

MODELISATION & OPTIMISATION DE LA CHAÎNE PETROLIERE ALGERIENNE

Abderrezak. BENYOUCEF⁽¹⁾, Moussa AMRANI⁽²⁾,

⁽¹⁾ Algerian Petroleum Institute IAP Spa, Avenue du 1^{er} Novembre Boumerdès 35000, Algérie

E-mail : abenyoucef2001@yahoo.fr

⁽²⁾ Sonatrach, Activité Amont, Division Associations, 10 rue du Sahara, Hydra, Alger, Algérie.

E-mail Amrani_mo@yahoo.fr

Résumé -Le management de la chaîne pétrolière est une opération complexe de part la diversité des technologies utilisées et la grandeur des coûts y afférents. De ce fait, le recours aux techniques de modélisation et aux algorithmes d'optimisation est devenu une nécessité évidente.

Le modèle que nous proposons d'élaborer pour la planification de la production et du transport de pétrole brut est formulé comme un problème de programmation dynamique linéaire, de taille moyenne (de milliers de variables et de contraintes) et génère des résultats numériques intéressants. Il peut être utilisé comme un instrument de programmation des activités du secteur (production, traitement, transport) et un outil d'aide à la décision dans le cadre du processus de planification de l'entreprise.

Mots-clefs : modélisation, optimisation, stratégie, planification, pétrole, programmation dynamique linéaire.

1. Introduction

L'entreprise nationale Sonatrach gère un patrimoine énergétique très important et gouverne toutes les filières des hydrocarbures en Algérie .

De plus, elle a mis en place et exploite un important réseau de canalisations d'une longueur de plus de 14 500 Km, dont 3 850 Km d'huile. Ce réseau permet d'acheminer la production des gisements de production vers les centres de consommation (Raffineries et Exportation).

Les préoccupations énergétiques de l'Algérie sont celles d'un pays en voie de développement dont il faut satisfaire non seulement les besoins croissants en énergie, mais également assurer le financement de son économie grâce aux recettes générées par l'exportation des hydrocarbures ; ce qui nécessite le développement d'importantes infrastructures de production , de transport et de transformation de pétrole brut.

2. Problématique

L'augmentation de la demande des hydrocarbures exige le développement des activités d'exploration se traduisant par la découverte de nouveaux gisements. La problématique se traduit par la réponse aux questions suivantes:

- Quels gisements faut-il exploiter et quelles sont les dates appropriées de leur mise en production? Les capacités de traitement sont-elles suffisantes pour traiter les quantités éventuellement produites? Sinon, lesquelles capacités faut-il installer?

L'exploitation de nouveaux gisements s'accompagne de la production des quantités de plus en plus importantes de brut à évacuer vers les points de consommation (raffineries et exportation) : Le réseau de transport (secondaire et principal) et les capacités de stockage seront-ils suffisants pour assurer l'expédition des quantités additionnelles de production ou nécessiteront -ils une extension? Où pourront se situer les goulots d'étranglement et plus précisément, sur quel tronçon de pipeline? Dans ce cas, comment assurer la cohérence des flux?

3. Description de la chaîne pétrolière algérienne

La chaîne pétrolière (système) algérienne est constituée de :

- Une ou plusieurs sources de pétrole brut (les gisements) situées au Sud du pays ;
Des centres de production d'huile et de stockage (Sud algérien) ;
- Un réseau de pipes reliant les centres de traitement aux terminaux de départ (réseau secondaire) ;
- Un réseau de pipelines reliant les centres de stockage au centre de transfert final de Haoud El Hamra (HEH) ;
- Un centre de départ CDHL (Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides) de HEH ;
- Un réseau de pipelines reliant HEH au Nord (Terminaux Arrivée) ;
- Des terminaux Arrivée situés au Nord ; à savoir les raffineries et les ports d'exportation.

Le système, objet de l'étude, commence à partir des champs, où un ou plusieurs gisements se collectent dans un centre de production afin de subir des traitements préliminaires. Un réseau de pipes, dit secondaire, démarre de ces derniers vers un centre de stockage "terminal départ", ou directement vers un point de piquage situé sur un pipe principal. A partir des terminaux départ, le brut sera expédié via un réseau de pipelines "réseau principal".

La quasi-totalité de brut saharien est acheminée vers le centre de dispatching de Haoud El Hamra, d'où, le brut sera envoyé vers les quatre terminaux arrivée : Skikda via OK1, Bejaia via OB1, OG1 à partir de Beni Mansour et Arzew via OZ1 et OZ2.

Une partie de brut expédié vers Skikda est destinée à l'exportation, l'autre fait l'objet d'une charge de la raffinerie RA1K. De même pour Arzew, une partie est consommée au niveau de la raffinerie RA1Z et l'autre est destinée à l'exportation. La figure suivante schématise la ligne et le terminal arrivée de Skikda

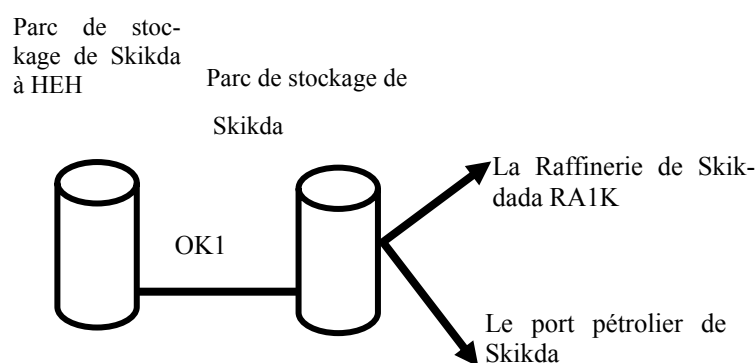


Fig.1. La ligne et le terminal arrivée de Skikda

Tout le brut à destination de Bejaia est destiné à l'exportation. Pour Alger, la raffinerie RA1G recueille tout le brut transporté par OG1.

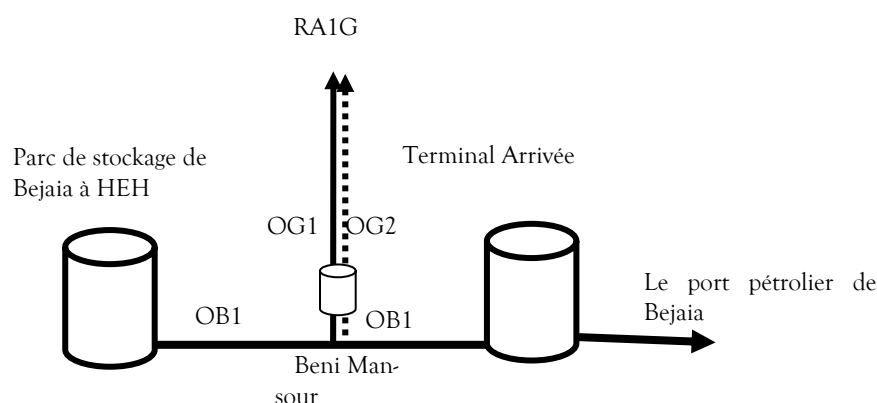


Fig. 2. La ligne et le terminal arrivée de Bejaia

Les quantités transportées par l'oléoduc OT1 sont acheminées vers le port tunisien de La Skhira.

Perspectives de la demande de pétrole brut

Les prévisions de la demande (marché national et exportation) pour les cinq prochaines années sont présentées dans le Tab.1 :

TABEAU. 1. Evolution de la demande du brut jusqu'en 2008(MTA).

Années	2003	2004	2005	2006	2007	2008 *
Skikda	23,3	23,9	22,6	22,2	21,0	22,0
Raffinerie RA1K	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Exportation	8,3	8,9	7,6	7,2	5,9	5,9
Bejaia	5,6	9,3	11,0	11,3	10,9	11,4
Raffinerie (RA1G)	2,7	2,7	2,7	2,7	3,1	3,1
Arzew	20,7	28,9	30,2	30,9	32,0	33,6
Raffinerie RA1Z	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,0
Exportation	18,200	26,4	27,7	28,4	29,5	29,0
Skhira	1,0	1,0	1,0	2,0	3,0	3,0
TOTAL	53,3	65,0	67,8	69,1	69,9	73,1

• Notre prévision

Source : SH

4. MODELISATION

La modélisation est une représentation mathématique simplifiée de la réalité et permet d'aider à mieux la percevoir et de prendre de meilleures décisions. En général, il y a trois groupes de modèles :

- Les modèles théoriques ;
- Les modèles économétriques ;
- Les modèles opérationnels.

Cette distinction repose sur l'objectif recherché par le modèle et les outils utilisés [10].

4.1 Quel est le modèle approprié ?

"La modélisation et l'optimisation de la chaîne pétrolière algérienne", intégrant tous les gisements en exploitation et en développement, est un modèle d'optimisation de type **opérationnel**, dans le sens où elle consiste à déterminer les quantités optimales à produire par gisement, les quantités optimales à traiter par centre de traitement et les quantités optimales à transporter par tronçon de pipe, en minimisant le coût total et en répondant aux exigences de la demande.

4.2 Outils de modélisation

La programmation linéaire (planification journalière ou annuelle) et la programmation dynamique linéaire (Planification stratégique) sont des techniques de modélisation appropriées à la résolution de tels problèmes.

La fonction objectif ou définition de l'objet de l'optimisation est de minimiser la somme des coûts de production, de traitement, de transport sur le réseau secondaire, de stockage et de transport via le réseau principal, afin de satisfaire la demande de brut (raffinage et exportation) sur la période d'étude 2004-2008.

5. MODELISATION ET OPTIMISATION DE LA CHAÎNE PETROLIERE ALGERIENNE

Etant donné la grande taille de la matrice du modèle, nous avons procédé à la codification des ensembles des données de base.

5.1 Les ensembles

g : Gisement d'huile (g = 1, 59) ; c : Centre de traitement d'huile (c = 1, 30) ; t : Pipe secondaire (t = 1, 30) ; r : Tronçon de pipe (r = 1, 75) ; s : Point de Stockage TRC ; n : Point de piquage (s+n=1,68) ; d : demande (d = 1, 6).

5.2 Blocs des variables

TPRS (p,c,sn,t) : Flux de brut dans le réseau secondaire

par an ;

TPRP(r,sn,j,t) : Flux de brut dans le réseau principal

par an ;

QPB (g,t) : Production de pétrole du champ g par an ;

QTB(c,t) : Quantités traitées par an par centre de traitement ;

DEM (d,t) : demande du brut par an par point de demande ;

COST(t) : Coût total sur la période t ;

ECO : Fonction objectif.

5.3 Fonction Economique

$$\begin{aligned}
 ECO &= \sum_t \sum_g COSTg(t) * FACT(t) \\
 &+ \sum_t \sum_c COSTc(t) * FACT(t) \\
 &+ \sum_t \sum_p COSTp(t) * FACT(t) \\
 &+ \sum_t \sum_r COSTr(t) * FACT(t)
 \end{aligned} \quad (1)$$

Tel que :

COSTg(t) : Coût de production annuel du gisement g à l'année t ;

COSTc(t) : Coût de traitement annuel du centre c à l'année t ;

COSTp(t) : Coût de transport secondaire annuel du tronçon p à l'année t ;

COSTr(t) : Coût de transport principal annuel du tronçon r à l'année t.

FACT(t) : facteur d'actualisation

5.4 Blocs des contraintes

- **BPT(c,t)** : Bilan production traitement

$$TPRP(r,sn, j,t) \leq CapMax(r,sn,j,t) \quad (2)$$

- **BTT(c,t)** : Bilan traitement- transport

$$QTB(c,t) = \sum_t \sum_p TPRS(p,c,sn,t) \quad (3)$$

- **CSFLUX (sn,t)** : Contraintes de conservation de flux dans le réseau secondaire

$$\sum_t \sum_p TPRS(p,c,sn,t) - \sum_r TPRP(r,sn, j,t) = QSB(sn,t)$$

- **CPFLUX (sn,t)** : Contraintes de conservation de flux dans le réseau principal

$$\sum_t \sum_r TPRP(r,j,sn,t) - \sum_r TPRP(r,sn, j,t) = QSB(sn,t)$$

Facteur d'actualisation = $1/(1+i)^n$ tel que :
i : Taux d'actualisation ;
n : Nombre d'années.

- *Bloc de contraintes du marché*

$$\sum_t \sum_d DEM(d,t) \geq \sum_t \sum_{QDPB} TPRP(QDPB,t) \quad (6)$$

QDPB : les derniers tronçons des pipelines évacuant le brut vers le nord à savoir : OT1, OK1, OB1, OG1, OZ1 et OZ2

- *Bloc de contraintes des capacités*

- *Capacités de production :*

$$QPB(g,t) \leq CapMax(g,t) \quad (7)$$

- *Capacités de traitement :*

$$QTB(c,t) \leq CapMax(c,t)$$

$$QTB(c,t) \geq CapMin(c,t)$$

- *Capacités de transport "réseau secondaire"*

$$TPRS(p,c,sn,t) \leq CapMax(p,c,sn,t)$$

$$TPRP(r,sn,j,t) \leq CapMax(r,sn,j,t)$$

- *Capacités de transport "réseau principal"*

$$TPRP(r,sn,j,t) \leq CapMax(r,sn,j,t)$$

$$TPRP(r,sn,j,t) \geq CapMin(r,sn,j,t)$$

6. Présentation et analyse de Résultats

Le tab.2 montre la taille importante du modèle : 9 blocs de contraintes, 7 blocs de variables, 680 contraintes, 1381 variables et 3110 éléments non nuls.

La matrice du modèle possède les caractéristiques suivantes :

TABEAU 2 : Caractéristiques du modèle.

MODEL STATISTICS	
BLOCKS OF EQUATIONS	SINGLE EQUATIONS
9	680
BLOCKS OF VARIABLES	SINGLE VARIABLES
7	1381
NON ZERO ELEMENTS	
3110	

Après avoir optimisé la matrice du modèle de planification stratégique, les résultats obtenus concernent les éléments suivants :

- La production optimale par gisement par an ;
- La quantité optimale à traiter par centre de traitement par an ;
- La quantité optimale à transporter via le réseau secondaire par an ;
- La quantité optimale à transporter via le réseau principal par an ;

L'optimisation nous renseigne également sur :

- La date appropriée de la mise en production des nouveaux gisements et leurs capacités de production optimales ;
- Le dimensionnement optimal des nouveaux centres de traitement et leurs dates de mise en exploitation ;
- Les nouveaux pipes du réseau secondaire et principal et leurs capacités ainsi que les extensions optimales du réseau existant.

Chaque capacité additionnelle engendre un investissement. Le modèle détermine tous les montants des investissements nécessaires pour chaque maillon de la chaîne, à savoir :

- Les investissements nécessaires pour la mise en production des nouveaux gisements ;
- Les investissements relatifs aux nouveaux centres de traitement ;
- Les investissements relatifs aux nouveaux pipelines et à l'extension du réseau actuel.

En 2004 :

La production des gisements actuellement en exploitation est de 61 241 milliers de tonnes et confrontera une demande de 65 442,5 milliers de tonnes. Cette situation engendrera un déficit de production de l'ordre de 4 201,5 milliers de tonnes. La solution optimale préconise le développement d'autres gisements ; à savoir : Bir Rebaa Ouest 6, Rhourde Messaoude Est, Menzel Ledjmet sat, Menzet Ledjmel Centrat, Menzel Ledjmet Ouest, Rhourde Ouled El Djemaa, Bir Sif Fatima, Sif fatma Nord Est, Rhourde Errouni Nord, Rhourde Debdaba, Rhourde attar, Bir El Quetara et Timesnaguene. Ces derniers produiront 4 308 milliers de tonnes, ce qui compensera le déficit de production des gisements actuellement en exploitation. Par ailleurs, l'installation d'un nouveau centre de traitement serait nécessaire : Rhourde Ouled Djemaa ;

- Des goulots d'étranglement seront également enregistrés sur le réseau de transport et plus particulièrement sur l'oléoduc OH3 (entouré par de nouveaux gisements) qui devrait subir une extension au niveau de ses deux derniers tronçons d'une capacité de l'ordre de 13 MTA chacun.

En 2005 :

Les capacités additionnelles de l'année 2004 seront suffisantes pour satisfaire la demande de l'année 2005 en dépit de son augmentation.

En 2006 :

- L'augmentation de la demande de 5,6 % par rapport à l'année 2004 engendrera, à nouveau, un déficit de production de 7 725,7 milliers de tonnes. De ce fait, le développement des gisements : Bir Berkine, Bir Berkine Nord, El Kheit Ettessekha, El Merk Nord sera indispensable. De plus, l'implantation de nouveaux centres de traitement : Bir Berkine, El Merk et EKT, de capacités, respectivement, de 1 243,7 et 2 280,5 milliers de tonnes sera nécessaire pour traiter la production additionnelle.
- Le réseau de transport marquera trois goulots d'étranglement : deux au niveau des deux derniers tronçons de l'OH3, nécessitant une extension de la capacité de 2 343,3 milliers de tonnes chacun et l'autre sera au niveau du troisième tronçon de l'OD2 nécessitant une extension de sa capacité d'au moins 4,2 milliers de tonnes.

En 2007 :

- Deux gisements seront inévitablement développés : El Merk + El Merk Central pour faire face à l'accroissement de la demande de 1,3 % par rapport 2006.
- L'extension de la capacité de distillation atmosphérique de la raffinerie d'Alger amènera à une augmentation de la capacité de l'oléoduc OG1 ou l'implantation de l'OG2.

En 2008 :

- Cette année sera marquée par la mise en exploitation de deux gisements équipés de leurs propres centres de traitement : Tinhert et Sud Est Illizi de capacité respective de 2,4 et 224,3 milliers de tonnes et, l'extension du deuxième tronçon de l'oléoduc OD2.

Récapitulatif : 2004-2008

Etant donné la taille importante des résultats, nous avons schématisé ces derniers sous forme de cartes énergiques. Celles-ci nous montrent les positions des gisements à mettre en exploitation, les centres de traitement à implanter et les goulots d'étranglement sur le réseau de transport et ce, entre 2004 et 2008.

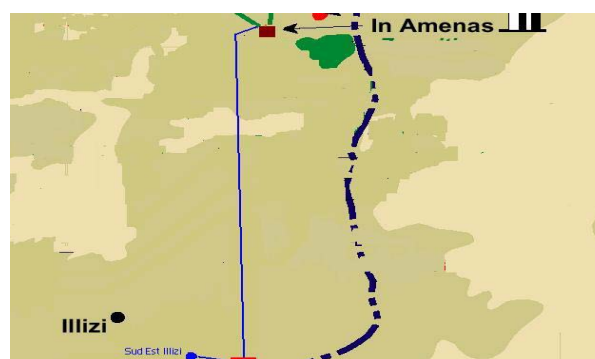
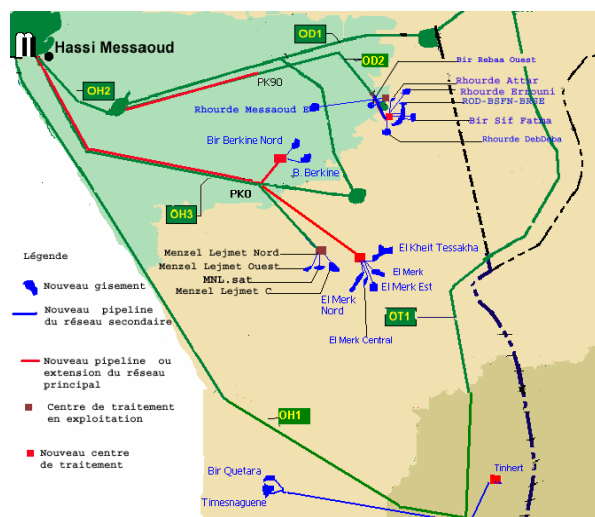
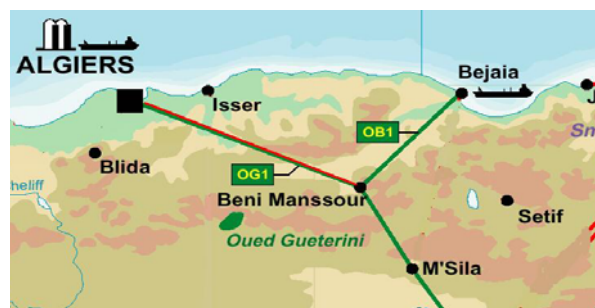


Fig.3. Schématisation des résultats obtenus par le modèle (2004-2008)

Estimation des investissements

On se limite ici à présenter les investissements globaux produits par le modèle, relatifs à la production, au traitement et au transport de pétrole brut.

Le tableau suivant regroupe les prévisions des investissements pour la période 2004 - 2008.

TABLEAU 3. Estimation des investissements (10^3 \$)

	2004	2005	2006	2007	2008	Total 2004- 2008
Production	1 115,2	1 115,2	1 664,5	1 706,1	1 737,8	7 339,0
Traitement	1 082,9	1 082,9	1 778,4	1 829,9	1 869,3	7 643,4
Réseau secondaire	437,2	437,2	718,0	738,8	754,7	3 085,9
Réseau principal	3 545,1	-	1 126,8	88,3	177,7	4 937,9
Total	6 180,5	2 635,4	5 287,7	4 363,2	4 539,5	23 006,2

CONCLUSION

Le modèle d'optimisation élaboré constitue un instrument de programmation des activités du secteur (production, traitement, transport) et un outil de planification à moyen et long termes des activités de l'entreprise.

De plus, ce modèle pourrait aisément être utilisé pour la planification à courte terme (une année) et opérationnelle (une journée) de la production et de l'expédition du pétrole brut vers les différents centres de consommation.

Ces travaux de recherche restent ouverts à des extensions notables ; notamment :

- L'intégration des chaînes gazières, de GPL et de condensât dans le modèle ;
- L'intégration de modèles d'optimisation des gisements ;
- L'intégration des modèles d'optimisation des raffineries et des usines de GNL ;
- L'intégration des modèles d'optimisation de la flotte de navires.

REFERENCES

- [1] A.Chevalier "La programmation dynamique", Édition Dunod, Paris 1977.
- [2] A.Kaufmann "Méthodes et modèles de la recherche opérationnelle", Tome I et II, Édition Dunod, Paris 1972
- [3] F.Romon "Stratégie de l'entreprise et gestion des projets innovants", techniques de l'ingénieur, traité Génie industrielle, A 5 020.
- [4] J. Masseron "l'économie des hydrocarbures", Édition Technip, Paris 1991.
- [5] J.Castilnau, L.Daniel & B.Mettling "le Pilotage Stratégique", Édition d'organisation, Paris 1999.
- [6] J.Quibel "Les stratégies de l'entreprise et le management stratégique", techniques de l'ingénieur, traité Génie industrielle, A 4 150.
- [7] M.Gondran & M.Minoux "Graphes et algorithmes", Édition Eyrolles, Paris 1995.
- [8] R.Faure "Précis de la recherche opérationnelle", Édition Bordas, Paris 1979.
- [9] A.Brooke "GAMS A USER'S GUIDE" Décembre 98, GAMS Développement Corporation, 1998
- [10] H.Lama "Modélisation et optimisation des capacités et de structures de raffinage en Algérie à l'horizon 2020", thèse pour l'obtention du magister en économie de l'énergie. Faculté des Hydrocarbures et de la chimie, département : Economie et Commercialisation des Hydrocarbures, Université de Boumerdès, 1999.
- [11] S.El Hachem "Programmation dynamique linéaire stochastique en vue des applications en modélisation de l'énergie", thèse pour l'obtention du doctorat en science économique, ENSPM, CEG et Université de Bourgogne, Faculté de science économique et de gestion, 27 septembre 1995.
- [12] Sonatrach la revue n°33 mai 2002 (de la p.15 à la p.19)