

Décret exécutif n° 94-43 du 18 Cha bane 1414 correspondant au 30 janvier 1994 fixant les règles de conservation des gisements d'hydrocarbure et de protection des aquifères associés. p. 3 (n° JORA : 008 du 13-02-1994)

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 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 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° 90-546 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;

Article 1

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, susvisé, modifiée et complétée par la loi n° 91-21 du 4 décembre 1991.

Article 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.

Article 3

Par "titre minier" au sens du présent décret, il faut entendre

tout titre, autorisation ou permis de prospection, de recherche ou d'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux délivré par l'Etat à l'entreprise nationale conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

Article 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.

Article 5

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

Article 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.

Article 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 - Buse: 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 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 mesurée 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 mesurée 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 vanne 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 - Snubing: 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 déformer 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 - 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 aquifère aux alentours du puits;
- 26 - C.B.L: "cement bond log" ou log de cimentation;
- 27 - cluster: implantation groupée de puits.

Article 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.

Article 9

Il 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 technique approprié.

A cet effet, les personnes visées à l'article 2 ci-dessus, doivent être en mesure de mettre en oeuvre 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.

Article 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.

Article 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 service.

Article 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.

Article 13

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

Article 14

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

Article 15

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

1 - d'un nombre minimum de forage 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 réduction peut être évacuée dans des conditions économiques;

3 - d'un ensemble de tests hydrodynamiques, d'enregistrement diagraphiques, de prise d'échantillons de fonds et de surface ainsi que d'analyse 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...).

Article 16

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

A cet effet, l'implantation des puits d'exploitation doit tenir compte du "Spacing" probable des futures puits producteurs; le programme de forage, cimentation et complétion doit être conçu pour les futures puits producteurs; le planning de forage 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.

Article 17

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

Article 18

Le choix des procédés de récupération secondaire (injection d'eau ou de gaz) ainsi que le schéma de ballayage 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.

Article 19

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

Article 20

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

Article 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.

Article 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.

Article 23

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

Article 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 gisement ou l'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.

Article 25

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

Article 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.

Article 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.

Article 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.

Article 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 puits de la zone doit être égale au débit total fixé pour l'ensemble du réservoir.

Article 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.

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

Article 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.

Article 32

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

Article 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 suppression 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.

Article 34

Dans les réservoirs à intercalations 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 le puits.

Article 35

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

Article 36

Les puits-injecteurs de gaz doivent être obligatoirement équipés de buses de sécurité de fond. Ces buses doivent être contrôlées périodiquement.

Article 37

Avant les essais d'injectivités et après chaque arrêté de longue durée de l'injection, un nettoyage du puits et des dessertes doit être effectué.

Article 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.

Article 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.

Article 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 - débitmétrie en injection.

Article 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 pistonage 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.

Article 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 radioactifs;
- 2 - les mesures de "G.O.R." ou de "W.O.R.";
- 3 - les mesures de débitmétriques;
- 4 - les "Falls-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.

Article 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 crépines de ces puits doivent être conçus pour résister à la corrosion.

Article 44

L'exploitation est dite rationnelle si sa mise en oeuvre 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.

Article 45

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

Article 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.

Article 47

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

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

Lorsque les conditions d'exploitation se détériorent (Essuyage, 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 traditionnelle, les normes doivent être révisées dans le sens de la réduction.

Article 48

On distingue les gisements à forte productivité et les gisements à faible productivité.

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

Article 49

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

Article 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 productivité 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.

Article 51

La norme de productivité pour les gisements à production non limitée est déterminée à partir de la somme des normes de production des puits en activités 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.

Article 52

Les puits de production peuvent être classés en deux catégories:

1 - les puits à productivité non limitée;

2 - les puits à productivité limitée.

Article 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.

Article 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.

Article 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.

Article 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,

Article 57

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

Article 58

La 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 de gisement;

3 - le GOR;

4 - le WOR;

5 - le pourcentage de précipitation de sable

6 - le diamètre de la buse et la pression des valves des puits en gas-lift;

8 - les paramètres de fonctionnement de l'ensemble de l'équipement des puits pompés.

Article 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.

Article 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 buse (thermomètre amont buse).

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 équipé de manomètre 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 fonds permettant de descendre des dispositifs de fond (manomètre, débitmètre, thermomètre, échantillonneurs...) dans le puits.

3 - des équipements et dispositifs de mesures 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.

Article 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.

Article 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.

Article 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.

Article 64

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

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

Article 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 buse 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 nécessaires soit un work-over, soit en oeuvre 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.

Article 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 les mesures 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 l'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 de 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 opération 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.

Article 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.

Article 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.

Article 69

On distingue les petits travaux 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 d'une provision d'interventions imprévues. En outre, un programme d'intervention doit être établi avant l'opération et compter obligatoirement:

- a) une mise en évidence des causes de la détérioration de manières 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.

Article 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 informés sans délai.

Article 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.

Article 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 la mise en gaz ou en huile.

Article 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.

Article 74

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

Article 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.

Article 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 hydrodynamique (remontées de pression notamment) pour apprécier les résultats obtenus ,

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

Article 77

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

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

Article 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.

Article 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 chimiques: corrosion ou formation de sous-produits colmatants.

3 - forme géométrique donnant un assemblage assurant la meilleur 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.

Article 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.

Article 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.

Article 82

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

Article 83

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

Article 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.

Article 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.

Article 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'injection (débitmètre ou perméabilité-carottes s'il s'agit d'une première fracturation):
- 2 - essais de remontée de pression;
- 3 - essais de localisation de la fracture: débitmétrie ou thermométrie ou tracteur radioactifs (billes marquées), suivis d'un enregistrement gamma-ray.

Article 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...