



EVALUATION ECONOMIES DANS L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE

***¹NIANGORAN Kouadio Charles, ²KOUAME Euloge, ³AKA EhuiBeh Jean Constantin and ¹KOUADIO Koffi Thierry Stéphane**

¹Laboratoire des Sciences et Technologie de l' Environnement, Université Jean Lorougnon Guédé

²Société Nationale d' Opération pétrolière (PETROCI)

³Laboratoire de Géophysique Appliquée, Université Félix Houphouët Boigny

ARTICLE INFO

Article History:

Received 20th September, 2019

Received in revised form

04th October, 2019

Accepted 11th November, 2019

Published online 31st December, 2019

Key Words:

Economic evaluation, Oil activity,
Economic model.

*Corresponding author:

NIANGORAN Kouadio Charles

ABSTRACT

The oil business carries a high level of risk and requires significant financial capital. A large part of this capital is channeled by international oil companies whose main objective is to renew their reserves and guarantee a competitive return. It is therefore important in the definition and negotiation of oil contracts to understand the risky nature of the oil business, the different sources of risk and the ability of the various parties to ensure such a risk. Then, to carry out the economic evaluation of an oil project, it is necessary to determine the parameters of the evaluation, namely the contractual parameters (types and characteristics of the contracts), the technical parameters and the economic parameters which serve as a basis for the evaluation. profitability assessment. This step is followed by the analysis of economic evaluations that is done through the construction of the economic model. The latter is based on cash flow that requires both technical and economic information such as hydrocarbon reserves, oil production forecasts and gas sales, capital invested, operating costs hydrocarbon price forecasts and the host government tax system.

Copyright © 2019, Sergio Cavagnoli GUTH and Vinitius P aim B rogljo ZUANAZZI. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Citation: NIANGORAN Kouadio Charles, KOUAME Euloge, AKA EhuiBeh Jean Constantin and KOUADIO Koffi Thierry Stéphane. 2019. "Evaluation economies dans l'activité pétrolière", *International Journal of Development Research*, 09, (12), 32556-32560.

INTRODUCTION

L'activité pétrolière comporte un niveau de risque élevé et requiert des capitaux financiers considérables. Une part importante de ces capitaux est canalisée par les compagnies pétrolières internationales dont le principal objectif est de renouveler leurs réserves et de s'assurer un rendement compétitif. Il est donc important dans la définition et la négociation des contrats pétroliers de bien saisir la nature risquée de l'activité pétrolière, les différentes sources de risque et la capacité des différentes parties en présence à assurer un tel risque. Ainsi, on peut distinguer différentes sources de risques dont, le risque géologique associé à la nature de l'activité, le risque financier et le risque d'association lié à la nature du partenariat. En outre pour mieux évaluer le potentiel d'un permis, il faut acquérir de l'information sismique de détail, qui implique des coûts importants. Finalement après découverte, l'évaluation plus précise des réserves en place d'un gisement nécessite le recours à des forages d'appréciation et à différents types de tests et d'analyses qui nécessite des dépenses élevées. Il faut noter aussi que dans le cas d'un gisement économique il faut 6 à 8 ans avant de récupérer sa

mise tout ceci dans un environnement fluctuant. On comprend alors que l'activité pétrolière est une activité intense en capital pour laquelle les délais entre les sorties et entrées de fonds peuvent être très longs. De ce fait il est primordial de procéder à des évaluations économiques avant d'investir des capitaux importants dans l'activité pétrolière.

MATÉRIEL ET MÉTHODES

Pour mieux maîtriser les risques lors des investissements dans l'activité pétrolière, il est judicieux de procéder à des simulations économiques. Cette opération se fait selon les étapes ci-dessous.

La détermination des paramètres de l'évaluation économique: Il s'agit de décrire les paramètres contractuels (types et caractéristiques des contrats), les paramètres techniques et les paramètres économiques qui servent de base à l'évaluation de rentabilité.

L'analyse de l'évaluation économique: Il Donne Les principes de l'analyse économique en faisant ressortir les premiers indicateurs économiques du champ (les cash-flows,

valeur actuelle nette, le taux de rentabilité interne, le temps de récupération, la limite économique).

Construction du modèle économique: La construction du modèle économique basé sur le cash-flow exige des informations tant techniques qu'économiques ; ce sont:

Les réserves d'hydrocarbures, les prévisions de production d'huile et les ventes de gaz, les capitaux investis, les coûts d'exploitation, les prévisions des prix des hydrocarbures et le système fiscal du gouvernement hôte.

Une fois ces informations disponibles ou estimées, les étapes à suivre pour construire le tableau de cash-flow peut se résumer ainsi:

- Calcul des productions annuelles à partir des prévisions de production ;
- Calcul des revenus annuels à partir des productions annuelles et des prévisions de prix ;
- Calcul des dépenses annuelles à partir des coûts d'investissements, des charges d'exploitation et des sommes payées (bonus, formation etc..) prévus dans le contrat de partage de production ;
- Calcul des parts des parties en présence en fonction des dispositions du contrat (Cost oil, Profit oil);
- Enfin calcul des cash-flows.

Analyse économique : les indicateurs économiques

- La valeur actualisée nette (V.A.N)
- Le calcul de la V.A.N consiste à comparer la dépense initiale (investissement) à la valeur actualisée des cash-flows.
- Un projet est rentable si la V.A.N est positive.
- Le calcul la V.A.N permet d'apprécier la capacité du projet à dégager un profit.
- Il pose le problème du choix d'un taux d'actualisation adéquat. C'est la raison pour laquelle on emploie un autre indicateur : le taux de rentabilité interne

RÉSULTATS ET DISCUSSION

Les paramètres contractuels: La fiscalité du pays dans lequel se trouve le gisement est un paramètre important dans l'évaluation du gisement. En effet le développement d'un gisement peut s'avérer non économique sous certaines clauses fiscales alors qu'une renégociation de ces clauses peut permettre un développement de ce réservoir et procurer une valeur adéquate (monétaire et autre) à la fois pour la compagnie et le gouvernement hôte. Ces termes fiscaux sont généralement définis dans les contrats qui régissent les relations entre l'Etat et les compagnies pétrolières.

Pour mieux comprendre les dispositions contractuelles voyons un peu les objectifs des différentes parties en présence.

L'Etat

Les objectifs de l'Etat peuvent se résumer-en

- maîtriser et maximiser les revenus pétroliers : cet objectif doit être atteint tout en maintenant l'incitatif à l'investissement et la production de la part de la

compagnie puisque les clauses qui vont régir l'exploration et l'exploitation sont négociées au départ avant la perception de tout revenu pétrolier. Un certain équilibre devra donc être recherché.

- stimuler et harmoniser l'activité pétrolière avec les objectifs nationaux. L'exploitation doit être vue dans une perspective de long terme qui intègre le développement général de la nation.
- contrôler les décisions et maintenir sa souveraineté.
- assurer son indépendance énergétique.
- transférer la technologie et développer des compétences nationales.

Les compagnies pétrolières: Les objectifs des compagnies pétrolières peuvent différer de façon importante selon le type de compagnies : nationales ou internationales.

De façon plus spécifique les objectifs de compagnies internationales sont:

- avoir accès à un domaine minier, découvrir les réserves et les produire;
- rentabiliser une mise risquée ;
- maîtriser les décisions et les dépenses.

Types de contrats

Nous allons présenter de façon succincte dans cette section les types de contrats les plus souvent rencontrés à savoir les concessions, les contrats de service à risque, les contrats de partage de production et les contrats d'association.

Les concessions: Le système de concession est le premier à avoir été utilisé dans les accords pétroliers. C'est une convention par laquelle l'Etat octroie au concessionnaire les droits exclusifs de recherche et d'exploitation du sous-sol. Le concessionnaire conduit et finance l'exploitation à ses propres risques, décide le développement et l'exploitation de la découverte, dispose en principe des hydrocarbures en tête de puits, est propriétaire des installations, jusqu'au terme de la concession, paie à l'Etat redevance et impôts. L'Etat peut accessoirement demander une participation dans le développement. Il exerce ce droit à travers sa société nationale. Les allocations de la production sont illustrées dans la figure ci-dessous.

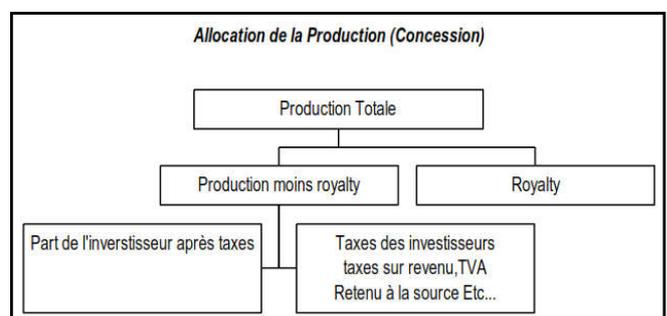


Figure 1. Schéma d'un contrat de concession

le contrat de service à risque: L'Etat est titulaire des droits miniers. La compagnie nationale est la seule habilitée à opérer le champ. La compagnie pétrolière internationale (contracteur) assure la totalité des risques en finançant le programme d'exploration, de développement et d'exploitation. En cas de

découverte, elle est remboursée de ses avances avec intérêts et reçoit pour le risque pris, une rémunération (prime de risque) éventuellement en nature.

Contrat de Service à Risque

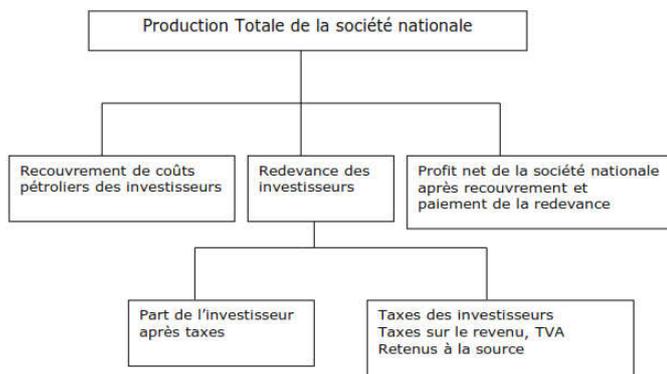


Figure 2. Schéma d'un contrat de service à risque

le contrat de partage de production: Dans le contrat de partage de production, le pays hôte est le propriétaire du sous-sol et des produits qui en sont tirés. La compagnie assume le risque de l'exploration et du développement pour le compte de l'Etat en faisant des avances qui lui seront remboursées en part de pétrole produit sur la zone. Les trois éléments de base d'un contrat de partage de production sont : la récupération des coûts ("cost oil"), le partage de la production entre le gouvernement et la compagnie pétrolière ("profit oil") et enfin l'impôt sur le revenu. C'est ce type de contrat qui est souvent en vigueur en Côte d'Ivoire.

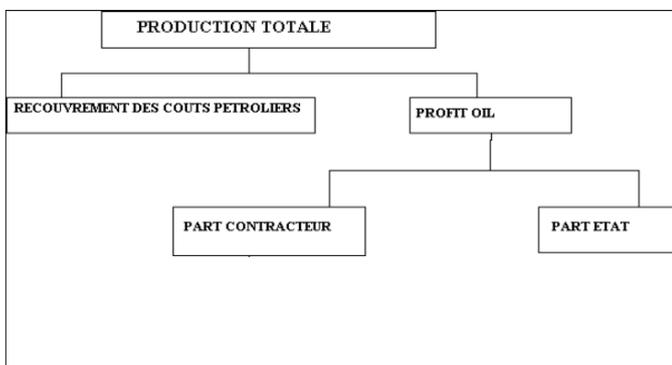


Figure 3. Schéma d'un contrat de partage de production

Les réserves: Pour l'évaluation économique on s'intéresse aux réserves récupérables. En effet, les réserves récupérables constituent la variable physique ultime permettant d'évaluer le potentiel économique d'un gisement. Or cette variable n'est pas connue avec certitude et son évaluation résulte d'un ensemble d'opérations coûteuses liées aux activités de géophysique, de géologie, de réservoir ou encore de forage. Le processus d'évaluation se fait graduellement à partir de l'analyse générale du bassin sédimentaire et ensuite de façon plus spécifique sur le permis et les gisements. Pour mieux évaluer le potentiel spécifique d'un permis, il faut acquérir de l'information sismique de détail et faire des puits d'exploration ; ce qui implique des coûts importants. Finalement, après découverte, l'évaluation plus précise des réserves en place nécessite le recours à des forages d'appréciation et à différents types de tests et d'analyses tout aussi coûteux. Les coûts et les investissements requis sont donc de plus en plus importants

lorsqu'on passe de l'analyse générale de la géologie aux forages spécifiques visant à identifier l'importance des réserves récupérables sur un permis spécifique. Les réserves récupérables peuvent être évaluées par inférences des mécanismes naturels d'expulsion. On l'exprime mathématiquement par l'équation:

$$RR = HIP \times FR$$

RR: réserves récupérables

FR: facteur de récupération

HIP: hydrocarbures initialement place.

(1) Quantité d'hydrocarbures que l'on peut espérer récupérer d'un gisement connu sous un schéma de production donné.

Le facteur de récupération dépend de la présence d'un aquifère naturel, de l'efficacité de l'injection si elle a lieu, de la continuité et de la qualité du réservoir et de la pression d'abandon. Ce facteur dépend en outre du plan de développement envisagé.

Toute méthode de récupération confondue, ce facteur varie entre 30 et 70 % pour un champ d'huile et entre 50 et 80% pour un champ de gaz.

A partir donc des réserves récupérables, il est alors possible d'estimer le profil de production.

Il est aussi important de comprendre que la quantité d'hydrocarbures récupérables d'un champ selon un schéma de développement spécifique ne sera connue que quand le champ sera abandonné. Avant cela toute valeur avancée n'est purement que de la prédiction avec toute l'incertitude associée. En effet il y a un risque que cette valeur soit atteinte ou que plus d'hydrocarbures que prévus soient récupérés.

Evaluation économiques: Pour l'évaluation économique d'un permis, les informations synthétiques relatives aux profils de production doivent être converties en flux monétaires associés à l'exploitation éventuelle du gisement correspondant. Pour se faire une bonne prévision de production est donc importante. Le profil de production est fonction des mécanismes de drainage du réservoir à savoir:

Drainage par expansion de l'huile (solution gas drive): Lorsque le réservoir ne contient ni chapeau de gaz initial ni aquifère actif ; il n'est drainé que par les forces d'expansion de l'huile et de l'eau connée.

Drainage par chapeau de gaz (gas cap drive): Ici il y a présence d'un chapeau de gaz initial. Ce qui entraîne une plus grande énergie de drainage due à la forte compressibilité du gaz.

Drainage par aquifère actif (water drive): Il y a présence d'un aquifère actif (souvent 10 fois le volume de l'huile) et qui est capable de s'écouler à travers les colonnes d'huile. Ainsi au fur et mesure que la production dans la colonne d'huile crée une chute de pression, l'aquifère répond par expansion et l'eau se déplace dans les colonnes pour remplir le vide créé par la production.

Le profil de production est amélioré (déplétion moins rapide) dans le cas d'un aquifère actif et dans le cas d'un chapeau de gaz par rapport au cas de l'expansion d'huile.

Cependant, le profil type de production est le suivant: Il apparaît donc clairement que c'est à partir des prévisions de production estimées année par année que l'on peut estimer selon le prix des hydrocarbures, les revenus annuels. Aussi ce profil de production dépend-il du plan de développement prévu et donc des Investissements. On voit là encore l'interdépendance des variables de l'analyse économique.

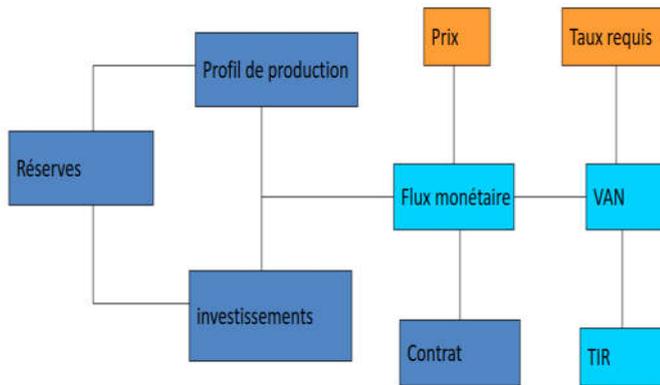


Figure 4. Interdépendance des variables de l'analyse économique

Les investissements (capex) et les coûts d'exploitation (opex): Nous avons vu que l'acquisition d'informations sur les réserves récupérables est coûteuse et nécessite des investissements irréversibles. L'importance de ces investissements n'est pas connue avec précision avant que les parties s'engagent dans une entente contractuelle. Ainsi, l'importance des coûts d'exploration, de développement et d'exploitation constitue une source d'incertitude pour l'évaluation économique d'un permis. Elle dépend en particulier des caractéristiques du réservoir, de la géographie des lieux, du profil de production envisagé et de la proximité d'infrastructures de transport. De façon typique, on définit les dépenses dont la durée de vie excède une année comme les investissements (capex); il s'agit par exemple des coûts des plate-formes, des pipelines, des puits. Les dépenses dont la durée de vie est moins d'une année en occurrence celles qui ont lieu en cours d'exploitation, comme les services, les maintenances des équipements, le paiement des contracteurs, les coûts d'assurance sont définis comme coût d'exploitation (opex). Les coûts d'exploitation sont estimés sur la base des activités spécifiques projetées durant la vie du champ à savoir le nombre de workovers , le coût la main d'œuvre requise. En l'absence de ces détails ; on peut décomposer les coûts d'exploitation en coûts fixes et en coûts variables. Enfin la somme des investissements et des coûts d'exploitation constitue les coûts techniques du projet.

Les prix: Une autre source d'incertitude dans l'évaluation économique touche les prix des hydrocarbures qui servent à transposer les flux physiques en flux monétaires. En effet, la difficulté dans la prévision est liée à la volatilité de ceux-ci. L'observation de l'évolution des prix montre bien qu'il soit impérieux de se hasarder dans toute forme de prévision surtout sur le long terme. Cependant l'évaluation économique se fera sur la base d'un prix minimum fixé en fonction du coût de production d'un baril. Dans l'étude, ce prix peut être soit maintenu constant toutes les années, soit escaladé chaque année à un taux d'inflation déterminé. Dans le cas du gaz, le prix est le plus souvent indexé par rapport à un brut de référence défini dans les clauses contractuelles. Il est donc clair que toutes les décisions auxquelles sont confrontées les

compagnies à savoir d'une part celles d'explorer ou non un permis spécifique et d'autre part celles de développer ou non un gisement d  j découvert sont largement influencées par l'anticipation des prix. Une hausse des prix améliore la rentabilité des opérations et augmente la marge d'autofinancement des entreprises.    l'inverse une baisse des prix non seulement réduit la rentabilité des projets mais diminue les montants des capitaux propres que l'entreprise est en mesure d'investir dans les travaux d'exploration.

Le taux d'actualisation: Contrairement à des facteurs comme les prix des hydrocarbures et le coût du capital dont les parties (compagnie et pays hôte) ont peu ou pas d'influence, le taux d'actualisation est un facteur sur lequel les parties ont davantage d'influence. C'est l'application de ce taux sur les flux monétaires qui va déterminer la valeur actuelle nette et l'importance de la rente pétrolière. En effet, le prix qu'une compagnie est prête à payer reflète l'appréciation qu'elle fait du potentiel lié au permis à son propre taux d'actualisation. Le choix du taux d'actualisation est un élément très important. Il engage toute la politique d'investissement de la compagnie ainsi que celle de la nation hôte. Le taux est-il bas des investissements à très long terme pourront être envisagés. Est-il élevé, seuls des investissements à maturation rapide seront possibles. Il y a Interdépendance entre les paramètres de l'évaluation économique, le profil de production, le prix et le taux requis.

Modèle et analyse de l'évaluation économique: Tout projet ou toute variante d'un projet se présente donc de façon synthétique sous la forme d'un tableau récapitulatif année par année les dépenses d'investissement et de renouvellement, les charges d'exploitation et les recettes espérées. La somme algèbre des charges d'investissement, des charges d'exploitation et des recettes par année représente le flux financier net annuel ou cash-flow annuel. Un projet d'investissement peut donc se décrire par un échancier de flux financier net ou cash-flow. Le cash-flow constitue la base de la méthode d'évaluation économique.

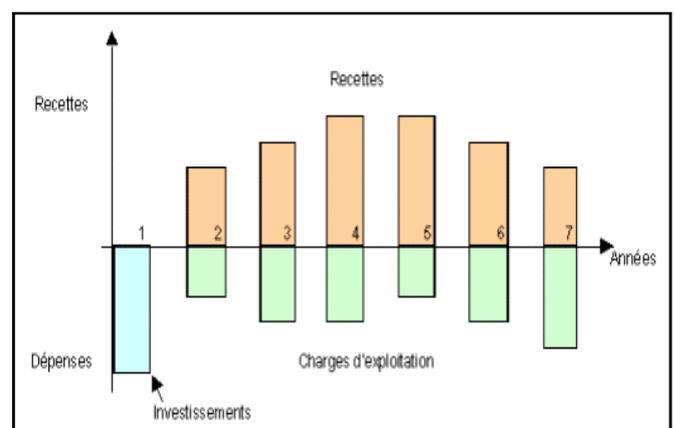


Figure 5. Schéma d'un projet d'investissement

les indicateurs économiques : le taux de rentabilité ou de rendement interne (T.I.R): Son calcul consiste à rechercher pour quel taux d'actualisation, on obtient l'égalité entre l'investissement initial I_0 et la valeur actuelle des cash-flows nets. C'est donc le taux d'actualisation qui annule la V.A.N. Entre divers projets celui dont le TIR est le plus relevé est préférable.

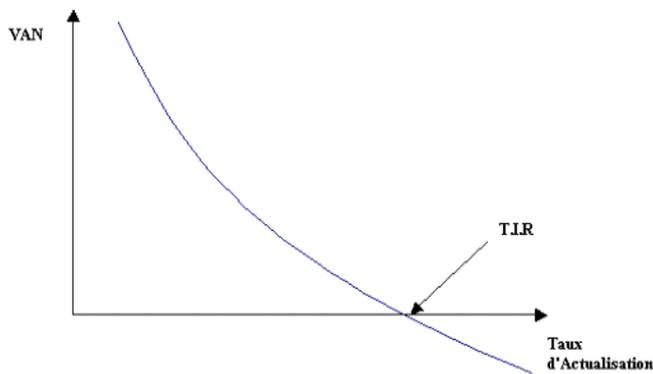


Figure 6. Indicateurs économiques (VAN en fonction du taux d'actualisation)

les indicateurs économiques : Le temps de récupération (payback time): c'est le délai nécessaire pour que les recettes du projet équilibrent les dépenses d'investissement. Payback time. La limite économique (economic life time) Durée après laquelle les cash-flows annuels deviennent définitivement négatifs.

Conclusion

L'évaluation économique d'un projet pétrolier est une étape importante dans la mise en œuvre de l'activité pétrolière car elle contribue fortement à maîtriser les risques inévitables à cette activité. En Côte d'Ivoire, le contrat de partage de production est le type de contrat en vigueur en Côte d'Ivoire. Mais l'efficacité de ce type de contrat repose sur la confiance et la transparence des parties.

Car il sera plus simple pour l'exploitant de déclarer moins qu'il ne produit. Pour les pays en développement qui ne disposent pas de moyens conséquents pour contrôler la production, il serait avantageux pour eux de négocier des contrats de services à risque. Ce type de contrat permettra à ses pays d'exploiter leurs puits de pétrole au travers de leurs compagnies nationales, stimulant ainsi l'émergence des pays en développement.

RÉFÉRENCES

- Cozzolino, J. M. 1977. Management of Oil and Gas Exploration Risk, Cozzolino Associates, Inc., WestBerlin, NJ
- Fateh Belaid, Daniel DE WOLF, 2008. "Petroleum projects selection by taking the risk into account," HEC Ecole de Gestion de l'ULG Working Paper, N°200812/01.
- McCray, A. W., 1975. Petroleum Evaluations and Economic Decisions, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ
- PETROCI, 1980. Contrat de partage de production entre la République de Côte d'Ivoire et les sociétés Agip Africa Ltd, Petroci, Phillips Petroleum Company Abidjan, Sedco Abidjan inc. Bloc B1.- Abidjan, Petroci, 104 p. multigr.
- PETROCI, 1980. Contrat de partage de production entre la République de Côte d'Ivoire et les sociétés Total Exploration S.A., Petroci.- Abidjan, Petroci, , 86 p.
- Tenaille M. et Spengler (de) A 1955. "Ivory Coast", in : Hedberg H.D., Petroleum developments in Africa.- Tulsa, Ok. (USA), in : Bull. AAPG, vol. 43, n° 7, pp. 1651-1652.
- Tenaille M., Nicod M.A. et Spengler (de) A. 1960. Petroleum exploration in Senegal Mauritania and Ivory Coast coastal basins (West Africa).- Paris, SAP, 12 p. et Atlantic City, N.J (USA), in; Comm. 45th Ann. Meet. AAPG, 12 p.
