



الجمهورية الجزائرية  
الديمقراطية الشعبية

# الجريدة الرسمية

اتفاقات دولية، قوانين، ومراسيم  
قرارات وآراء، مقررات، مناشير، إعلانات وبلاعات

## JOURNAL OFFICIEL

DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
CONVENTIONS ET ACCORDS INTERNATIONAUX - LOIS ET DECRETS  
ARRETES, DECISIONS, AVIS, COMMUNICATIONS ET ANNONCES

(TRADUCTION FRANÇAISE)

<b>ABONNEMENT ANNUEL</b>	Algérie Tunisie Maroc Libye Mauritanie	ETRANGER  (Pays autres que le Maghreb)	<b>DIRECTION ET REDACTION: SECRETARIAT GENERAL DU GOUVERNEMENT</b>  Abonnement et publicité: <b>IMPRIMERIE OFFICIELLE</b> 7,9 et 13 Av. A. Benbarek-ALGER Tél: 65.18.15 à 17 - C.C.P. 3200-50 ALGER Télax: 65 180 IMPOF DZ BADR: 060.300.0007 68/KG ETRANGER: (Compte devises): BADR: 060.320.0600 12
	<b>1 An</b>	<b>1 An</b>	
	<b>385 D.A</b>	<b>925 D.A</b>	
Edition originale.....	<b>770 D.A</b>	<b>1850 D.A</b>	
Edition originale et sa traduction.....		(Frais d'expédition en sus)	

Edition originale, le numéro : 5,00 dinars.

Edition originale et sa traduction, le numéro : 10,00 dinars.

Numéros des années antérieures : suivant barème.

Les tables sont fournies gratuitement aux abonnés.

Prière de joindre la dernière bande pour renouvellement, réclamation, et changement d'adresse.

Tarif des insertions : 30 dinars la ligne.

## DECRETS

**Décret exécutif n° 94-43 du 18 Chaâbane 1414 correspondant au 30 janvier 1994 fixant les règles de conservation des gisements d'hydrocarbures et de protection des aquifères associés.**

Le Chef du Gouvernement,

Sur le rapport du ministre de l'énergie,

Vu la Constitution et notamment ses articles 81 et 116;

Vu la loi n° 83-17 du 16 juillet 1983 portant code des eaux ;

Vu la loi n° 84-06 du 7 janvier 1984, modifiée et complétée, relative aux activités minières ;

Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures ;

Vu le décret n° 87-157 du 21 juillet 1987 relatif à la classification de la zone de recherche et d'exploitation des hydrocarbures ;

Vu le décret n° 87-158 du 21 juillet 1987 relatif aux modalités d'identification et de contrôle des sociétés étrangères candidates à l'association pour la prospection, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides ;

Vu le décret n° 87-159 du 21 juillet 1987 relatif à l'intervention de sociétés étrangères dans les activités de prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures liquides ;

Vu le décret n° 88-34 du 16 février 1988 relatif aux conditions d'octroi, de renonciation et de retrait des titres miniers pour la prospection, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures ;

Vu le décret n° 88-35 du 16 février 1988 définissant la nature des canalisations et ouvrages annexes relatifs à la production et au transport d'hydrocarbures, ainsi que les procédures applicables à leur réalisation notamment son article 33 ;

Vu le décret présidentiel n° 93-197 du 21 août 1993 portant nomination du Chef du Gouvernement ;

Vu le décret présidentiel n° 93-201 du 17 Rabie El Aouel 1414 correspondant au 4 septembre 1993 portant nomination des membres du Gouvernement ;

Vu le décret exécutif n° 90-245 du 18 août 1990 portant réglementation des appareils à pression de gaz ;

Vu le décret exécutif n° 90-246 du 18 août 1990 portant réglementation des appareils à pression de vapeur ;

Vu le décret exécutif n° 91-440 du 16 novembre 1991 fixant les attributions du ministre de l'énergie ;

Décète :

### TITRE I

#### DISPOSITIONS GENERALES

Article 1er. — Le présent décret a pour objet de fixer les règles de conservation des gisements d'hydrocarbures et de protection des aquifères associés, conformément à la législation et à la réglementation en vigueur dont notamment les dispositions de l'article 14 de la loi n° 86-14 du 19 août 1986, susvisée, modifiée et complétée par la loi n° 91-21 du 4 décembre 1991.

Art. 2. — Les dispositions du présent décret sont applicables à l'entreprise nationale titulaire des titres miniers, ainsi qu'à toute entreprise qui lui est associée et à tout opérateur, lors de l'exercice de leurs activités de prospection, de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures.

Art. 3. — Par "titre minier" au sens du présent décret, il faut entendre tout titre, autorisation ou permis de prospection, de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures liquides ou gazeux délivré par l'Etat à l'entreprise nationale conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

Art. 4. — Par "entreprise associée" au sens du présent décret, il faut entendre toute personne physique ou morale étrangère ayant conclu avec l'entreprise nationale, un accord d'association pour la prospection, la recherche ou l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux, approuvé conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

Art. 5. — Par "opérateur" au sens du présent décret, il faut entendre la personne physique ou morale assurant la conduite des opérations et travaux de prospection, de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures liquides ou gazeux, conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

Art. 6. — Sans préjudice des dispositions de l'article 2 ci-dessus; lorsque le rôle d'opérateur n'est pas assumé par l'entreprise nationale, celle-ci est tenue de communiquer à l'opérateur les textes législatifs et réglementaires en vigueur dont notamment le présent décret et les textes pris pour son application, auxquels le personnel dudit opérateur doit se conformer au cours de l'exécution des travaux de prospection, de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures liquides ou gazeux.

Art. 7. — Au sens du présent décret, il faut entendre par :

- 1 — Spacing : l'espacement des puits ;
- 2 — Pilote : une installation destinée à réaliser une production semi-industrielle avant le passage à la production industrielle à grandes échelles ;
- 3 — P.V.T. : les analyses de laboratoires (pression, volume, température) sur échantillon de fluide du réservoir ;
- 4 — Balayage : drainage du réservoir par l'injection d'un fluide ;
- 5 — Desserte : canalisation reliant l'installation de pompage ou de compression au puits injecteur ;
- 6 — Duse : étranglement calibré sur une conduite permettant de contrôler le débit de l'effluent ;
- 7 — Stimulation : toute action réalisée sur un puits utilisant des agents physico-chimiques pour en améliorer la productivité ou l'injectivité ;
- 8 — Fall-off : baisse de pression mesurée après fermeture d'un injecteur ;
- 9 — G.O.R. : (gas oil ratio) ; rapport du volume de gaz au volume d'huile mesurés sur l'effluent (volume/volume) ;
- 10 — LOG : courbe enregistrée lors d'une diagraphie ;
- 11 — W.O.R. (water oil ratio) ; rapport du volume d'eau au volume d'huile mesurés sur l'effluent (volume/volume) ;
- 12 — Tubing : conduite verticale placée à l'intérieur d'un puits productif servant de conduite d'éruption ou d'injection ou de refoulement à la pompe de fond ;
- 13 — Gas-Cap : chapeau de gaz ; gaz surmontant, au sein d'un même réservoir, l'accumulation d'huile ;
- 14 — Colonne de production : ou colonne perdue de production : cuvelage qui permet le bon déroulement des essais et la mise en production éventuelle du puits ;
- 15 — Gas-Lift : procédé de production par injection de gaz provoquant l'allègement de la colonne d'huile et son éruption ;
- 16 — Casing : tubage, colonne de revêtement, généralement cimentée, des parois d'un puits ;
- 17 — Manifolds : ensemble de vannes qui permettent la distribution de l'effluent ;
- 18 — Work-Over : toute opération pratiquée sur un puits après son achèvement, pour améliorer ou rétablir sa production et nécessitant l'utilisation d'un appareil de forage ;
- 19 — Snubbing : appareil permettant des travaux dans les puits sous pression ;
- 20 — Mud-Cake ou Cake : "gâteau de boue" ; dépôt de boue laissé sur les parois du réservoir après filtration de la boue dans la couche ;

21 — B.O.P. : bloc d'obturation ; l'ensemble des vannes et conduites montées en tête de puits permettant de fermer le puits ou de refouler des fluides dans le puits ou de les évacuer du puits (circulation de fluide pour maîtriser un puits en éruption contrôlée) ;

22 — Venue : une entrée de fluide de la formation réservoir vers le puits ;

23 — Open Hole : trou ouvert ou réservoir non tubé ;

24 — Carottage : prélèvement, en cours de forage, d'échantillon de roche du réservoir ;

25 — Coning : "cône" de gaz ou d'eau formé au sein d'un réservoir d'huile suite à des arrivées de gaz d'un gas-cap ou d'eau d'un aquifère aux alentours du puits ;

26 — C.B.L. : "cement bond log" ou log de cimentation ;

27 — cluster : implantation groupée de puits.

## TITRE II

### DE LA PROSPECTION ET DE LA RECHERCHE D'HYDROCARBURES

Art. 8. — Les travaux de prospection et de recherche d'hydrocarbures, doivent obéir aux dispositions et règles définies dans le présent décret et les textes pris pour son application.

Art. 9. — Nul ne peut exercer les activités de prospection et de recherche d'hydrocarbures, s'il ne justifie de capacités techniques et financières pour mener à bien ces travaux et s'il ne souscrit l'engagement d'y consacrer un effort financier et technique approprié.

A cet effet, les personnes visées à l'article 2<sup>ci-dessus</sup>, doivent être en mesure de mettre en œuvre toutes les techniques tenant compte du progrès technique dans le domaine de l'exploration et en matière d'évaluation des ressources en hydrocarbures et d'entreprendre notamment toutes études géologiques, géophysiques et géochimiques relatives aux pièges, réservoirs et roches mères des hydrocarbures.

Les dispositions du présent article seront précisées, en tant que de besoin, par décision du ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 10. — Dans les cas d'association, l'associé étranger doit, en outre, satisfaire aux dispositions relatives au contrôle de l'entreprise, fixées par la réglementation en vigueur.

Art. 11. — Lors de l'exécution d'un forage de recherche d'hydrocarbures, le suivi du forage doit être assuré par le géologue principal du prospect ou, à défaut, par un géologue de son service.

Art. 12. — A titre exceptionnel et en cas de force majeure, le suivi du forage peut être confié à un géologue contractuel.

En pareil cas, ce dernier doit rendre compte au géologue principal avec lequel il est tenu de maintenir des communications étroites et permanentes.

Art. 13. — La décision d'intégrer le forage d'un prospect donné, dans un budget annuel, implique un choix d'optimisation entre les différents prospects disponibles en attente.

Art. 14. — Les dispositions du présent titre seront précisées, en tant que de besoin, par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

### TITRE III

## DE L'EXPLOITATION DES GISEMENTS D'HYDROCARBURES

### Chapitre I

#### Travaux préparatoires avant la mise en exploitation commerciale des gisements

Art. 15. — La phase afférente aux travaux préparatoires avant la mise en exploitation commerciale du gisement comprend la réalisation :

1 — d'un nombre minimum de forages selon un "spacing" et un ordre de réalisation déterminés, permettant d'obtenir les renseignements les plus complets moyennant un minimum de dépenses ;

2 — d'un pilote de production utilisant les puits existants si la production peut être évacuée dans des conditions économiques ;

3 — d'un ensemble de tests hydrodynamiques, d'enregistrements diagraphiques, de prise d'échantillons de fonds et de surface ainsi que d'analyses P.V.T.

4 — et, d'une façon générale, toute action permettant l'obtention de tous renseignements nécessaires à l'élaboration d'un projet de développement (réserves en place et récupérables, problèmes d'exploitation, productivités, caractéristiques des couches, limites de zones productives, etc...).

Art. 16. — En ce qui concerne les gisements d'hydrocarbures gazeux, la phase visée à l'article 15 ci-dessus doit être réduite au minimum et l'on doit poursuivre les travaux d'exploration en tenant compte du schéma de développement futur du gisement.

A cet effet, l'implantation des puits d'exploration doit tenir compte du "Spacing" probable des futurs puits producteurs; le programme de forages, cimentation et

complétion doit être conçu pour les futurs puits producteurs; le planning de forages doit être adapté aux besoins futurs de l'exploitation.

En outre, il est nécessaire de réaliser un ensemble rationnel d'essais de puits et de s'assurer de l'existence d'anneaux d'huile présentant un intérêt commercial.

### Chapitre II

#### Réserves d'hydrocarbures

Art. 17. — La nomenclature des réserves en hydrocarbures ainsi que leur estimation et les matières de valeur qui leur sont associées sont déterminées par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

### Chapitre III

#### Maintien de pression

##### Section 1

##### *Méthodes de maintien de pression*

Art. 18. — Le choix des procédés de récupération secondaire (injection d'eau ou de gaz) ainsi que le schéma de balayage et le niveau d'injection, doivent être déterminés en fonction notamment des critères suivants :

- 1 — récupération maximale ;
- 2 — niveau de production fixé par le ministre chargé des hydrocarbures ;
- 3 — critères économiques.

Art. 19. — Les méthodes de maintien de pression ainsi que leurs objectifs et les délais de leur mise en œuvre sont déterminés lors de l'établissement du schéma de développement du gisement.

Art. 20. — Avant la mise en place définitive du procédé de récupération secondaire, un essai pilote comprenant au minimum un puits producteur et un puits injecteur, doit être réalisé.

##### Section 2

##### *De l'eau injectée*

Art. 21. — Les propriétés physiques et chimiques de l'eau injectée doivent être de nature à assurer une injectivité stable et durable et une bonne efficacité de déplacement de l'huile en place. Les problèmes d'incompatibilités des eaux du gisement avec l'eau injectée, doivent être préalablement étudiés en laboratoire.

Art. 22. — La teneur maximale admissible en solides de l'eau injectée (oxydes de fer, micro-organismes, débris de roche) est fonction des caractéristiques pétrophysiques de la couche productrice.

Une étude granulométrique et pétrophysique doit être réalisée d'une part sur la roche productrice d'huile en vue de déterminer notamment le diamètre moyen des pores et d'autre part sur la roche productrice d'eau en vue de déterminer le diamètre et la nature des filtres éventuels.

Art. 23. — En ce qui concerne les réservoirs argilo-gréseaux, des essais en laboratoire sont nécessaires. Ces essais doivent préciser les effets de l'eau injectée sur le gonflement des argiles interstitielles.

Art. 24. — L'utilisation de l'eau douce pour l'injection est interdite. Toutefois, une dérogation peut être accordée par décision conjointe du ministre chargé des hydrocarbures et du ministre chargé de l'hydraulique notamment dans les cas suivants :

1 — lorsqu'il y a absence d'eau salée au niveau du gisement ou impossibilité économique de son apport sur le gisement ;

2 - lorsque l'injection d'eau assure une meilleure récupération que tout autre procédé.

La demande de dérogation, accompagnée d'un dossier technique comportant toutes les justifications nécessaires, doit être adressée au ministre chargé des hydrocarbures qui procédera à son examen en relation avec le ministre chargé de l'hydraulique.

Art. 25. — Le pouvoir corrosif de l'eau injectée sur le métal ainsi que les moyens à mettre en œuvre pour le combattre doivent être étudiés en laboratoire par la simulation des conditions réelles et au chantier par un essai pilote.

### Section 3

#### *Taux d'injection par puits et par réservoir*

Art. 26. — La fixation des taux d'injection par puits et par réservoir constitue la principale méthode de régulation permettant d'assurer les conditions d'exploitation rationnelle durant la vie du gisement.

Art. 27. — En ce qui concerne les gisements pour lesquels les taux de soutirage d'huile ne sont pas limités et dont les puits drainent une seule couche relativement homogène, les taux d'injection pour la plupart des puits sont choisis en fonction de la capacité maximale de l'équipement utilisé.

Dans ces conditions, les taux d'injection ne sont limités que sur certains puits pour éviter un avancement trop anticipé néfaste du front d'injection dans certains secteurs.

Art. 28. — Au début de l'exploitation et lorsque le niveau de production maximale prévues n'est pas encore atteint, les taux d'injection par puits peuvent être établis en fonction de la capacité maximale de l'équipement utilisé.

Après que le niveau de production maximale prévue ait été atteint, les taux d'injection par puits seront fixés en fonction du volume total prévu par le projet de développement et la répartition des débits sera faite de manière à assurer la récupération maximale d'huile.

Art. 29. — En cas d'hétérogénéité latérale très marquée ou d'une grande surface imprégnée d'huile, le taux d'injection doit être fixé par zone et par puits afin d'assurer un balayage total des couches.

Le taux d'injection dans chaque zone est établi en fonction du taux de soutirage de fluides des puits producteurs de la zone concernée,

La somme des débits d'injection des puits de la zone doit être égale aux taux d'injection fixés pour la zone,

La somme des débits d'injection des zones doit être égale au débit total fixé pour l'ensemble du réservoir.

Art. 30. — Dans les conditions visées à l'article précédent, on entend par zone, une surface conventionnelle où les caractéristiques du réservoir sont voisines. Cette surface est définie préalablement au choix des schémas d'injection.

Le découpage par zone se fait après une étude géologique et hydrodynamique (interférence entre puits).

Art. 31. — Dans le cas de réservoirs multicouches, le taux d'injection doit être établi pour l'ensemble du réservoir et réparti par couche.

Le taux d'injection dans chaque couche doit soutenir la production de chaque couche.

### Section 4

#### *Forage des puits injecteurs*

Art. 32. — L'équipement du puits et la cimentation doivent répondre aux exigences des paramètres d'injection prévus dans le projet de développement.

Art. 33. — Les puits injecteurs terminés doivent être soumis à un essai d'étanchéité à une pression en tête égale à celle prévue par le projet de développement.

La couche productrice doit être traversée entièrement, à l'aide d'une boue à fraction d'eau minimale pour éviter le gonflement des argiles et avec une surpression faible (inférieure à 15 bars).

La vitesse de descente des tiges de forage ne doit pas excéder la vitesse de 10,68 mètres par seconde.

Art. 34. — Dans les réservoirs à intercallations argileuses, les limites de l'intervalle perforé doivent être situées à une distance suffisante du mur et du toit de la couche productrice pour éviter les retombées d'argile dans les puits.

## Section 5

### *Equipement des puits-injecteurs et contrôle de l'injection*

Art. 35. — La desserte et l'équipement doivent être conçus de manière à permettre la mesure des débits injectés par puits et, éventuellement, par réservoir.

Art. 36. — Les puits-injecteurs de gaz doivent être obligatoirement équipés de duses de sécurité de fond. Ces duses doivent être contrôlées périodiquement.

Art. 37. — Avant les essais d'injectivité et après chaque arrêt de longue durée de l'injection, un nettoyage du puits et des dessertes doit être effectué.

Art. 38. — Si au cours des essais d'injectivité, les résultats escomptés ne sont pas atteints, des stimulations spécifiques doivent être entreprises.

Les résultats de ces stimulations doivent être conformes au critère d'une injection sur l'ensemble de la couche.

Art. 39. — Afin d'améliorer l'injectivité dans tout l'intervalle perforé et de réduire les différences des vitesses d'avancement du fluide injecté dans des couches non communicantes de perméabilités différentes, l'injection doit se faire par intervalle.

Art. 40. — L'injectivité des puits doit être surveillée de façon continue, notamment par les mesures et essais suivants :

- 1 – relevé de la pression d'injection et du débit;
- 2 – "Fall-Off" avec mesures de pression en tête et au fond;
- 3 – débitimétrie en injection.

Art. 41. — En cas de détérioration de l'index d'injectivité, des dégorgements ou pistonages pour essayer de décolmater les puits sont obligatoires avant de déclencher d'autres stimulations.

Afin d'apprécier les résultats de ces dégorgements ou pistonages, des "Fall-Off" doivent être enregistrés avant et après ces opérations.

Art. 42. — Tous les essais et mesures dont, notamment ceux mentionnés ci-après, doivent être effectués afin de contrôler les procédés d'injection :

- 1 – les traceurs et notamment les traceurs radio-actifs;
- 2 – les mesures de "G.O.R." ou de "W.O.R.";
- 3 – les mesures de débitimétries;
- 4 – les "Fall-Off";
- 5 – les essais d'interférences;

6 – les mesures de pression du réservoir soumis à l'injection (campagne annuelle de remontée de pression et/ou de "Fall-Off");

7 – une remontée de pression de référence sur le puits avant sa mise en injection;

8 – un log de corrosion de référence du tubing avant mise en injection et logs de corrosion en cours d'injection;

9 – les logs de cimentation avant la mise en injection.

Art. 43. — Si on utilise comme fluide d'injection des eaux corrosives, les équipements de pompage doivent être en acier inoxydable ou en une matière opposant la même résistance à la corrosion et les collectes et dessertes d'eau doivent être pourvues d'un revêtement anti-corrosif.

Les puits producteurs influencés par l'injection doivent être surveillés afin de déceler d'éventuelles modifications des conditions bactériologiques de la couche sous l'action des bactéries contenues dans l'eau injectée. Les colonnes de production et les crépinés de ces puits doivent être conçus pour résister à la corrosion.

## Chapitre IV

### **L'exploitation rationnelle et les normes de la production**

Art. 44. — L'exploitation est dite rationnelle si sa mise en œuvre assure à un prix minimum le niveau de production choisi, donnant ainsi, l'efficacité maximale et le facteur de récupération maximum.

Le niveau de production tient compte notamment d'une optimisation globale des activités d'exploration, de transport, de raffinage, des critères économiques, ainsi que du rythme d'exploitation du gisement.

## Section 1

### *Les normes de production*

Art. 45. — Le soutirage des hydrocarbures par puits et par zone doit être normalisé pour assurer un développement rationnel du gisement.

Art. 46. — Les normes de production sont techniques et technologiques :

- 1 – **norme technique** : c'est le soutirage maximum à partir des puits avec l'équipement actuel;
- 2 – **norme technologique** : c'est le soutirage moyennant un débit maximum compatible avec l'exploitation rationnelle.

Les normes technologiques peuvent être soit supérieures, soit inférieures aux normes techniques mais, dans tous les cas, seules les normes technologiques sont retenues.

La norme technique inférieure à la norme technologique n'est retenue qu'à titre provisoire et seulement dans le cas où le progrès technique actuel ne permet pas de réaliser la norme technologique.

Art. 47. — Les conditions de l'exploitation rationnelle changent dans le temps, imposant une révision continue des normes de la production.

Lorsque les conditions d'exploitation évoluent dans le sens de l'amélioration (augmentation du rythme d'injection, utilisation de méthodes de production artificielles), les normes de production doivent être révisées dans le sens de l'augmentation.

Lorsque les conditions de l'exploitation se détériorent (Ennoyage, phénomène de languette de gaz en provenance du gas-cap) et qu'il est impossible de conserver les mêmes normes de la production sans porter préjudice à l'exploitation rationnelle, les normes doivent être révisées dans le sens de la réduction.

Art. 48. — On distingue les gisements à forte productivité et les gisements à faible productivité.

La faible productivité peut concerner soit toute la période du développement du gisement, soit certaines étapes.

Art. 49. — Les gisements à faible productivité peuvent avoir d'importantes possibilités mais leur faible productivité peut découler des considérations économiques générales.

Art. 50. — La production maximale pour les gisements à production limitée doit être justifiée par des calculs hydrodynamiques et économiques réalisés au niveau des projets ou au niveau des analyses de l'exploitation par des services ou organismes hautement spécialisés.

Les normes de production à appliquer à chaque puits de tels gisements sont établies de manière à ce que la somme de la production respective de ces puits soit égale à la norme de production prévue pour l'ensemble du gisement considéré.

Art. 51. — La norme de production pour les gisements à production non limitée est déterminée à partir de la somme des normes de production des puits en activité ou à mettre en activité.

Cette norme peut être différente de la norme prévue par le projet de développement par suite des erreurs faites au niveau des paramètres de couches ainsi que d'autres facteurs.

Art. 52. — Les puits de production peuvent être classés en deux catégories :

- 1 — les puits à productivité non limitée;
- 2 — les puits à productivité limitée.

Art. 53. — La première catégorie de puits visée à l'article 52 ci-dessus, comprend les puits dont le débit n'est pas limité par aucun facteur technologique. Pour ces puits, les normes de production sont établies à partir du débit potentiel dans les limites des possibilités actuelles de leur équipement.

La production de tels puits peut être augmentée par l'amélioration du rendement de l'équipement aussi bien que par l'augmentation de la perméabilité de la formation aux alentours du puits par des stimulations physico-chimiques.

Art. 54. — La production de la deuxième catégorie de puits visée à l'article 52 ci-dessus, peut être limitée par les facteurs technologiques suivants :

- 1 — apparition dans la couche, de gaz libre dépassant les limites admises;
- 2 — création de coning d'eau;
- 3 — perturbation de système assurant un déplacement régulier des surfaces huile/eau et huile/gaz;
- 4 — dépassement du GOR moyen;
- 5 — arrivée de sable en quantité anormale;
- 6 — variation importante des contraintes sur la colonne de production entraînant sa détérioration;
- 7 — limitation de la norme de production pour l'ensemble du gisement.

Art. 55. — Les normes de production sont révisées en principe annuellement pour le réservoir et selon une fréquence variable de un (1) à six (6) mois pour les puits.

En cas de changement brutal des conditions d'exploitation, les normes de production par puits et par réservoir doivent être révisées indépendamment des délais ci-dessus.

Art. 56. — Pour les réservoirs à couches multiples, on détermine la norme de production pour l'ensemble du réservoir ainsi que pour chaque couche.

Si dans une même couche on a affaire à des variations importantes des caractéristiques, la norme est établie pour chaque zone.

Art. 57. — La norme de production par puits exploitant plusieurs couches est la somme des normes de chaque couche.

## Section 2

### *Les paramètres de fonctionnement des puits*

Art. 58. — Le régime technologique de l'exploitation de puits comprend, outre les normes de production, les paramètres suivants :

- 1 — la pression en tête de puits;
- 2 — la pression de fond et de gisement;
- 3 — le GOR;
- 4 — le WOR;
- 5 — le pourcentage de précipitation de sable;
- 6 — le diamètre de la duse et la pression de séparation des puits éruptifs;
- 7 — le diamètre et le positionnement des valves des puits en gas-lift;
- 8 — les paramètres de fonctionnement de l'ensemble de l'équipement des puits pompés.

Art. 59. — Le choix du diamètre du tubing de production des puits éruptifs se fait en fonction des conditions de production de la couche (index de productivité et évolution probable, problème de sels...).

Le diamètre étant choisi, le régime d'exploitation est fixé compte tenu de la pression critique d'éruption.

Art. 60. — Pour contrôler le régime de fonctionnement des puits éruptifs, il convient de mettre en place, au minimum les équipements suivants :

- 1 — manomètre sur tubing et casing et aval duse (thermomètre amont duse).

Dans le cas de variation importante de la pression sur la collecte, on mettra en place des manomètres et des thermomètres.

Les puits gros producteurs et ayant un régime non stabilisé doivent être équipés de manomètres enregistreurs sur tubing et casing.

Les appareils de prise de pression et température en tête de puits doivent être suffisamment précis et fidèles dans la gamme de variation de pression et de température enregistrées. Ils doivent être régulièrement étalonnés.

- 2 — des équipements de fond permettant de descendre des dispositifs de fond (manomètre, débitmètre, thermomètre, échantillonneurs...) dans le puits.

- 3 — des équipements et dispositifs de mesure des débits liquides et gazeux.

- 4 — des tours ou autres équipements permettant l'exécution de travaux sur la tête de puits ou dans le puits:

Art. 61. — Pour contrôler le régime d'exploitation des puits en gas-lift, il est nécessaire de mettre en place, au minimum, les équipements suivants :

- 1 — manomètre et débitmètre sur les lignes de distribution du gaz.

Si le puits n'est pas alimenté par une installation de distribution, les appareils doivent être disposés sur les lignes de gaz en tête de puits.

- 2 — dispositifs de jaugeage du débit liquide.

Art. 62. — Pour contrôler le régime de fonctionnement des puits pompés, on doit prévoir les équipements permettant de mesurer les débits liquides et gazeux, les pressions en tête et dans les annulaires, les niveaux statistiques et dynamiques.

Art. 63. — Les opérateurs de production doivent connaître les paramètres essentiels du régime de fonctionnement des puits. En outre, ces paramètres doivent être affichés dans les locaux de service et centres de production ainsi que sur les puits éloignés.

Art. 64. — Les causes essentielles provoquant la détérioration du régime de fonctionnement des puits sont généralement les suivantes :

- 1 — création de bouchons de sable ou éboulement des parois des puits;
- 2 — érosion des duses;
- 3 — dépôts divers dans les tubings et les duses;
- 4 — dépôt de sels sur les parois du puits, dans les tubings et les manifolds;
- 5 — détérioration des équipements des puits.

Art. 65. — Dans les cas visés à l'article 64 ci-dessus, il est impératif de restituer au puits son régime de fonctionnement normal par l'application des règles suivantes :

- 1 — mise en évidence indirecte des causes de la détérioration par l'observation des paramètres de fonctionnement du puits (pression, température, débit, par un suivi permanent) et intervention immédiate si la détérioration est facilement réparable (changement de duse par exemple).

- 2 — confirmation par des mesures directes si la détérioration est importante : contrôle de fond, profils de température et de pression.

- 3 — établissement d'un programme d'intervention et intervention s'il s'agit d'une opération de routine.

- 4 — en cas de détérioration importante nécessitant soit un work-over, soit la mise en œuvre d'un traitement nouveau (stimulation, injection d'eau pour dessalage), une étude approfondie s'appuyant sur un examen de l'historique du puits et des essais de laboratoire (laboratoire de l'entreprise nationale ou un laboratoire spécialisé agréé par le ministre chargé des hydrocarbures) doit être effectuée.

La méthode adoptée ou l'intervention programmée sont soumises à l'approbation du ministre chargé des hydrocarbures.

## Section III

*Essais et mesures*

Art. 66. — Il s'agit de l'ensemble des essais et mesures effectués sur les puits en vue d'assurer le suivi de leur état de fonctionnement, d'améliorer les connaissances relatives à la nature des écoulements et les caractéristiques du gisement ainsi que la mesure de l'évolution de la pression de gisement.

Ce sont notamment les tests, les essais initiaux, les essais périodiques en écoulement, les fermetures annuelles, les essais potentiels, les fall-off, les essais d'interférence, les débitmètres et thermomètres, les logs de corrosion et d'une manière générale, toutes les mesures effectuées dans le puits et les essais et mesures effectuées en tête de puits, sur la collecte et au centre de production concernant notamment les pressions, les températures, les débits liquides et gazeux, etc...

Ce sont enfin les opérations d'échantillonnage de fond ou de surface de l'effluent permettant toutes analyses de laboratoire en vue de connaître l'ensemble des paramètres physico-chimiques de l'effluent.

Pour chaque gisement un programme annuel doit être établi et soumis à l'approbation du ministre chargé des hydrocarbures.

Ce programme fixe notamment la nature des essais et mesures, leurs fréquences, leur répartition par puits en fonction de la nature et l'importance du paramètre à mesurer, d'un coefficient normal d'utilisation des puits ainsi que de l'ensemble des problèmes à résoudre.

Au stade de l'exécution et de son suivi, des plannings mensuels ou trimestriels de ce programme ainsi que des comptes-rendus de réalisation doivent être établis et communiqués au ministre chargé des hydrocarbures.

D'autre part toute prorogation prévue ou imprévue sera immédiatement mise à profit pour la réalisation du maximum de mesures planifiées dans les programmes mensuels, trimestriels ou annuels lesquels doivent obligatoirement contenir un ordre de priorité d'exécution par opération et par puits.

## Section IV

*Méthodes d'exploitation des puits*

Art. 67. — Le choix de la méthode d'exploitation (éruption naturelle, gas-lift, pompage...), est fixé au niveau du projet de développement en fonction de la rentabilité technico-économique et des potentialités techniques des équipements dans les conditions réelles du gisement.

Art. 68. — Quelle que soit la méthode d'exploitation choisie, les débits soutirés ne doivent pas dépasser la valeur entraînant la détérioration de la complétion, l'arrivée des eaux étrangères au réservoir, l'ennoyage prématuré par l'eau, le conning par gaz et la création fréquente de bouchons de sable.

## Section V

*Travaux sur puits*

Art. 69. — On distingue les petits travaux tels que les opérations de grattages, contrôle tubing et fond, coiled-tubing et les gros travaux nécessitant l'utilisation d'un appareil de forage ou de snubbing.

1 — En ce qui concerne les petits travaux, un programme annuel doit être établi sur la base d'une étude détaillée puits par puits de l'ensemble de l'historique (pressions moyennes, production, caractéristiques de la couche, index de productivités, travaux antérieurs), afin de déterminer la nature des travaux et leur fréquence en tenant compte d'une optimisation économique.

2 — En ce qui concerne les gros travaux, un programme annuel doit être dressé à partir d'une étude détaillée technico-économique, puits par puits. Ce programme doit tenir compte d'une provision d'interventions imprévues déterminée au vu de l'historique du gisement. En outre, un programme d'intervention doit être établi avant l'opération et comporter obligatoirement :

- a) une mise en évidence des causes de la détérioration de manière certaine,
- b) les solutions techniques possibles avec une estimation des chances de succès et de la durée de l'opération, ainsi que la solution adoptée,
- c) les solutions de remplacement en cas d'échec,
- d) la préparation de l'ensemble du matériel nécessaire.

Art. 70. — Le planning annuel ainsi que le programme d'intervention visés à l'article 69-2, ci-dessus, doivent être adressés au ministre chargé des hydrocarbures pour approbation, au moins cinq (5) jours avant le début de l'opération.

En cas d'opération imprévue nécessitant une intervention prompte et immédiate, celle-ci peut être engagée et le ministre chargé des hydrocarbures informé sans délai.

Art. 71. — En règle générale, on évitera de travailler sous boue dans le puits chaque fois que l'opération peut être faite sous pression dans de bonnes conditions de sécurité. Dans le cas contraire, il faut connaître avec une précision suffisante la pression de gisement et, en cas d'incertitude, la mesure est obligatoire.

## Chapitre V

**Stimulation des puits**

## Section I

*La perforation*

Art. 72. — La perforation doit se faire sous huile ou sous gaz; la perforation sous boue n'est autorisée que sur une faible épaisseur de couche pour la mise en gaz ou en huile.

Art. 73. — L'agent de perforation utilisé doit assurer une grande pénétration et laisser le moins de débris possible au fond du puits. Si cette dernière condition ne peut être satisfaite, on doit prévoir un approfondissement du puits sous la couche perforée lors de l'établissement du programme de forage.

Art. 74. — La densité de la perforation doit être choisie en fonction des caractéristiques de la couche et d'une optimisation technico-économique.

Art. 75. — Au cours des opérations de perforation, les consignes de sécurité en vigueur doivent être rigoureusement respectées.

La perforation de nuit des couches productrices de gaz et d'huile est interdite.

## Section II *L'acidification*

Art. 76. — Toute généralisation des méthodes d'acidification sur un réservoir doit obéir aux règles suivantes :

1 — s'assurer, par des essais effectués exclusivement par le laboratoire de l'entreprise nationale ou par un laboratoire spécialisé agréé par le ministre chargé des hydrocarbures, de l'absence de sous-produits de réaction entre l'acide utilisé et les roches argilo-greuses du réservoir,

2 — utilisation d'inhibiteur de corrosion pour protéger les équipements,

3 — si les essais visés au 1 ci-dessus sont concluants, faire l'opération sur un puits et des essais hydrodynamiques (remontées de pressions notamment) pour apprécier les résultats obtenus,

4 — détermination des paramètres technico-économiques optima (volumes à injecter, temps de réaction).

Art. 77. — Les pompes de fond doivent être retirées avant l'opération.

Après l'opération, les fluides doivent être évacués (dégorgement, circulation, etc...).

## Section III *Fracturation hydraulique*

Art. 78. — Le fluide de fracturation ne doit pas avoir de pouvoir colmatant dans les conditions du réservoir et l'on doit s'en assurer, avant son injection dans le puits, par des essais de laboratoire.

Art. 79. — L'agent de soutènement doit avoir les qualités suivantes :

1 — résistance mécanique à l'écrasement, dans les conditions de l'exploitation, aux abords du puits.

2 — résistance chimique : corrosion ou formation de sous-produits colmatants.

3 — forme géométrique donnant un assemblage assurant la meilleure perméabilité.

Ces qualités doivent être contrôlées par des essais confiés exclusivement au laboratoire de l'entreprise nationale ou à un laboratoire spécialisé agréé par le ministre chargé des hydrocarbures.

En outre, l'agent de soutènement ne doit pas être onéreux.

Art. 80. — Les considérations suivantes doivent présider au choix des puits à fracturer :

1 — l'opération est plus efficace si les objectifs sont des réservoirs à faible perméabilité, sièges d'une pression de gisement importante, surtout si les caractéristiques du réservoir s'améliorent de manière substantielle à une certaine distance du puits,

2. — la même efficacité s'observe si les couches ont été colmatées en cours de forage ou d'exploitation.

Des essais hydrodynamiques et des études pour la connaissance du réservoir (pression de gisement, colmatage, hétérogénéité verticale et latérale de perméabilité), doivent être entrepris avant toute opération de fracturation.

Art. 81. — En cas d'hétérogénéité verticale marquée, il y a lieu de recourir à une fracturation par niveau élémentaire, de manière à fracturer l'ensemble du réservoir.

Art. 82. — Le puits à fracturer doit être dans un état technique satisfaisant, une bonne cimentation est obligatoire.

Art. 83. — Avant toute opération de fracturation, le puits doit être soigneusement nettoyé.

Art. 84. — Les réservoirs carbonatés peuvent subir des "frac-acides" sans soutènement.

Le soutènement n'est pas nécessaire sur les puits injecteurs à forte pression d'injection.

Art. 85. — Si la fracturation a un effet limité dans le temps sur l'amélioration de la productivité, la répétition de l'opération doit être justifiée par un calcul technico-économique.

En particulier, pour les réservoirs carbonatés, plusieurs essais sont nécessaires pour déterminer les paramètres optima de l'opération (pression, volume d'acide...) avant sa généralisation sur d'autres puits exploitant le même réservoir.

Art. 86. — Pour apprécier les résultats, les essais suivants doivent être effectués avant et après toute opération de fracturation :

1 — détermination des profils de productivité ou d'injectivité (débitométrie ou perméabilité-carottes s'il s'agit d'une première fracturation) ;

2 — essais de remontée de pression ;

3 — essais de localisation de la fracture : débitométrie ou thermométrie ou traceurs radioactifs (billes marquées), suivis d'un enregistrement gamma-ray.

Art. 87. — Toute opération de fracturation doit recevoir l'accord du ministre chargé des hydrocarbures sur présentation d'un programme complet et détaillé : pression d'injection, volume et nature des liquides et des agents de soutènement, temps de l'opération, études antérieures etc...

Art. 88. — Les opérations de fracturation doivent être exécutées dans le strict respect des règles de sécurité en vigueur dont notamment, celles mentionnées aux articles 89 à 94 ci-après.

Art. 89. — Aucun réservoir ouvert ne peut être utilisé pour le stockage ou le jaugeage des débits de pompage.

Art. 90. — La distance minimale entre les réservoirs de stockage et la tête de puits doit être de quarante cinq (45) mètres.

Art. 91. — Des vannes doivent être disposées entre le réservoir et la pompe et entre la pompe et la tête de puits.

Art. 92. — Un clapet anti-retour doit être mis en place entre la pompe et la tête de puits.

Art. 93. — Toutes les conduites de surface aval pompe doivent être testées à une pression supérieure de cent (100) bars à la pression maximale prévue.

Art. 94. — L'utilisation de condensats et autres bruts légers non stabilisés comme fluide de fracturation est interdite.

Une dérogation peut être accordée par le ministre chargé des hydrocarbures, au cas où d'autres fluides ne sont pas disponibles.

#### Chapitre VI

##### Production du gaz associé

Art. 95. — Le projet de développement d'un gisement d'huile ne peut recevoir l'agrément du ministre chargé des hydrocarbures que si les problèmes de l'utilisation rationnelle du gaz associé sont pris en considération.

Art. 96. — Si, durant la période initiale de l'exploitation d'un gisement ou bien à la suite d'une production forcée, une partie du gaz associé ne peut être utilisée, elle doit être stockée temporairement dans des réservoirs souterrains ou réinjectée dans l'une des couches exploitées ou à exploiter.

Art. 97. — Pour certains nouveaux gisements très éloignés des centres de consommation ou des pipes principaux et s'il est impossible de satisfaire les dispositions de l'article 96 ci-dessus, à titre exceptionnel, une autorisation peut être délivrée par le ministre chargé des hydrocarbures pour le torchage du gaz associé.

Art. 98. — Le comptage du gaz est obligatoire selon les règles en vigueur.

Art. 99. — Un rapport annuel doit être adressé au ministre chargé des hydrocarbures sur les pertes de gaz associé et les mesures envisagées pour son utilisation.

#### Chapitre VII

##### Traitement, collecte et transport de l'huile et du gaz

###### Section I

###### *Collecte d'huile et de gaz sur les champs*

Art. 100. — L'huile et le gaz associé en provenance des puits doivent être collectés en circuit fermé excluant tout contact effluent-atmosphère.

Art. 101. — La séparation de l'huile du gaz, du sable et partiellement de l'eau ainsi que le jaugeage individuel des puits et le jaugeage global au centre de séparation ou au manifold local, doivent être prévus.

Les huiles de qualités différentes, produites par différents niveaux d'un même gisement, doivent être traitées et collectées séparément.

Art. 102. — Il est nécessaire d'utiliser au maximum l'énergie naturelle de la couche pour le transport de l'effluent du puits au point de traitement.

Art. 103. — Le choix des installations de traitement doit obéir à une optimisation technico-économique.

Par ailleurs les installations de traitement doivent être équipées de tout dispositif (appareils de régularisation, appareils de mesure) permettant une exploitation rationnelle et une bonne sécurité.

Art. 104. — Des installations de traitement peuvent être mises en place à proximité des puits d'exploration, des puits éloignés des centres principaux ou des puits gros producteurs.

Art. 105. — Le choix du réseau de collecte se fait après une étude technico-économique.

Art. 106. — Le réseau de collecte, de desserte et les lignes d'évacuation doivent faire l'objet d'un entretien et d'un contrôle permanent.

Par ailleurs toutes les mesures de prévention contre la corrosion doivent être prises (revêtement, protection cathodique).

Section 2  
*Centres de collecte d'huile*

Art. 107. — Le nombre de centres de collecte doit être minimum, de manière à éviter les pertes d'huile dûes notamment aux fuites et à la vaporisation.

Art. 108. — Les réservoirs de stockage doivent être équipés pour assurer la meilleure conservation des hydrocarbures légers.

Art. 109. — Des instructions relatives à l'utilisation des équipements et à la sécurité doivent être affichées au vu de l'ensemble du personnel.

Section 3  
*Collecte de gaz associé*

Art. 110. — Le réseau de collecte du gaz associé doit répondre notamment aux objectifs suivants :

- 1 — la livraison continue du gaz à partir des centres de séparation ;
- 2 — l'économie du métal ;
- 3 — les frais d'exploitation les plus faibles ;
- 4 — l'entretien facile ;
- 5 — l'élimination du risque de formation d'hydrate ou de bouchons de condensats.

Art. 111. — En cas de dépôt de condensats dans la collecte, durant la période d'hiver, il faudrait prévoir des piquages aux points bas du réseau permettant la vidange périodique des condensats.

Ces condensats doivent être transportés dans des réservoirs mobiles.

Chapitre VIII  
**Particularités de l'exploitation  
des puits en Off-Shore**

Art. 112. — Le choix du schéma de développement des gisements doit tenir compte de la durée de vie propre aux installations en mer.

Le réseau d'implantation des puits est fonction de l'implantation des plate-formes, elles-mêmes fonction de la topographie sous-marine.

Art. 113. — L'implantation des puits doit se faire par "cluster" pour réduire les investissements.

Les têtes des puits doivent avoir des tailles modérées pour permettre la reprise d'un puits de "cluster" et continuer l'exploitation sur les autres.

TITRE IV  
**DU FORAGE**

Chapitre I  
**Forage**

Art. 114. — Le planning de forage est établi à chaque fin de trimestre par le service gisement de l'organisme concerné et ce, conformément à l'esprit du projet de développement approuvé par le ministre chargé des hydrocarbures pour l'année en cours.

Art. 115. — Le service gisement de l'organisme concerné fixe, après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, les points d'implantation des puits.

Si, pour des raisons quelconques, le forage ne peut être exécuté au point fixé, le service gisement est habilité à modifier le point d'implantation à condition que cette opération ne perturbe pas le schéma de développement (faible déplacement) ; dans le cas contraire on procèdera à un forage dirigé.

Art. 116. — L'ouvrage foré doit satisfaire notamment aux conditions suivantes :

- 1 — atteindre les profondeurs prévues ;
- 2 — répondre au régime d'exploitation voulu ;
- 3 — isoler les couches productrices et les aquifères ;
- 4 — avoir un coût minimum ;
- 5 — la complétion en open-hole n'est admise que lorsque la couche productrice est constituée par une roche consolidée sans intercallation de niveaux aquifères ;

6 — sur l'étendue de l'aquifère du continental intercalaire saharien et d'une manière générale, lorsqu'un important dépôt de sel (épaisseur supérieure au mètre), est situé dans la série géologique entre deux réservoirs et s'il y a risque de circulation d'eau entre les deux réservoirs par l'orifice du puits en cours de forage, il est strictement interdit de pénétrer le réservoir inférieur si le réservoir supérieur n'est pas entièrement tubé et cimenté.

Art. 117. — Le programme de forage doit être établi en fonction de la profondeur du gisement, des caractéristiques des couches traversées (pression, dureté...), des problèmes éventuels rencontrés pendant le forage (zones à pertes, éboulement, argiles fluantes...), ainsi que des conditions d'exploitation tels que les travaux de reprises possibles. En outre, lors de l'établissement du programme de forage on doit tenir compte, s'il y a lieu, de l'expérience régionale acquise en matière de forage.

Ces programmes de forage ainsi que ses modifications éventuelles doivent être soumis à l'approbation du ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 118. — Le diamètre des colonnes de tubages doit être aussi petit que possible mais suffisamment grand pour l'exécution des travaux prévus en matière de complétion et d'exploitation ultérieure des puits.

Art. 119. — Le forage ne doit démarrer que lorsque l'appareil est entièrement monté et tous ses organes mis au point et essayés.

Art. 120. — Le rapport d'implantation et le programme de forage doivent être mis à la disposition du chef du chantier cinq (5) jours au moins avant le démarrage du forage.

Le rapport de reconnaissance doit parvenir au chef de chantier suffisamment à temps pour permettre l'exécution, dans de bonnes conditions, des travaux préparatoires de démontage de l'appareil et de son installation.

Art. 121. — La traversée des couches productrices doit se faire en respectant strictement la conservation de la perméabilité naturelle de la couche et les impératifs de sécurité ci-après :

1 — la densité de la boue sera réajustée dès le premier test en cours de forage s'il s'agit de puits d'exploration,

2 — en cas d'incertitude sur la pression de gisement des champs en développement, un test de pression vierge sera effectué sur les premiers mètres de la couche et la densité réajustée en conséquence pour le reste du forage de cette couche,

3 — par ailleurs, pour le forage des puits autres que les premiers puits d'exploration, le choix pour l'adoption ou le changement de la boue de complétion et de traversée des couches productrices, doit se faire au vu des résultats d'essais de laboratoire de l'entreprise nationale (ou d'un laboratoire agréé par le ministre chargé des hydrocarbures) et d'essais sur puits. L'adoption de la boue requiert l'approbation du ministre chargé des hydrocarbures.

Sont exclues du champ d'application de la règle ci-dessus, les boues spéciales fabriquées pour résoudre des problèmes difficiles de forage ou de reprise. Dans ce cas, une autorisation spéciale est accordée par le ministre chargé des hydrocarbures au vu d'un dossier technique détaillé présenté par l'opérateur.

Art. 122. — Le nettoyage des couches au moyen de l'eau douce n'est admis que dans des cas exceptionnels.

Art. 123. — Le temps pendant lequel la couche productrice est en contact avec la boue doit être réduit au minimum.

Art. 124. — Si les travaux de reprises sont exécutés au-dessus de la couche, celle-ci doit être isolée pendant toute la durée des opérations. Il est recommandé de mettre en place du sable propre en face de la couche; le bouchon isolant (bouchon de ciment) ne doit avoir aucun contact avec la couche.

## Chapitre II

### Tubages et cimentations

Art. 125. — Les tubages doivent être placés de telle sorte qu'ils permettent :

- la couverture des terrains de mauvaise tenue ;
- l'isolement entre les couches qui le nécessitent ;
- l'approfondissement dans des conditions telles que l'on puisse contrôler une venue éventuelle ;
- le bon déroulement des essais de production éventuels.

Les tubages doivent être constituées d'éléments neufs.

Les tubages destinés aux chantiers de forage doivent être conformes aux spécifications standards.

Art. 126. — Un calibrage du diamètre interne des tubages est obligatoire avant leur descente dans les puits. L'état de l'ensemble des installations doit être contrôlé avant la descente.

Art. 127. — Tout défaut de tubage constaté au cours des opérations de vissage interdit son utilisation.

Art. 128. — Le but d'une cimentation est de réaliser essentiellement l'étanchéité et accessoirement une résistance mécanique. L'anneau de ciment entre tubage et formation doit être imperméable et, en conséquence, adhérant au tubage et à la formation.

Pour ce faire, il ya lieu d'utiliser un laitier approprié, de remplacer toute la boue de l'espace annulaire par ce laitier, d'éviter la contamination de la boue, de supprimer le mud-cake et d'effectuer la cimentation sans perte.

Art. 129. — Afin de satisfaire aux dispositions de l'article 128 ci-dessus, les règles suivantes doivent être appliquées simultanément :

1 — conditionnement du puits afin de rendre la boue homogène et éventuellement son traitement pour obtenir des caractéristiques rhéologiques et une densité adéquates,

2 — la vitesse de descente du tubage doit être suffisamment faible pour éviter la fracturation des couches. Les brusques variations de cette vitesse sont interdites.

3 — habillage de la colonne de gratteurs et de centreurs et manœuvre de la colonne de manière à détruire le cake, à éviter les bourrelets d'éboulements derrière la colonne et à obtenir un déplacement total de la boue,

4 - choix d'un laitier approprié répondant aux critères de l'article 128,

5 - utilisation des bouchons de cimentation évitant la contamination du laitier par la boue,

6 - contrôle des caractéristiques de la boue et du laitier (mesures des seuils de cisaillement dans les conditions du trou),

7 - contrôle de l'écoulement (l'écoulement turbulent doit être réalisé en règle générale, sauf si des conditions locales imposent l'utilisation d'un écoulement sub-laminaire).

Art. 130. — Le top du ciment derrière la colonne est fixé dans chaque cas en fonction des conditions du puits et, en général, il doit se situer cinquante (50) mètres au minimum du toit de la couche à isoler.

Art. 131. — Avant son expédition au chantier, le ciment doit être au préalable analysé par le laboratoire de l'entreprise nationale, l'analyse devant montrer que les qualités du ciment répondent aux normes établies.

Art. 132. — Il est rigoureusement interdit de déclencher une cimentation en cas de manifestation quelconque de la couche.

Art. 133. — Un historique complet des opérations de cimentation doit être préparé et joint au rapport de fin de sondage.

Art. 134. — Le test d'étanchéité des colonnes doit se faire après la prise du ciment et son reforage éventuel mais, dans certains cas où l'on craint de craquer le ciment, il est recommandé de faire le test immédiatement après la mise en place du ciment.

La pression imposée doit être conforme aux normes en vigueur.

La colonne est considérée étanche si, au bout de quinze (15) minutes, la diminution de la pression mesurée en tête de colonne ne dépasse pas dix pour cent (10%).

Art. 135. — La qualité de la cimentation doit être contrôlée par un enregistrement du type CBL pour les colonnes de production, et du type CBL ou thermométrique pour les autres.

L'enregistrement du type CBL doit être effectué après séchage dix jours (10) complets du ciment et chaque fois que cela est possible au moins dix jours après la cimentation.

## TITRE V

### DE LA CONSERVATION DES GISEMENTS

#### Chapitre I

##### Principes généraux

Art. 136. — L'exploration et l'exploitation des gisements doivent être effectuées en observant strictement

les mesures de conservation prévues dans les projets de développement ainsi que par les dispositions du présent décret et des textes pris pour son application.

Art. 137. — La conservation des gisements nécessite l'application d'un ensemble de mesures en vue d'éviter les pertes irrémédiables d'hydrocarbures dues notamment à l'exécution de forage de mauvaise qualité et à l'exploitation incorrecte du gisement et des puits.

#### Chapitre II

##### Conservation des gisements en cours de forage

Art. 138. — Toutes les mesures doivent être prises en cours de forage pour :

1 - éviter l'éruption incontrôlée, les ruptures de tubages, les éboulements du trou.

2 - garantir la non communication des couches pétrolifères, gazéifères et aquifères au puits.

3 - assurer l'étanchéité de la colonne et sa bonne cimentation.

Art. 139. — Lors du forage des réservoirs multicouches, toutes les mesures doivent être prises pour préserver les couches dont l'exploitation est prévue ultérieurement: des solutions techniques appropriées doivent être prévues, assurant le passage des couches supérieures en évitant l'éruption et l'endommagement par la boue. En cas de pertes importantes de boue dans les couches supérieures exploitées, les puits voisins doivent être fermés jusqu'à la fin du forage ou la cimentation du casing intermédiaire couvrant la couche exploitée.

Art. 140. — A la fin du forage, tout contact prolongé de la boue avec la formation est interdit (dégorgement ou remplacement de la boue par de l'huile par circulation).

Art. 141. — Les tests successifs en casing de plusieurs couches pétrolifères doivent se faire dans les puits d'exploitation de bas en haut: la couche testée est ensuite isolée par la pose d'un bouchon en prenant soin de vérifier sa profondeur et son étanchéité.

Art. 142. — Les puits dont le forage n'est pas terminé pour des causes techniques mais qui ont atteint des couches productrices ou aquifères doivent être correctement cimentés.

#### Chapitre III

##### Conservation en cours d'exploitation

Art. 143. — L'exploitation de l'ensemble des champs pétroliers doit se faire conformément au projet approuvé par le ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 144. — Toutes propositions ou modifications des dispositions de base prévues dans le projet ne peuvent être appliquées qu'après leur examen et approbation par le ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 145. — Les puits producteurs et injecteurs doivent être exploités selon le régime de fonctionnement optimal qui définit l'ensemble des paramètres pour chaque puits, débit optimal d'huile, de gaz ou d'eau, la pression en tête, la différence de pression sur la couche exploitée, etc...

Art. 146. — La nature des essais et leur fréquence sur les puits à des fins d'études et de contrôle du gisement doivent être déterminées dans le cadre du projet de développement afin de mieux cerner l'ensemble des paramètres du projet.

Art. 147. — L'exploitation des puits doit s'effectuer au moyen d'équipements appropriés garantissant une bonne sécurité évitant l'éventualité de toute éruption incontrôlée.

Les puits injecteurs du gaz ou de production de gaz doivent être obligatoirement équipés de duses de sécurité de fond.

Les puits gros producteurs de gaz, ainsi que les puits de gaz en mer doivent être surveillés en continu ( dispositif téléradio-centralisé ou autres ) permettant une intervention immédiate.

Art. 148. — L'exploitation des puits présentant des avaries telles que casing non étanche, mauvaises cimentations etc.....n'est pas admise. A titre exceptionnel, leur exploitation peut être autorisée par le ministre chargé des hydrocarbures sur présentation d'un dossier technique prouvant que leur exploitation est conforme aux critères de la conservation et du contrôle des équipements. En tout état de cause, la surveillance de tels puits sera renforcée.

Art. 149. — La mise en production de puits par pistonnage, gas-lift, ( après complétion, work-over et snubbing ) ne peut se faire sans dispositif d'étanchéité en tête de puits.

#### Chapitre IV

#### Recomplétion des puits sur d'autres niveaux

Art. 150. — La recomplétion des puits sur d'autres niveaux pétrolifères et gazéifères peut se faire dans les cas suivants :

- 1 - déplétion d'un niveau.
- 2 - fermeture du puits pour GOR élevé.
- 3 - invasion par l'eau du niveau exploité par le puits considéré.

- 4 - pour des raisons techniques.

Art. 151. — La recomplétion des puits sur d'autres niveaux est effectuée dans les cas suivants :

- 1 - échec des tentatives en vue de résoudre les problèmes rencontrés.
- 2 - impossibilité ou non nécessité d'utiliser le puit comme injecteur ou observateur sur le niveau considéré.
- 3 - réalisation du projet de développement.

Art. 152. — Les puits à fort GOR susceptibles d'être recomplétés sur d'autres niveaux, sont ceux dont le GOR est supérieur à la norme fixée pour le gisement considéré dans le cadre du projet de développement optimal.

Art. 153. — Les puits envahis par l'eau susceptibles d'être recomplétés sur d'autres niveaux sont ceux qui produisent l'eau de la couche avec un pourcentage d'eau rendant leur exploitation non rentable. Dans ce cas, la limite de rentabilité est fixée pour chaque gisement, en fonction des conditions techniques et économiques.

Art. 154. — En ce qui concerne la fermeture provisoire du puits, la durée de cette fermeture ne doit pas dépasser vingt quatre (24) mois.

Un bouchon de ciment, de volume suffisant doit être placé au bas du dernier tubage. Un bouchon mécanique doit être placé au-dessus de ce bouchon et testé après sa mise en place.

Un bouchon de ciment, de volume convenable, doit être placé à proximité de la tête de puits.

Des dispositions doivent être prises pour assurer le repérage ultérieur de la tête de puits.

Art. 155. — En ce qui concerne la fermeture définitive du puits, toutes dispositions doivent être prises pour séparer les réservoirs entre eux et isoler le sondage de la surface par des moyens dont l'efficacité n'est pas remise en cause avec le temps.

Dans la partie du puits située en dessous du dernier tubage, les zones perméables doivent être isolées entre elles par des bouchons de ciment, d'un volume suffisant, placé au droit de ces zones ou entre ces zones.

Le sabot du dernier tubage, la tête de suspension de la colonne perdue, les zones perforées doivent être couverts par un bouchon de ciment de volume convenable au-dessus duquel sera placé en règle générale un bouchon mécanique testé après sa mise en place.

S'il existe une communication entre zone perméable et un espace annulaire ouvert vers la surface, une cimentation doit être effectuée pour interdire cette communication.

Un bouchon de ciment de cent (100) mètres au moins doit être placé à proximité de la surface.

Art. 156. — L'exploitant doit rendre compte au ministre chargé des hydrocarbures, au moyen d'un rapport de fermeture, des mesures prises lors de la fermeture provisoire ou définitive du puits, décrire de façon complète et précise l'état du puits lors de sa fermeture et indiquer les procédures qu'il conviendrait de mettre en œuvre s'il y avait lieu d'intervenir à nouveau sur le puits.

Art. 157. — La limite de rentabilité de l'exploitation des puits faibles producteurs est généralement le niveau des frais d'exploitation qui annule la valeur de la production au puits.

Toutefois, le ministre chargé des hydrocarbures peut fixer toute autre valeur indépendamment du critère visé à l'alinéa précédent.

#### Chapitre V

##### Fermeture temporaire des puits

Art. 158. — Sous réserve des dispositions de l'article 157, alinéa 1er ci-dessus, la fermeture temporaire des puits doit se faire conformément aux dispositions du présent décret.

Les puits suivants peuvent être fermés temporairement :

1 - puits d'exploitation et d'extension, qui ont produit de l'huile commerciale, jusqu'à la mise en place des installations de surface;

2 - puits d'exploration et d'extension, extérieur à la zone à l'huile, s'ils peuvent être utilisés comme injecteurs lors de l'exploitation industrielle du gisement;

3 - puits qui produisent une huile de qualité médiocre, au cas où leur production n'est pas possible ou souhaitée;

4 - puits fermés pour éviter l'invasion du réservoir par le gaz ou par l'eau;

5 - puits complètement ennoyés s'ils peuvent être utilisés comme injecteurs dans le cadre du projet de développement;

6 - puits produisant avec un fort pourcentage d'eau dont l'exploitation n'est pas rentable actuellement, à moins que leur fermeture ne soit nuisible aux conditions d'exploitation;

7 - puits fermés pour des raisons de sécurité ou de pollution.

Art. 159. — Toute fermeture temporaire supérieure à trois mois doit faire l'objet d'une demande d'autorisation accompagnée d'un dossier technique détaillé, adressé au ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 160. — Les puits fermés temporairement doivent être entretenus régulièrement (étranchéité en tête de puits, notamment).

#### Chapitre VI

##### Abandon des puits

Art. 161. — Les puits d'exploration ou de production susceptibles d'être abandonnés peuvent être classés en quatre catégories.

1 - La première catégorie comprend :

a) Les puits d'exploration ou d'extension qui ont atteint leur objectif mais qui se sont avérés secs ou producteurs d'eau;

b) Les puits qui n'ont pas atteint leur objectif mais dont le forage est arrêté pour absence d'intérêt géologique;

c) Les puits qui ont atteint la profondeur prévue mais qui n'ont pas ouvert le niveau prévu en cas d'impossibilité de la poursuite du forage avec le programme de forage adopté.

2 - La deuxième catégorie comprend les puits de production, d'injection et d'observation ayant rencontré de mauvaises caractéristiques de réservoir.

3 - La troisième catégorie comprend les puits abandonnés pour des raisons techniques imputables à la mauvaise qualité des forages notamment, lorsque l'état du trou ne permet pas la poursuite du forage.

4 - La quatrième catégorie comprend les puits devant être abandonnés pour :

a) invasion par l'eau du réservoir ou par l'eau injectée;

b) état de déplétion très avancée pour lequel le débit est inférieur au seuil de rentabilité visé à l'article 157, alinéa 1er ci-dessus;

c) absence d'intérêt d'utilisation ultérieure pour l'injection ou l'observation, pour des raisons techniques et géologiques.

Art. 162. — Les puits des première, deuxième et quatrième catégories ne sont abandonnés que s'ils ne peuvent être utilisés en tant que puits injecteur ou d'observation ou reconstitués sur d'autre niveau et après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, au vu d'un dossier technique détaillé présenté par l'opérateur.

Art. 163. — Le dossier technique concernant les formalités d'abandon des puits récemment forés, est préparé et présenté conjointement par l'opérateur forage et le titulaire du titre minier au ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 164. — La réalisation des travaux d'abandon doit être conforme aux règles de la conservation telles que fixées par les dispositions du présent décret et au programme conçu par le titulaire du titre minier et l'opérateur et approuvé par le ministre chargé des hydrocarbures. La cimentation de la tête de puits est obligatoire.

Art. 165. — Lors de l'abandon des travaux ou des installations, quelle qu'en soit la cause, les personnes visées à l'article 2 du présent décret, doivent exécuter tous travaux qui leur seraient éventuellement prescrits par le ministre chargé des hydrocarbures, notamment dans l'intérêt de la sécurité, de la conservation des gisements et des nappes aquifères.

A défaut d'exécution des travaux prescrits et après mise en demeure restée sans effet dans un délai fixé en fonction de la nature et du degré de gravité de la situation, il y sera pourvu d'office à la diligence du ministre chargé des hydrocarbures, aux frais des personnes concernées.

Art. 166. — À l'expiration totale ou partielle d'un titre minier quelle qu'en soit la cause, les sondages, tubages, têtes de puits et autres ouvrages et installations, doivent être laissés en place.

Les matériels précités sont attribués sans indemnité à l'Etat.

Sous l'autorité et le contrôle du ministre chargé des hydrocarbures, l'entreprise nationale est chargée de la surveillance et de la sauvegarde de ces matériels dans des conditions à même de permettre leur remise éventuelle en service et d'éviter toute détérioration susceptible de causer des dommages à l'environnement ( éruption de puits d'eau, fuite de gaz, etc...) ou de générer des problèmes affectant la sécurité.

## Chapitre VII

### Eruption incontrôlée, règles préventives

Art. 167. — Le personnel affecté au forage doit avoir suivi une formation spécifique correspondant au travail qu'il effectue. En particulier, tout le personnel d'encadrement jusqu'au maître-sondeur inclus et son second doit avoir suivi un stage de formation au contrôle des venues d'hydrocarbures avec utilisation d'un simulateur ou d'un puits-école.

Ce stage sur la maîtrise des éruptions doit être renouvelé tous les deux ans.

Des exercices de contrôle de venues d'hydrocarbures doivent être réalisés une fois par mois par chaque équipe. Ces exercices peuvent être rendus plus fréquents à l'approche d'un objectif.

L'entreprise nationale doit veiller à ce qu'un plan général de lutte contre l'éruption ( plan blow-out ) soit mis en place. Le cas échéant, ce plan général de lutte contre l'éruption est établi conjointement avec le partenaire étranger en cas d'association.

Ce plan général de lutte contre l'éruption doit être communiqué au ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 168. — Sur tout puits, au cours des opérations de forage, de work-over, de snubbing, de test et de complétions, l'opérateur doit prendre les dispositions suivantes :

1 — mise en place d'un "équipement B.O.P" capable de fermer le puits en cas d'éruption incontrôlée,

2 — la pression de service des B.O.P doit être supérieure aux pressions attendues,

3 — le B.O.P doit être équipé de deux conduites en acier l'une pour réduire la pression, l'autre pour tuer le puits.

Ces conduites doivent :

a) avoir une pression de service égale à celle du B.O.P, exceptée la partie de la conduite de réduction de pression située en aval des vannes,

b) être reliées au B.O.P séparément,

c) être munies de vannes ayant des pressions de service égales à celle du B.O.P.

Art. 169. — Dans le cas où la pompe de l'appareil de forage est en service, la conduite servant à tuer le puits doit être convenablement reliées au manifold de la pompe.

Art. 170. — La conduite de réduction de la pression (de dégorgeement) doit dégorger à plus de quarante cinq (45) mètres de la tête de puits et être équipée d'un manifold comprenant un manomètre et une duse.

Cette conduite doit être conçue de manière à pouvoir isoler les duses sans fermer le puits, les duses étant du type réglable.

Art. 171. — Les conduites de réduction de pression ou servant à tuer le puits, doivent être fixées au sol conformément à la réglementation de sécurité en vigueur.

Art. 172. — La composition et l'agencement du bloc d'obturation doivent permettre la réalisation des opérations suivantes :

1 — la fermeture de puits sur tige et la fermeture totale,

2 — la maîtrise et l'évacuation d'une venue de fluide.

De plus, pour les puits de gaz ou en Off-shore, ils doivent permettre :

1 — Le cisaillement du train de tiges,

2 — la suspension du train de tige, obturateur ferme,

3 — la maîtrise du puits avant sa réouverture.

Chaque organe doit pouvoir être télécommandé à partir de deux postes de commande. Chacun de ces postes doit être relié à la centrale d'accumulation du fluide de commande par un circuit indépendant.

Le bloc d'obturation de puits doit être soumis périodiquement à des essais en pression et à des essais de fonctionnement afin de vérifier qu'il peut assurer la fermeture du puits en cas de venue d'hydrocarbures.

Art. 173. — En ce qui concerne les caractéristiques de la garniture de test de formation, tous les composants de la garniture de test de formation doivent être aptes à supporter les contraintes, notamment les pressions interne et externe, mises en jeu durant les différentes phases du test. Ils doivent également résister à la corrosion éventuellement engendrée par la présence d'hydrogène sulfuré dans le fluide produit.

Art. 174. — En ce qui concerne les équipements de surface relatifs au test de formation, ils doivent être conçus et disposés de manière à permettre le contrôle des effluents et à garantir la sécurité du chantier.

Le train de test doit être équipé à sa partie supérieure d'une vanne et d'une liaison souple la reliant à la panoplie de duses. La pression de service de cet équipement doit être au moins égale à la pression présumée de la zone essayée, diminuée de la pression exercée par la colonne du fluide de formation.

Les sorties des soupapes de sécurité ou de plaques d'éclatement doivent être canalisées pour évacuer sans danger les effluents éventuels.

Pour limiter les causes ou les conséquences d'un incendie, les hydrocarbures liquides recueillis ne doivent pas être entreposés au voisinage de l'appareil de forage en dehors des volumes nécessaires aux mesures d'échantillonnage et de volume.

Art. 175. — Les moyens de détection et de mesure mis en œuvre doivent permettre la détection d'une venue le plus rapidement possible.

Les bacs contenant des fluides de forage en circulation doivent être équipés d'un dispositif de mesure du niveau des fluides de forage. L'équipement doit en outre comporter une alarme visuelle et sonore à déclenchement automatique en cas de variation significative du volume de fluide de forage dans les bacs. Ce système doit être complété par un appareil de détection de gaz total et d'hydrogène sulfuré dans les fluides de forage comportant également une alarme visuelle et sonore à déclenchement automatique.

Un étalonnage des dispositifs d'alarme doit être effectué à l'approche des objectifs, en fonction des seuils fixés pour chacune de ces détections.

Les caractéristiques physico-chimiques des fluides de forage doivent être contrôlées, la densité des fluides de forage doit être mesurée, en continu, à l'entrée et la sortie du puits.

Toutes les informations fournies doivent être télétransmises dans une cabine de contrôle où le personnel est présent en permanence. Le maître-sondeur doit disposer au minimum à son poste de l'information relative au volume des fluides de forage.

La cabine de contrôle, les bureaux du représentant de l'exploitant et de l'entrepreneur de forage et le poste du maître-sondeur doivent être interconnectés par un interphone ou un téléphone.

Art. 176. — La conception et la disposition des détecteurs de niveau sur les bacs de circulation doivent être telles que la détection d'une venue se fasse le plus rapidement possible.

Un bassin particulier doit permettre la mesure précise des volumes de fluides de forage à l'entrée et à la sortie, lors des manœuvres.

Le volume des fluides de forage stockés en surface doit être déterminé en fonction du volume du puits, des risques de pertes prévisibles et des performances des moyens de fabrication.

Art. 177. — Un séparateur doit être installé sur le retour du fluide de forage pour en extraire les gaz, pouvant provenir d'une formation. Ces gaz sont dirigés vers la torche.

## TITRE VI

### DISPOSITIONS FINALES

Art. 178. — Le chef de service compétent exerce, par délégation du ministre chargé des hydrocarbures, la surveillance et le contrôle en matière d'hydrocarbures liquides et gazeux.

Cette mission a pour objet notamment la conservation de tous gisements d'hydrocarbures et la protection et l'usage des zones et nappes d'eau en liaison avec les services du ministère chargé de l'hydraulique.

Conformément à l'article 33, alinéa 3, du décret n° 88-35 du 16 février 1988 susvisé, le contrôle de la sécurité publique, la sécurité et l'hygiène, de la main d'œuvre, la conservation des édifices, habitations et voies de communications, ainsi que la sauvegarde du patrimoine agricole et la protection de l'environnement, sont exercés par chacun des ministres compétents dans les limites de leurs attributions respectives en liaison, s'il échet, avec le ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 179. — Des arrêtés du ministre chargé des hydrocarbures pris, le cas échéant, après avis du ou des ministres chargés notamment de l'industrie et des mines, de l'intérieur, des transports, de l'hydraulique et des travaux publics, définissent les conditions techniques et de sécurité auxquelles doivent satisfaire les ouvrages, installations, matériels et appareils nécessaires aux activités de protection, de recherche, d'exploitation, de transports, de transformation, de stockage, de distribution et d'exportation des hydrocarbures liquides, gazeux et liquéfiés.

Par " ouvrages, installations, matériels et appareils " afférents aux activités visées à l'alinéa précédent, il faut entendre notamment :

1 — ceux intéressant les centres de séparation d'huile, les centres de traitement de gaz, les centres principaux de collecte et les centres de réception et d'expédition principaux, mentionnés à l'article 1er du décret n° 88-35 du 16 février 1988, susvisé;

2 — les canalisations rattachés aux moyens de production, les canalisations de desserte et les canalisations d'évacuation mentionnées à l'article 2 du décret n° 88-35 du 16 février 1988, susvisé;

3 — les installations et leurs ouvrages annexes rattachés à l'activité de transport d'hydrocarbures (stations de compression, de pompage, de détente et de prédétente) mentionnées à l'article 4 du décret n° 88-35 du 16 février 1988, susvisé;

4 — ainsi que l'ensemble des ouvrages concentrés (installations, matériels et appareils situés au niveau du gisement ou dans les régions côtières ; stations d'injection d'eau; stations d'injection de gaz; installations de gaz-lift; installations de gaz de pétrole liquéfié (GPL) au gisement; installations de liquéfaction côtières; raffineries; installations pétrochimiques; installations de stockage et de distribution, etc....).

Art. 180. — Le chef de service compétent du ministère chargé des hydrocarbures et les ingénieurs chargés du contrôle peuvent se faire remettre tous échantillons et sont habilités à réclamer tous documents ou renseignements d'ordre géologique, géophysique, hydrologique, hydrogéologique ou minier intéressant la prospection, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux.

Art. 181. — Les personnes visées à l'article 2 du présent décret sont tenues d'adresser et de fournir au chef de service compétent du ministère chargé des hydrocarbures et aux ingénieurs chargés du contrôle, tous échantillons, renseignements et documents utiles à la surveillance et au contrôle de l'application des dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Elles doivent présenter au chef de service compétent du ministère chargé des hydrocarbures et aux ingénieurs chargés du contrôle, les plans, renseignements et documents de toute nature relatifs aux programmes de travaux et aux budgets correspondants ainsi qu'à l'exécution des travaux dont notamment ceux mentionnés ci-après :

1. projet de programme pluriannuel et budget correspondant,
2. plan annuel et budget correspondant,
3. déclarations préalables au chef de service compétent de l'ouverture des travaux géologiques, géophysiques et de projets de puits,
4. projets de rapports d'implantation de puits,
5. projets de reprises de puits,
6. programmes de forages et de tests,

7. logs diagraphiques,
8. rapports d'essais et mesures relatifs aux puits,
9. historique de production et d'injection par puits et par réservoir,
10. rapports de complétion de puits ou de reprise,
11. programme d'abandon de puits,
12. rapports de fin de sondage,
13. programmes de stimulation et d'entretien de puits,
14. analyses de laboratoires relatives à l'effluent et au réservoir ( P.V.T, mesures pétrophysiques, pétrographie, sédimentologie, etc.....),
15. projets de développement de gisement et projets de révision,
16. rapports périodiques d'activités relatifs au gisement,
17. études et analyses relatives au réservoir et aux installations de surface,
18. projets de construction et programme de maintenance des installations de surface,
19. essais et mesures relatifs aux installations de surface,
20. informations relatives aux travaux géologiques et géophysiques,
21. études, analyses et évaluation du domaine minier d'hydrocarbures.

Elles doivent, en outre, donner au chef de service compétent du ministère chargé des hydrocarbures et aux ingénieurs chargés du contrôle, tous les moyens d'accéder aux travaux et chantiers, nécessaires à l'accomplissement de leur mission.

Art. 182. — Le chef de service compétent du ministère chargé des hydrocarbures peut, dans le cadre du contrôle dévolu au ministre par les lois et règlements en vigueur, requérir les personnes visées à l'article 2 du présent décret, après que celles-ci aient été mises en mesure de présenter leurs observations, d'exécuter les opérations, mesures ou essais, de tenir à jour les relevés, diagrammes ou cartes qu'il juge nécessaires.

Art. 183. — Les modalités et formes de communication des informations, renseignements et documents visés à l'article 181 ci-dessus, seront déterminées par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 184. — En cas de découverte d'un gisement d'hydrocarbures situé sur deux ou plusieurs titres miniers sur lesquels l'entreprise nationale titulaire se trouve être associée à des partenaires étrangers distincts, "unitization" de l'exploitation est recommandée pour assurer une exploitation rationnelle du gisement considéré.

Art. 185. — Les personnes visées à l'article 2 du présent décret doivent, conformément à la législation et à la réglementation en vigueur et dans le cadre de leurs activités de prospection, de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, prendre les dispositions utiles pour la protection et la sauvegarde de l'environnement telles que notamment celles intéressant le bournier de forage, les rejets des centres de production, la protection des aquifères superficiels, etc...

Art. 186. — Lorsque les personnes visées à l'article 2 du présent décret n'exécutent pas les engagements souscrits, refusent d'appliquer les prescriptions du ministre chargé des hydrocarbures ou ne se conforment pas aux obligations résultant des lois et règlements en vigueur, il peut être procédé, selon le cas, à l'initiative du ministre chargé des hydrocarbures et après mise en demeure restée sans effet dans un délai fixé et qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours :

1 — au retrait du titre minier,

2 — au retrait de l'approbation du contrat d'association.

Les retraits du titre minier ou de l'approbation du contrat d'association interviennent dans les mêmes formes que celles ayant présidé à leur octroi.

Art. 187. — Les dispositions de l'article 186 ci-dessus, s'entendent sans préjudice des autres peines et sanctions encourues, le cas échéant, par ailleurs, en vertu des lois et règlements en vigueur.

Art. 188. — Les dispositions du présent décret seront précisées, en tant que de besoin, par voie d'arrêtés du ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 189. — Le présent décret sera publié au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 18 Chaâbane 1414 correspondant au 30 janvier 1994.

Rédha MALEK.

## DECISIONS INDIVIDUELLES

**Décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994 portant nomination d'un chargé d'études et de synthèse auprès des services du Chef du Gouvernement.**

Par décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994 M. Daoud Belouahmia est nommé chargé d'études et de synthèse auprès des services du Chef du Gouvernement.

**Décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994 portant nomination du directeur des traitements informatiques et des fichiers à l'office national des statistiques.**

Par décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994, M. Mustapha Ould Saïd est nommé directeur des traitements informatiques et des fichiers à l'office national des statistiques, à compter du 1er décembre 1993.

**Décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994 mettant fin aux fonctions du président directeur général du centre de recherche et de développement audit-management "Cerdam".**

Par décret exécutif du 19 Rajab 1414, correspondant au 2 janvier 1994, il est mis fin, sur sa demande, aux fonctions

de président directeur général du centre de recherche et de développement audit-management "CERDAM", exercées par M. Zaki Zemirli.

**Décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994 portant nomination d'un sous-directeur au ministère de l'intérieur et des collectivités locales.**

Par décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994, M. Ahmed Bouachiba est nommé sous-directeur de la consolidation et de l'analyse financière au ministère de l'intérieur et des collectivités locales.

**Décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994 portant nomination d'un sous-directeur à la direction générale de la protection civile.**

Par décret exécutif du 19 Rajab 1414 correspondant au 2 janvier 1994, M. Mokrane Immoune est nommé sous-directeur du budget et de la comptabilité à la direction générale de la protection civile.