roches mères au stade de maturité d'huile. L'Indice d'hydrogène quant à lui se situe entre 120 et 380 mg HC/g COT avec un rapport S2/S3 compris entre 1,80 et 10. De ces résultats l'on peut dire que le kérogène est de type III et II avec production de gaz et d'huile. Ces résultats sont conformes avec celui donné par le diagramme de l'IH-Tmax de Rock-Eval (figure 3) qui indique que la majorité des roches mères est de type II et le reste de type III. Bien que ces roches mères soient du type III et II, elles présentent des valeurs de Carbone Organique Total (COT) inférieur à 1% poids caractéristique d'un potentiel pétrolier pauvre en kérogène avec des valeurs de S2 inférieures à 2,5 mgHC/g roche.

**Tableau VI :** Paramètres géochimiques des roches du Sénonien inférieur

## du sondage K2

Profondeur (m)	S2	S3	S2/S3	Tmax	IH	COT
	(mgHC/g roche)	(mg CO2/g roche)		(°C)	(mg HC/g COT)	(%) poids
4050	1,01	0,43	2,35	426	120	0,84
4060	1,69	0,64	2,64	428	197	0,86
4080	1,2	0,37	3,24	422	170	0,71
4100	2,62	0,43	6,09	428	332	0,79
4120	2,07	0,38	5,45	427	233	0,89
4140	1,73	0,21	8,24	427	238	0,73
4160	3,26	0,56	5,82	420	380	0,86
4180	2,76	0,34	8,12	420	373	0,74
4200	2,21	0,43	5,14	419	328	0,67
4220	2,35	0,91	2,58	421	264	0,89
4240	2,2	0,58	3,79	423	321	0,68
4260	2,05	0,52	3,94	426	233	0,88
4280	2,1	0,56	3,75	423	309	0,68
4300	2,72	0,69	3,94	423	268	1,01
4320	2,66	0,64	4,16	422	286	0,93
4340	2,02	0,86	2,35	424	219	0,92
4360	2,18	0,45	4,84	430	272	0,8
4380	1,77	0,76	2,33	431	212	0,83
4400	1,89	0,54	3,50	433	214	0,88
4420	1,56	0,49	3,18	433	254	0,61
4440	1,95	0,72	2,71	429	224	0,87
4460	2,22	0,74	3,00	429	235	0,94
4480	1,87	0,77	2,43	423	273	0,68
4500	1,22	0,37	3,30	430	224	0,54
4520	1,76	0,6	2,93	437	241	0,73
4540	1,35	0,75	1,80	439	203	0,66
4560	1,14	0,4	2,85	428	212	0,54
4580	1,65	0,56	2,95	431	239	0,69
4600	1,47	0,26	5,65	429	212	0,7
4610	1,07	0,3	3,57	427	153	0,7
4620	0,75	0,13	5,77	425	122	0,61
4630	1,07	0,3	3,57	426	182	0,59
4640	1,64	0,25	6,56	431	216	0,76
4650	2,15	0,44	4,89	435	230	0,94
4660	1,79	0,43	4,16	434	238	0,75
4670	1,61	0,45	3,58	433	206	0,78
4680	2,04	0,32	6,38	437	232	0,88
4690	1,83	0,32	5,72	434	234	0,78
4700	2,04	0,49	4,16	435	237	0,86
4710	1,55	0,45	3,44	433	212	0,73
4720	1,14	0,48	2,38	433	235	0,49
4730	0,99	0,42	2,36	435	174	0,57



**Figure 3:** Diagramme IH en fonction de Tmax du sondage K2

**\* Roches mères du Turonien**

Les valeurs de S2 sont supérieures à 0,2 mg HC/g roche et sont inférieures à 2,5 mg HC/g roche avec un COT inférieur à 1% poids sauf à la cote 4840m où la valeur du COT est 1,02 % poids (Tableau VII). Ce qui signifie que le potentiel pétrolier est faible c'est à dire pauvre en kérogène. Les températures maximales des argilites gris sombre variant entre 431 et 437°C, les valeurs de l'IH sont comprises entre 113 et 266 mg HC/g COT avec un rapport S2/S3 allant de 2,88 à 6. Ces valeurs appartiennent aux intervalles 50<IH<200 et 200<IH<300 où le kérogène est de type III et III/II avec production d'huile et de gaz au stade de maturité. Ceci diffère avec les résultats du diagramme de l'IH-Tmax de Rock-Eval (Figure 3) qui indique que le kérogène contenu dans les argilites gris sombre du Turonien est du type II et III provenant respectivement des algues (marine) et des débris de végétaux supérieurs (continentales).

**Tableau VII :** Les paramètres géochimiques des roches du Turonien du sondage K2

Profondeur (m)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg CO2/g roche)	S2/S3	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	COT (%) poids
4750	1,8	0,3	6,00	436	189	0,96
4750	0,53	0,18	2,94	432	113	0,47
4760	0,92	0,32	2,88	431	144	0,64
4770	0,98	0,34	2,88	430	203	0,48
4780	1,53	0,25	6,12	435	222	0,69
4790	1,52	0,3	5,07	433	208	0,73
4800	1,46	0,33	4,42	433	214	0,68
4810	1,27	0,28	4,54	434	162	0,79
4820	1,66	0,29	5,72	433	249	0,67
4830	1,76	0,35	5,03	434	240	0,73
4840	2,44	0,53	4,60	433	240	1,02
4850	0,95	0,17	5,59	439	266	0,36
4860	1,36	0,31	4,39	437	240	0,57
4870	1,4	0,32	4,38	435	223	0,63
4880	0,95	0,2	4,75	434	166	0,57
4890	1,53	0,39	3,92	434	216	0,71
4900	0,68	0,16	4,25	431	195	0,35
4910	1,09	0,23	4,74	433	179	0,61

**\* Roches mères du Cénomanién**

Les argiles gris sombre du Cénomanién sont des roches mères car les valeurs de COT sont supérieures à 0,5% (Tableau VIII). Les S2 sont comprises entre 0,8 à 13,45 mettant en évidence un potentiel pétrolier bon à très bon. Les valeurs du COT oscillent entre 0,6 et 3,29% poids indiquant des roches mères potentielles avec une richesse en matière organique car ces valeurs se situent dans l'intervalle  $2 < COT < 4\%$  poids. Concernant les valeurs du Tmax, elles varient de 429 à 437 °C indiquant des roches mères au stade de maturité d'huile. L'indice d'hydrogène (IH) est de 176 à 409 mg HC/g COT mettant en évidence un kérogène de type III et III/II avec des valeurs S2/S3 assez élevées.

Les valeurs de l'IH et de Tmax (Tableau VIII) des roches mères plotées dans le diagramme IH-Tmax (Figure 3) montre des kérogènes dont la majorité présente des valeurs élevées du COT. Ces roches mères sont de type II avec production d'huile et sont d'origine ma-

rine, le reste est de type I et III. Ceci n'est pas conforme aux les résultats de l'IH.

**Tableau VIII:** Paramètres géochimiques des roches du Cénomaniens du sondage K2

Prof. (m)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg CO2/g roche)	S2/S3	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)	COT (%) poids
4920	1,23	0,62	1,98	430	211	0,58
4930	0,84	0,19	4,42	428	156	0,54
4940	2,64	0,35	7,54	429	278	0,95
4950	2,53	0,29	8,72	432	296	0,86
4960	1,6	0,24	6,67	431	205	0,78
4970	6,37	0,36	17,69	430	384	1,66
4980	14,4	0,24	60,00	429	457	3,15
4990	2,4	0,17	14,12	430	274	0,88
5000	3,03	0,17	17,82	432	301	1,01
5010	2,65	0,25	10,60	433	261	1,01
5020	2,22	0,38	5,84	433	325	0,68
5030	0,92	0,16	5,75	433	153	0,6
5040	8,59	0,53	16,21	432	422	2,04
5050	6,34	0,51	12,43	431	379	1,68
5060	3,53	0,37	9,54	437	318	1,11
5070	2,13	0,17	12,53	438	190	1,12
5080	2,12	0,14	15,14	437	176	1,21
5090	3,07	0,64	4,80	434	241	1,27
5100	5,98	0,15	39,87	435	364	1,64
5110	5,76	0,25	23,04	433	365	1,58
5120	3,17	0,22	14,41	433	309	1,02
5130	3,55	0,2	17,75	433	307	1,15
5140	13,45	0,47	28,62	432	409	3,29

#### \* Roches mères de l'Albien

Les valeurs de S2 sont supérieures à 0,2 mg CO2/g roche avec les valeurs du COT comprises entre 2,34 et 3,57% poids (Tableau IX) caractéristique respectivement d'un potentiel pétrolier très bon et de roches mères potentielles avec une richesse en matière organique. Les valeurs de l'IH oscillent entre 197 et 476 mg HC/g COT caractéristiques des roches mères de type II et III avec des valeurs S2/S3 élevées et la Tmax quant à elle à des valeurs qui vont de 434 à 439°C

indiquant un kérogène au stade de maturité. Ces résultats diffèrent de ceux du diagramme IH-Tmax (Figure 3) qui indiquent que la majorité des roches mères sont d'origine lacustre avec un kérogène de type I et richesse en matière organique avec production d'huile.

**Tableau IX :** Paramètres géochimiques de l'Albien du sondage K2

Prof.	S2	S3	S2/S3	Tmax	IH	COT
(m)	(mg HC/g roche)	(mg CO <sub>2</sub> /g roche)		(°C)	(mg HC/g COT)	(%) poids
5150	16,83	0,63	26,71	436	476	3,54
5160	11,13	0,43	25,88	438	432	2,57
5170	9,64	0,48	20,08	437	384	2,51
5180	13,79	0,54	25,54	434	390	3,53
5190	11,5	0,8	14,38	435	336	3,43
5200	7,89	0,7	11,27	434	277	2,85
5210	5,87	0,67	8,76	434	224	2,62
5220	5,49	0,6	9,15	436	231	2,38
5230	5,96	0,68	8,76	435	226	2,63
5241	5,61	0,76	7,38	439	197	2,85

## 4. DISCUSSIONS

### Origine et type de matière organique

Nos travaux révèlent que la matière organique de type II et de type III proviendrait respectivement du phytoplancton (origine marine) et de débris de végétaux continentaux (origine continentale) conformément aux travaux de Riboulleau (2000). Celui-ci a indiqué également que la matière organique de type III peut correspondre à de la matière organique d'origine continentale ou provenant du phytoplancton fortement dégradée. Camiré & Richer-Lafliche (2010) ont soutenu la même idée en montrant que les kérogènes de type II proviennent surtout d'organismes marins comme le plancton alors que le type III vient de débris de végétaux supérieurs d'origine terrestre. Les travaux de caractérisation de la matière organique sur les black shales et sur les carbonates ont été réalisés dans le bassin ivoirien par Kouassi (2014) indiquant que ces dépôts datant du Cénomanién-Turonien contiennent du kérogène de types II et III donc de même types que ceux que nous avons caractérisés. Nos travaux révèlent des kérogènes exceptionnellement de type mixte II/III. Ces résultats corroborent avec ceux d'Akobé (2010) qui a également travaillé sur le plateau continental ivoirien et a montré que les roches associées aux formations gréseuses d'âge Albien-Maastrichtien renferment des

kérogènes de type II/III. Yao (2014) dont les travaux ont porté sur l'ensemble de marge ivoirienne a mis en évidence des roches mères carbonatés contenant du kérogène de même nature que ceux que nous avons étudiés.

### **Sur l'absence de roches mères**

Les valeurs de COT du Sénonien inférieur enregistrées pour le sondage K1 sont inférieures à 0,5 % poids ; ce qui supposent que ces argilites ne sont pas des roches mères. Cette idée à été adoptée par Bertrand & Malo (2004) qui ont rapporté que la quantité minimale de COT que doit contenir une roche-mère d'huile est de 0,5 % poids.

D'autres études indiquent que les argilites ne sont pas les seules roches mères, notamment ceux de Yao (2014) qui ont révélés que les dépôts carbonatés du bassin ivoirien ont souvent un potentiel de roche-mère excellent compte tenu du COT qui varie de 0,5 à 7% poids.

## **5. CONCLUSION**

Les roches mères pour l'ensemble des sondages présentent un potentiel pétrolier faible (Turonien au Campanien) et bon à très bon (Albien au Cénomanién). Le sénonien inférieur n'a pas de roches mères. Par ailleurs, le Turonien en est absent. Les roches mères sont au stade de maturité excepté dans le Campanien où les argilites sont immatures. Ainsi, les roches mères de l'Albien et du Cénomanién dans le bloc KL de la marge de San-Pédro présentent de bon potentiel pétrolier avec production d'huile et de gaz.

## **REFERENCES**

- 1- AKOBE C.A. (2010). Caractérisation des grès de la Côte d'Ivoire et du Ghana (Golfe de Guinée) : Environnement de dépôt, maturité et potentialité énergétique, Thèse de doctorat, Abidjan, 167p
- 2- BERTRAND R. & MALO M. (2004) - Maturation thermique, potentiel roche-mère des roches ordoviciennes à dévoniennes du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick. Rapport soumis dans le cadre du «Targeted Geosciences Initiative, phase 2» : 85 p.
- 3- BESSOLES B. (1977). Géologie de l'Afrique: le craton ouest africain. Mém. BRGM., N°88, Orléans (France). 402 p.
- 4- CAMIRE G. & RICHER-LAFLECHE M. (2010) - Propriété Charlevoix. Analyses géochimiques et analyse Rock Eval des roches sédimentaires. Phase 1 An-4. Travaux 2009-2010. Rapport INRS-ETE: 46 p.

- 5- ESPITALIE J., DEROO G. MARQUIS F. (1985) La pyrolyse Rock-Eval et ses applications, Première partie. *Revue de l'Institut Français du Pétrole* 40: 563-581
- 6- ESPITALIE J., DEROO G. MARQUIS F. (1985) La pyrolyse Rock-Eval et ses applications, deuxième partie. *Revue de l'Institut Français du Pétrole* 40: 775-784
- 7- ESPITALIE J., DEROO G. MARQUIS F. (1986) La pyrolyse Rock-Eval et ses applications, troisième partie. *Revue de l'Institut Français du Pétrole* 41: 73-89
- 8- PETROCI et BEICIP (1990). Côte d'Ivoire Petroleum Evaluation. Ministère des mines, Abidjan, Côte d'Ivoire, 99 p.
- 9- RIBOULLEAU A. (2000) - Géochimie des black shales du Jurassique supérieur de la plate-forme russe. Processus de sédimentation et de préservation de la matière organique. Thèse de Doctorat de l'Université de Paris VI: 262 p.
- 10- TISSOT B. P., WELTE D. H. (1984)- Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag (*édit.*), Berlin : 699 p.
- 11- YAO KOUADIO CYRILLE (2014)- Caractérisation des niveaux carbonates du Crétacé du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire : implication paléoenvironnementale et intérêt pétrolier, Thèse de doctorat, Abidjan, 228p