



AGENCE DE L'EAU
SEINE-NORMANDIE

DOCUMENT PUBLIC

*Etude bibliographique sur le suivi des risques
engendrés par les forages profonds sur les nappes
d'eau souterraine du bassin Seine-Normandie*

Etude réalisée dans le cadre des opérations de Service public du BRGM 2001-DEP-301

J.F. Vernoux
avec la collaboration de
M. Degouy, H. Machard de Gramont, R. Galin

septembre 2002
BRGM/RP-51312-FR



Etude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraine du bassin Seine-Normandie

Mots clés : risque, pollution, forage profond, architecture, cuvelage, cimentation, bouchon, fermeture, eau souterraine, bassin Seine-Normandie, diagraphie, hydrocarbures, géothermie, stockage de gaz, Albien, Néocomien, modélisation

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

J.F. Vernoux, M. Degouy, H. Machard de Gramont, R. Galin (2002) - Etude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraine du bassin Seine-Normandie, rapport BRGM/RP-51312-FR, 70 pages, 14 figures, 1 tableau, 2 annexes

© BRGM, 2002, ce document ne peut être reproduit en totalité ou en partie sans l'autorisation expresse du BRGM.

Synthèse

Dans le cadre de la convention n° 0099011 « **Inventaire et évaluation des risques dus aux forages profonds pour les nappes de l'Albien et du Néocomien, sur le bassin Seine-Normandie** » entre l'Agence de l'Eau Seine-Normandie et le BRGM, une étude bibliographique a été réalisée pour définir les méthodes de suivi des risques engendrés par les forages en cas de fuite, en surface et en profondeur.

Du point de vue de la protection des aquifères, et notamment ceux de l'Albien et du Néocomien du bassin de Paris, les forages profonds qui recoupent ces aquifères représentent un danger de pollution potentielle. Le principal facteur favorisant la migration des fluides d'un niveau vers un autre est la différence de pression - naturelle ou provoquée- entre ces différents milieux.

Sur le bassin Seine-Normandie, les ouvrages concernés sont les forages d'eau profonds, les forages de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, les forages géothermiques et les forages pour le stockage de gaz. Les risques sont liés à la conception de l'ouvrage (cuvelages, cimentations), au mode d'exploitation (problèmes de corrosion en particulier) et aux procédures d'abandon (bouchons de ciments).

Sur le plan réglementaire, la protection des aquifères a fait l'objet d'évolutions législatives et réglementaires récentes et notables à travers la loi sur l'eau de 1992. Il existe par ailleurs des procédures pour la fermeture technique des ouvrages.

Des exemples concrets de contamination d'aquifères par des forages profonds ont été recherchés au travers des incidents connus sur le bassin de Paris et dans la littérature. Les incidents connus sur le bassin de Paris sont relativement peu nombreux. Les références bibliographiques concernent essentiellement le calcul des transferts de flux entre le réservoir source de la contamination et un aquifère d'eau potable à travers des puits non bouchés.

Il n'existe pas de méthode permettant de contrôler un risque de pollution applicable directement sur un forage après son bouchage définitif. Le suivi chimique des nappes d'eau souterraine apparaît comme la méthode la mieux adaptée pour détecter une pollution et déterminer son origine. Ces données de suivi sont par ailleurs très utiles pour modéliser les transferts de flux entre des réservoirs sources de pollution et les aquifères.

Sommaire

Introduction	9
1. Risques de pollution des nappes d'eau souterraines par les forages profonds ...	11
2. Typologie des risques	13
2.1. Forages géothermiques	13
2.2. Forages pétroliers	14
2.3. Sites de stockage souterrain de gaz	14
2.4. Forages d'eau	15
3. Techniques utilisées lors de la construction des ouvrages.	17
3.1. Architecture des ouvrages	18
3.1.1. Les forages géothermiques	18
3.1.2. Les forages d'hydrocarbures	19
3.1.3. Les forages de stockage de gaz	20
3.1.4. Les forages d'eau	21
3.2. Les opérations de cimentation	21
3.2.1. Cimentation d'un forage d'eau	23
3.2.2. Cimentation des forages géothermiques	23
3.2.3. Cimentation des forages pétroliers	24
3.2.4. Cimentation des forages de stockage de gaz	24
3.3. Les contrôles	24
3.3.1. Rappel sur les diagraphies	24
3.3.2. Matériel mis en œuvre	25
3.3.3 Types de diagraphies	25
3.3.3.1. Diagraphies géologiques	26
3.3.3.2. Diagraphies de forage	26
3.3.3.2.1. <i>Diamètreur</i>	26
3.3.3.2.2. <i>Contrôle de la cimentation des annulaires</i>	26
3.3.3.3. Diagraphies contrôlant la corrosion	28
4. Les mesures de suivi des forages en exploitation	37
4.1. Forages pétroliers.	38
4.2. Forages de stockage de gaz.	39
4.3. Puits géothermiques	40
4.4. Forages d'eau	41
5. Les méthodes de remédiation des forages	43
5.1. Forages pétroliers	43
5.2. Puits géothermiques	43
5.3 Forages d'eau	44

6. Les mesures d'abandon	47
6.1. L'abandon des forages pétroliers	47
6.2. L'abandon des puits géothermiques	49
6.3. L'abandon des forages de stockage de gaz.....	50
6.4. L'abandon des forages d'eau	51
7. La réglementation	53
8. Retours d'expérience	57
8.1. fuites de gaz à Saint-illiers et Beynes.....	57
8.1.1. Historique :	57
8.1.2. Remédiations et conclusions	58
8.2. Fuite d'eau géothermale sur le site de Coulommiers	58
8.2.1. Historique	58
8.2.2. Evaluation des volumes injectés dans les formations géologiques	58
8.2.3. Contexte hydrogéologique.....	58
8.2.4. Migration du fluide géothermal.....	59
8.2.5. Conclusion.....	59
8.3. Fuite d'hydrocarbures liquides et d'eau salée du Dogger	60
8.3.1. Puits Chailly 48	60
8.3.1.1. Historique	60
8.3.1.2. Estimation du volume d'huile échappée.....	60
8.3.1.3. Localisation de l'huile	60
8.3.1.4. Conclusion.....	61
8.3.2. Puits Chailly 46	61
8.3.2.1. Historique	61
8.3.2.2. Localisation de l'écoulement.....	62
8.3.2.3. Evaluation de la contamination	62
8.3.2.4. Résultats de l'expertise hydrogéologique.....	63
8.3.2.5. Conclusion.....	64
8.3.3. Gisement pétrolier de Pechelbronn	64
8.3.3.1. Historique	64
8.3.3.2. Conclusion.....	65
8.3.4. Champ pétrolier de Berkaoui.....	66
8.4. calcul des transferts de flux entre réservoirs	66
8.4.1. Modèles appliqués aux réservoirs d'hydrocarbures	66
8.4.2. Modèles appliqués aux réservoirs géothermiques.....	67
8.5. Bilan	68
Conclusion	71
Bibliographie	73
Figures	75

Liste des annexes

Ann. 1 - Les boues de forage

Ann. 2 – la cimentation

Liste des illustrations

FIGURES

- Fig. 1 - corrosion d'un cuvelage de puits géothermique
- Fig. 2 - exemple de forage géothermique (puits producteur et puits injecteur)
- Fig. 3 - exemple de forage pétrolier de production
- Fig. 4 - exemple de forage pétrolier d'injection d'eau
- Fig. 5 - exemple de forage de stockage de gaz
- Fig. 6 - exemple de forage d'eau à l'Albien
- Fig. 7 - Exemple de contrôle par diamètreur
- Fig. 8 - Exemple de contrôle de la corrosion par MFC
- Fig. 9 - Exemple de contrôle de la corrosion par BHTV
- Fig. 10 - Principe de bouchage d'un forage
- Fig. 11 - Abandon et fermeture des forages
- Fig. 12 - Simulation du front chimique dans le réservoir de l'Albien sous l'effet d'une injection continue de 20m³/h d'eau géothermale (opération type en Val-de-Marne)
- Fig. 13 - Simulation du front chimique dans le réservoir du Néocomien sous l'effet d'une injection continue de 20m³/h d'eau géothermale (opération type en Val-de-Marne)
- Fig. 14 - Caractérisation isotopique des saumures associées aux champs pétrolifères du bassin de Paris (d'après Fontes et Matray, 1993)

TABLEAUX

- Tabl. 1 - Principaux textes réglementaires

Introduction

Le groupe de travail du Comité de bassin Seine-Normandie chargé des études sur l'Albien et le Néocomien a élaboré en 1999 un cahier des charges pour l'inventaire et l'évaluation des risques dus aux forages profonds.

L'étude est réalisée dans le cadre de la convention n° 0099011 « **Inventaire et évaluation des risques dus aux forages profonds pour les nappes de l'Albien et du Néocomien, sur le bassin Seine-Normandie** » entre l'Agence de l'Eau Seine-Normandie et le BRGM avec un financement pris en charge par l'Agence et par le BRGM dans le cadre de ses crédits de Service Public.

L'objectif global de l'étude est d'évaluer les facteurs de risque générés par les forages profonds sur la qualité des aquifères, d'en déduire des zones d'aléas de pollution et d'établir des propositions pour protéger ces aquifères. Les aquifères concernés sont l'Albien et le Néocomien sur l'ensemble du bassin Seine-Normandie et les aquifères du Tertiaire et de la craie en Ile-de-France.

Une étude bibliographique a été demandée pour définir les méthodes de suivi des risques engendrés par les forages en cas de fuite, en surface et en profondeur. C'est l'objet du présent rapport.

1. Risques de pollution des nappes d'eau souterraines par les forages profonds

Du point de vue de la protection des aquifères, et notamment ceux de l'Albien et du Néocomien du bassin de Paris, les forages profonds qui recoupent ces aquifères représentent un danger de pollution potentielle. Quel que soit l'objectif de ces forages, la règle principale consiste à empêcher les fluides contenus dans les différents niveaux géologiques de se mélanger. Un soin tout particulier doit donc être apporté aux différentes opérations de forage et principalement lors de la mise en place des cuvelages¹ et de leurs cimentations à l'extrados, éléments déterminants pour l'isolation des aquifères et la protection des ressources en eau souterraine.

Le principal facteur favorisant la migration des fluides d'un niveau vers un autre reste la différence de pression - naturelle ou provoquée- entre ces différents milieux. Lorsque des réservoirs (d'eau douce, de saumure, d'hydrocarbures) se superposent et qu'ils sont à des pressions différentes il y a toujours une possibilité d'interférences entre eux. Pour empêcher le transfert accidentel d'un fluide vers un autre horizon perméable il faut apporter la plus grande attention à la préparation puis à l'exécution des travaux de forage. L'isolation des différentes couches géologiques est assurée après chaque phase de forage par la mise en place d'un cuvelage cimenté à l'extrados. La qualité de la cimentation de l'annulaire (cuvelage-terrain) peut être contrôlée par des mesures géophysiques (diagraphies) spécifiques : thermométrie, CBL-VDL, CET, USIT, ... (cf chapitre 3.3).

Dès la conception de l'ouvrage le programme technique doit prendre en compte la traversée des horizons aquifères pour empêcher toute communication entre ces différents réservoirs en choisissant judicieusement les diamètres de forage successifs, les caractéristiques des cuvelages (diamètre, masse nominale, nuance d'acier, type de filetage,...) et les spécifications des laitiers de ciment utilisés pour fixer le cuvelage au terrain et interdire toutes migrations de fluides entre les réservoirs par l'intermédiaire des annulaires.

Pendant l'exploitation, les cuvelages en acier sont soumis aux effets de la corrosion qui peut se développer à l'intérieur comme à l'extérieur des tubes d'acier. Les phénomènes de corrosion peuvent avoir plusieurs origines (géochimique, bactérienne, galvanique, électrochimique...) et occasionner des perforations mettant en communication l'intérieur de l'ouvrage avec les formations géologiques environnantes.

Dans le bassin de Paris la corrosion est favorisée par la présence d'eau salée dans les niveaux du Trias (exploités pour les hydrocarbures) et du Dogger (eau géothermale et hydrocarbures). Les processus de corrosion doivent donc être particulièrement surveillés et étudiés pour éviter que des ébauches de perforation ne deviennent des orifices permettant des écoulements accidentels vers des formations géologiques perméables.

¹ Tube ou ensemble de tubes d'acier que l'on descend dans les puits pour en consolider les parois.

Si l'expérience acquise montre que l'on peut prévoir la progression de la corrosion géochimique et la contrôler en utilisant des inhibiteurs appropriés (chimiques ou bactéricides) permettant de la freiner, il est impossible d'en supprimer complètement les effets.

2. Typologie des risques

Dans la zone géographique du bassin Seine-Normandie, on trouve les types d'ouvrages suivants :

- des forages d'eau dits "profonds" pour l'exploitation d'eau potable et d'eau industrielle (Albien et Néocomien par exemple), qui atteignent des profondeurs de l'ordre de 600 à 1000 m dans le centre du bassin.
- des forages de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures (entre 600 et 3500 m)
- des forages géothermiques exploitant les eaux chaudes (55 à 85°) du Dogger (entre 1500 et 2000 m)
- des forages pour le stockage de gaz.

2.1. FORAGES GEOTHERMIQUES

Ces ouvrages captent les eaux chaudes de l'aquifère calcaire du Dogger (55° à 85 °C), corrosives car chargées en sels (6.5 à 35 g/litre en moyenne), en gaz dissous (H₂S, CO₂) et en sulfures. Cet aquifère est généralement artésien. Ces eaux salées et sous pression doivent donc être impérativement et correctement isolées des nappes destinées à l'alimentation humaine (Albien-Néocomien en particulier).

Les caractéristiques principales qui confèrent à l'eau géothermale du Dogger son fort pouvoir de corrosion sont :

- Un pH compris entre 6.1 et 6.5,
- Une température comprise entre 50 et 85°,
- un milieu réducteur,
- la présence d'une microflore bactérienne de type sulfato-réductrice sur les cuvelages et dans les réservoirs,
- la teneur en sels dissous entre 6 et 35 g/l dont une grande partie sous forme d'ions [H₂S, HS⁻],[SO₄⁻], chlorures (3 à 20 g/l), [CO₂ / HCO₃].

Les risques sont liés à :

- une connexion via les annulaires entre les niveaux producteurs de fluides géothermaux et les niveaux aquifères sus-jacents quand ces derniers sont à plus faible pression,
- des perforations (cf. figure 1) dues aux caractéristiques physico-chimiques du fluide exploité à fort débit (150 à 450 m³/h) ; les eaux chaudes du Dogger riches en sels et en gaz dissous sont corrosives et dégradent rapidement les colonnes de cuvelage en acier (perte d'épaisseur des tubes, dépôts de sulfures de fer),
- des perforations dues aux équipements de pompage ancrés mécaniquement dans les chambres de pompage
- des perforations dues aux opérations de maintenance ou de « work over ».

2.2. FORAGES PETROLIERS

Ils exploitent les réservoirs d'hydrocarbures du Trias, du Dogger, et du Crétacé inférieur et traversent donc les aquifères de l'Albien, du Néocomien et du Tertiaire. Les réservoirs producteurs d'hydrocarbures renferment aussi des saumures associées.

Les risques sont liés à :

- une connexion via les annulaires entre les niveaux producteurs d'hydrocarbures et les saumures associées et les niveaux aquifères sus-jacents quand ces derniers sont à plus faible pression,
- un épanchement accidentel d'hydrocarbures par des perforations des cuvelages ou/et des tubings² dues aux effets de la corrosion,
- la migration d'hydrocarbures gazeux occasionné par la détérioration des cimentations des cuvelages (ce cas est à priori assez rare car il faut que la pression au niveau du réservoir soit très basse pour que le brut dégaze)

2.3. SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ

Gaz de France utilise pour le stockage de gaz naturel (méthane) différents types de réservoirs géologiques :

1. La première technique consiste à piéger le gaz au sein d'une nappe aquifère dans une structure géologique appropriée (couverture imperméable et structure en forme de piège pour assurer un confinement latéral).
2. La seconde consiste à stocker le gaz dans une cavité souterraine formée par l'exploitation par dissolution d'évaporites (dômes de sel) .
3. la troisième utilise des gisements d'hydrocarbures déplétés
4. La quatrième méthode consiste à utiliser des cavités minées, comme à Gargenville ; ces stockages, en raison de leur faible profondeur, ne présentent pas de risques pour les aquifères profonds et ne sont pas examinés dans le cadre de cette étude.

Dans le bassin de Paris, on ne recense que des stockages de type 1 ou 3 .Les aquifères utilisés pour le stockage de gaz sont situés dans les sables du Néocomien, dans les calcaires du Rauracien-Séquanien, ou localement dans le Purbékien. Le gaz est comprimé et injecté à l'état gazeux dans le réservoir et déstocké par soutirage sous l'effet de sa propre pression et de l'aquifère de stockage. Les mêmes puits sont utilisés pour les opérations d'injection et de soutirage. Le contrôle de ces installations comprend des piézomètres en périphérie et au-dessus du stockage pour surveiller les éventuelles fuites de gaz et les caractéristiques des aquifères concernés.

Les risques sont liés à :

1. une migration (via les formations géologiques) d'hydrocarbures gazeux dans les couches surmontant les réservoirs de stockage,
2. une migration de ces gaz derrière le cuvelage en raison d'une mauvaise cimentation des annulaires ou d'une dégradation de la cimentation avec le temps ,
3. une pollution potentielle par les produits issus des systèmes de compression du gaz,

² Colonne d'acier utilisée pour l'équipement d'un puits producteur et servant à acheminer les fluides exploités.

4. la dégradation des tubes acier par corrosion.

2.4. FORAGES D'EAU

Dans le bassin de Paris les forages d'eau exploitent soit à faible profondeur les nappes du Tertiaire, ou de la craie, soit en profondeur (300 à 1000 m) les aquifères de l'Albien et /ou du Néocomien.

Les risques sont liés à :

- la mise en communication de nappes aquifères de qualité et/ou de pression différentes,
- en surface, l'infiltration de substances polluantes vers l'aquifère par l'intermédiaire des annulaires ou du forage lui-même,
- la perforation du cuvelage due aux effets de la corrosion sur les cuvelages ou les équipements d'exhaure
- le développement de bactéries sulfato-réductrices ou pathogènes au niveau du massif filtrant et/ou des crépines.

3. Techniques utilisées lors de la construction des ouvrages.

Pour tout forage profond, une des mesures élémentaires consiste à appliquer les "règles de l'art" en matière de conception et d'équipement :

- programme de forage détaillé (longueur et diamètre de chaque phase),
- programmes de cuvelage et de cimentation,
- programmes « boue »,
- programme de diagraphies,
- programme de complétion³ et de tests.

Les différentes techniques de forage peuvent être caractérisées par :

- le type d'outil qui découpe la roche : tricône (outil à molettes) ou marteau fond de trou
- la nature du fluide (boue, eau ou air) qui transporte les déblais (cuttings) du fond de trou jusqu'à la surface du sol
- le sens de circulation du fluide : celui-ci est direct lorsque le fluide est injecté à l'intérieur du train de tiges (garniture) et remonte les cuttings par l'espace annulaire entre le forage et la garniture; il est inverse, lorsque le fluide (boue, air ou eau) descend dans ce même espace annulaire et remonte les cuttings par l'intérieur du train de tiges.

Le présent rapport n'ayant pas vocation à être un traité sur les techniques de forage profond, nous renvoyons le lecteur à des ouvrages spécialisés tels que le formulaire du foreur (IFP, 1978). On peut néanmoins signaler que la très grande majorité des forages profonds réalisés sur le bassin Seine-Normandie ont été réalisés par la technique du rotary avec injection de boue.

Les boues de forage ont une importance primordiale :

- élimination des déblais (cuttings)
- contrôle des fluides de formation : la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement
- stabilisation du trou : la boue doit permettre de prévenir le cavage et les resserrements de la paroi du puits
- refroidissement de l'outil et du train de sonde

A l'inverse la boue ne doit pas altérer la perméabilité d'un horizon productif (colmatage).

Ces différentes contraintes ont conduit à une grande diversité de composition. Les boues peuvent être divisées très schématiquement en deux groupes : les boues à eau et les boues à huile. Dans les boues à eau, qui sont les fréquemment utilisées, on retrouve très souvent les trois produits suivants : bentonite, soude et polymères biodégradables. Les boues à huile sont utilisées pour éviter l'hydratation des formations argileuses

³ Ensemble des opérations qui permettent de mettre un puits en production.

gonflantes. Ce sont ces boues, et à un degré moindre les boues aux lignosulfonates, qui présentent les plus grands risques de pollution des formations aquifères.

L'annexe 1 détaille les différents types de boues de forage susceptibles d'être rencontrées.

3.1. ARCHITECTURE DES OUVRAGES

Les forages profonds sont généralement réalisés en 4 phases ; par exemple pour un forage de 2000 m :

1. mise en place d'un cuvelage de surface : forage 17"1/2, cuvelage 13"3/8, (0 à 400 m)
2. mise en place d'un cuvelage intermédiaire : forage 12"1/4, cuvelage 9"5/8, (400 à 1000 m),
3. mise en place d'un cuvelage de production : forage 8"1/2, cuvelage 7", (1000 à 1800 m),
4. foration du réservoir : diamètre 6" à 6"1/4, (1800 à 2000 m) , et mise en place si nécessaire de la complétion.

Pour les forages dirigés, la phase 2 permet d'amorcer puis d'obtenir l'inclinaison et l'azimut requis. Lors de la phase 3 le forage s'effectue en déviation stabilisée (avec éventuellement des corrections d'inclinaison ou d'azimut) jusqu'au toit du réservoir. Les tubes utilisés pour les cuvelages des puits géothermiques sont en acier au carbone de grades les plus faibles généralement de type API - K 55, et les filetages des joints de type VAM ou BUTTRESS.

Pour chaque type de forage (géothermique, pétrolier, stockage de gaz, eau), des exemples d'architecture sont présentés sur les figures 2 à 6.

3.1.1. Les forages géothermiques

Le principe des forages géothermiques repose sur la création de doublets, deux forages déviés étant réalisés sur la même plate-forme. L'un est utilisé pour la production d'eau géothermale et l'autre pour la réinjection après passage dans les échangeurs thermiques. Lors de leur pénétration dans le réservoir ils sont distants de 1000 à 1200 m pour éviter le refroidissement de la ressource captée dans le puits de production.

Dans le bassin parisien, le Dogger est exploité à des profondeurs de l'ordre de 1500 à 2000 m, en trou nu. L'eau géothermale, généralement artésienne, est exploitée à des températures de l'ordre de 55 à 75°C par pompage dans un puits de production, traverse un échangeur de chaleur, avant d'être réinjectée dans le puits d'injection à une température avoisinant 35°C. Les pompes immergées sont installées à plus de 200 mètres de profondeur pour obtenir les débits nécessaires à l'alimentation de la centrale géothermique et pour maintenir le fluide à une pression suffisante (supérieure au « point de bulle ») pour éviter la précipitation des sels dissous et le dégazage de l'hydrogène sulfuré (H₂S). L'eau géothermale est réinjectée sous pression dans le réservoir du Dogger à l'aide de pompes.

Depuis la création des premiers ouvrages géothermiques dans le bassin de Paris (1962 à Carrières sur Seine par ELF, premier doublet exploité : Melun l'Almont 1968-1969), le schéma de réalisation a peu varié. Le réservoir est foré soit en 6" (ou 6"1/8 ou 6"1/4), soit en 8"1/2 (figure 2).

Un tube guide (30") est mis en place sur une vingtaine de mètres (généralement par l'entreprise chargée du génie civil de la plate forme) pour maintenir les terrains superficiels.

Le Tertiaire et le sommet du Sénonien sont généralement forés en diamètre 17"1/2 puis élargi en 22 ou 26" jusqu'à 140 mètres environ ; un cuvelage 18"5/8 est ensuite descendu et cimenté à l'extrados à l'encaissant. Le forage se poursuit verticalement en diamètre 17"1/2 jusqu'à environ 450 mètres (base du Sénonien) avant d'être tubé en 13"3/8. La partie suivante de l'ouvrage est réalisée en diamètre 12"1/4 verticalement sur une vingtaine de mètres puis l'amorce de la déviation et la montée en angle s'effectuent avec un moteur de fond et un raccord coudé jusqu'au mur du Néocomien. Lorsque l'inclinaison choisie a été atteinte (30 à 50°) la foration est stabilisée et poursuivie en rotary jusqu'au toit du réservoir. Cette phase s'achève avec la mise en place d'un cuvelage 9"5/8 cimenté sur toute sa hauteur. Selon les maîtres d'ouvrage, et les débits d'exploitation envisagés cette phase 12"1/4 peut être arrêtée dans le Purbéckien après la traversée des aquifères de l'Albien et du Néocomien (soit vers 900 à 1050 m en longueur déviée) et le cuvelage 9"5/8 joue alors le rôle de cuvelage intermédiaire. Dans le premier cas le cuvelage 9"5/8 sert de cuvelage de production et le réservoir est foré et mis en exploitation en diamètre 8"1/2. Dans le deuxième cas l'ouvrage est poursuivi en diamètre 8"1/2 en déviation stabilisée jusqu'au toit du réservoir, puis tubé en 7", enfin le réservoir est foré généralement en diamètre 6" (ou 6"1/4). Le cuvelage de production est cimenté sur toute sa hauteur en utilisant la technique des cimentations étagées. Le réservoir est ensuite mis en production et testé.

L'architecture des puits de production diffère de ceux utilisés pour la réinjection car il est indispensable de dégager une chambre de pompage de diamètre suffisant pour pouvoir y installer généralement un groupe moto-pompe électrique immergé et les équipements d'exhaure. Cette chambre de pompage est tubée en 13"3/8 et le sommet des cuvelages 9"5/8 et 7" est situé respectivement vers 400 et 450 mètres de profondeur. Pour les puits de réinjection, tous les cuvelages viennent généralement jusqu'en surface.

3.1.2. Les forages d'hydrocarbures

Lorsque l'horizon productif a été testé positivement et diagraphié pour définir les caractéristiques pétrographiques et hydrodynamiques des roches réservoir, le dernier cuvelage est descendu jusqu'au fond du puits au droit de la zone productive puis cimenté sur toute sa hauteur de façon à éviter toutes migrations de fluide par l'annulaire. Les horizons producteurs sont ensuite définis et positionnés avec précision avant d'effectuer les perforations qui permettront aux hydrocarbures de pénétrer dans l'ouvrage.

Une colonne de complétion est généralement mise en place dans le puits. Elle comprend des tubes pleins, des tubes crépinés (si le réservoir est une formation argilo-sableuse), un système de pompage et une colonne de tubings de production fixée au cuvelage de production par un système d'ancrage (hydraulique ou mécanique) comprenant une garniture d'étanchéité en caoutchouc, placée au-dessus du niveau producteur, qui empêche les hydrocarbures de remonter dans l'annulaire « cuvelage-tubing ». Les perforations sont effectuées à l'aide d'un outil spécial appelé « canon » descendu au câble, les charges creuses explosives (en moyenne 13 trous au mètre) peuvent pénétrer sur une dizaine de centimètres après avoir traversé le tube acier et le ciment. On peut installer plusieurs colonnes de production dans un même puits pour exploiter différents horizons. Divers types d'unité de pompage peuvent être utilisés: pompes à balancier, pompes électriques,....

La productivité du réservoir peut être améliorée par stimulation chimique ou physique. Une fracturation hydraulique du réservoir réalisée aux abords du puits par injection sous pression de fluides inertes et de sable calibré peut considérablement augmenter le rendement d'un puits.

Afin d'extraire une plus grande quantité d'hydrocarbures d'un gisement il est parfois nécessaire d'injecter de l'eau dans la partie inférieure du réservoir pour augmenter le taux de récupération d'hydrocarbures.

On peut donc distinguer les forages d'exploitation, qui permettent l'extraction de l'huile, généralement par pompage dans le Bassin parisien, et les forages d'injection qui permettent d'améliorer la production. Du point de vue architectural, ces deux types de forages se ressemblent mais les équipements de complétion diffèrent (figure 3 et 4).

Dans les puits de **production**, les hydrocarbures pénètrent dans la chambre de pompage par des perforations effectuées à travers le cuvelage de production. Les hydrocarbures sont la plupart du temps associés à des eaux salées (65 % en moyenne) qui proviennent de la formation pétrolière. Le mélange huile - eau salée (et gaz dans certains cas) se trouve dans le cuvelage jusqu'au niveau du système d'aspiration de la pompe, puis remonte jusqu'en surface par l'intermédiaire de la colonne de tubing. Entre l'aspiration de la pompe et le niveau dynamique des hydrocarbures une couche d'huile immobile et des gaz peuvent favoriser le développement de la corrosion.

Dans les puits **d'injection**, le fluide n'est jamais en contact avec le cuvelage car il est injecté par l'intermédiaire d'une colonne de tubing placée spécialement dans l'ouvrage. L'annulaire cuvelage - tubing est souvent rempli d'un fluide inerte ou d'inhibiteurs de corrosion et de bactéricides. Au niveau du toit de la chambre d'injection un packer interdit toute communication entre celle-ci et l'intérieur du cuvelage.

3.1.3. Les forages de stockage de gaz

La conception et la réalisation d'un ouvrage de stockage de gaz sont comparables à celles d'un puits d'injection pétrolier. Le cuvelage est cimenté sur toute la hauteur des terrains encaissants, et l'équipement de complétion est descendu à l'intérieur (figure 5).

Cet équipement est constitué d'une colonne de tubings servant alternativement à l'injection et au soutirage du gaz et d'un packer ancré au cuvelage de production permettant d'isoler la formation réservoir de l'annulaire du cuvelage.

3.1.4. Les forages d'eau

La mise en production des aquifères profonds comme ceux de l'Albien et du Néocomien du Bassin parisien, nécessite le forage de puits pouvant atteindre des profondeurs de 1000 mètres. Ils sont réalisés comme des forages pétroliers en utilisant plusieurs diamètres de foration (figure 6). Le cuvelage intermédiaire est utilisé pour la production.

Le réservoir est généralement foré en 8''1/2 puis élargi (12 ou 15'') pour permettre la mise en place du massif de gravier calibré derrière les crépines. L'ouverture des crépines et la granulométrie du massif filtrant dépendent très étroitement de la granulométrie de l'aquifère sableux. Le pied de la colonne de captage est souvent constitué de quelques tubes pleins. Les cuvelages des puits profonds de gros diamètre utilisés pour la production d'eau potable sont le plus souvent réalisés en acier (exceptionnellement en acier inoxydable). La colonne de captage est souvent suspendue pour éviter son écrasement sous son propre poids avant l'installation du massif filtrant. Un outil spécial, le « cross over », est ajouté à l'outil de pose pour permettre la mise en place du massif de gravier par circulation à l'extérieur des crépines, le retour se fait par le tube de lavage.

3.2. LES OPERATIONS DE CIMENTATION

Sous le terme «cimentation», on regroupe trois types d'opération :

1. la cimentation des annulaires pour fixer les cuvelages
2. le squeeze
3. la pose de bouchons de ciment

Ces trois techniques sont utilisées lors de la construction de l'ouvrage, lors d'opérations spéciales ou lors de la fermeture définitive du puits. L'annexe 2 présente les règles générales de la cimentation.

La **cimentation des annulaires** après la descente des cuvelages est destinée à :

- fixer le cuvelage dans le puits
- empêcher toute migration de fluide (eau, huile, gaz,) d'une formation vers une autre
- éliminer le contact des fluides de la zone productive avec toutes formations instables ou solubles
- protéger le cuvelage de l'action corrosive de certaines eaux
- empêcher toute contamination des nappes d'eau potable sus-jacentes

Une cimentation de « **squeeze** » est une opération au cours de laquelle un laitier de ciment est forcé sous pression à un endroit déterminé dans la formation ou derrière une colonne de cuvelage avec comme but :

- de compléter ou d'améliorer une cimentation primaire défectueuse
- d'étanchéifier un cuvelage détérioré
- de fermer des perforations pour empêcher par exemple du gaz ou de l'eau d'envahir une zone à huile.
- de fermer une zone aquifère ou toute autre zone contenant un fluide que l'on veut isoler du reste du forage.

La pose des **bouchons de ciment** permet de :

- fermer définitivement un puits que l'on abandonne en obstruant le cuvelage et la chambre de production en remplissant soit sur une hauteur suffisante la base et le sommet de la colonne de cuvelage soit la totalité de l'ouvrage.
- obturer pendant les phases de forage des formations fissurées, ou/et perméables par lesquelles s'échappe la boue de forage (pertes partielles ou totales)
- créer une assise pour placer un sifflet déviateur destiné soit à amorcer une déviation, soit à rectifier l'angle et l'orientation d'une déviation dirigée, soit à contourner un obstacle (cette technique n'est plus utilisée aujourd'hui pour amorcer une déviation, celle-ci se faisant directement au moteur de fond)
- fermer une zone productrice déplétée (c'est à dire où l'exploitation est terminée) avant de mettre en production un niveau supérieur.
- Fermer une zone produite envahie par la remontée d'eau du gisement

La règle générale sera toujours d'assurer une isolation la plus complète possible entre les différentes formations géologiques, et spécialement entre les aquifères.

Il faut insister sur le fait qu'une mauvaise cimentation de cuvelage peut entraîner :

- une mauvaise adhérence du ciment à la paroi du trou ou du cuvelage par suite de la présence de « mud cake » (bouchon de boue) ou de boue gelée.
- un remplissage irrégulier et incomplet de l'annulaire par le laitier qui chemine dans la boue de forage sans l'évacuer complètement (« channeling »)
- un remplissage insuffisant de l'espace annulaire suite à une mauvaise estimation des volumes de laitier fabriqués (caves importantes, zones de pertes) ou des erreurs dans le temps de déplacement.

Le succès d'une cimentation de cuvelage dépend :

- de la préparation du trou avant la cimentation
- du choix des équipements de la colonne et de leur position
- de la sélection du ciment et des additifs aux conditions du puits
- du mixage et du pompage du laitier (volumes fabriqués, régime d'écoulement)
- du déplacement du laitier lors de sa mise en place dans l'annulaire en évitant toute contamination par la boue de forage
- de l'attente de prise (durcissement)

3.2.1. Cimentation d'un forage d'eau

Le principe fondamental consiste à ne capter qu'un seul aquifère. Si les cuvelages ne sont pas toujours cimentés sur toute leur hauteur, toutes les nappes non captées doivent être isolées de l'aquifère exploité.

Le cuvelage de surface doit toujours être cimenté sur une hauteur suffisante pour représenter une protection efficace contre les produits polluants pouvant s'infiltrer à partir de la surface.

La colonne de production doit être mise en place au toit de la formation aquifère exploitée. Enfin la colonne de captage sera installée devant la zone aquifère après cimentation de ce cuvelage de production, et le massif filtrant placé à la périphérie des crépines.

3.2.2. Cimentation des forages géothermiques

Les cuvelages doivent toujours être cimentés sur toute leur hauteur pour éviter les phénomènes d'allongement (ou de rétreint) des tubes acier sous l'effet de la température (dilatation de l'acier). Lorsque deux colonnes se recouvrent l'entrefer est lui aussi cimenté. Cette cimentation devra assurer les fonctions suivantes :

la tenue mécanique du cuvelage pour éviter tous les phénomènes d'allongement (ou de rétreint) des tubes acier sous l'effet des variations de température. En géothermie ces phénomènes peuvent entraîner des déboitements de tubes, le descellement des cuvelages et la micro fracturation du ciment dans les annulaires occasionnant une perte d'étanchéité et donc des migrations potentielles accidentelles de fluide et le développement des phénomènes de corrosion à l'extérieur des tubes (en particulier en fond de cave à proximité de la surface).

la tenue du cuvelage aux formations encaissantes et l'isolation de tous les aquifères traversés pour éviter le transfert du fluide géothermal vers d'autres nappes exploitées.

éviter les phénomènes de corrosion par l'extérieur des tubes.

Afin d'obtenir une cimentation complète de l'annulaire, la cimentation du cuvelage de production est réalisée en plusieurs étages⁴ (généralement 3 étages).. Cette colonne, dont le sabot est placé au toit du réservoir, est alors équipée de 2 anneaux de cimentation étagée (stage collar cementing) appelés couramment DV (differential valve). La technique consiste à remplir en plusieurs fois l'annulaire pour limiter les risques de fracturation des terrains sous l'effet de la pression hydraulique exercée par la colonne de laitier.

Dans le bassin de Paris, pour un puits de réinjection équipé d'un cuvelage de production 7" , le premier étage cimente le cuvelage depuis le sabot jusqu'au toit du Séquanien

⁴ Les cimentations à plusieurs étages sont nécessaires dans le contexte des horizons du bassin parisien, mais ce n'est pas une généralité.

(fragilité des couches du Rauracien-Séquanien) soit environ de 1800 à 1200 m (dévié), le second de la base du Kimméridgien jusqu'à pénétrer dans l'entrefer 7" - 9"5/8 (1200 à 850 m dévié), et le troisième de 850 m jusqu'à la surface. Après le reforage de chaque DV l'étanchéité du cuvelage doit être vérifiée. Pour les puits de production la deuxième DV du cuvelage intermédiaire (9"5/8) est placée vers 450 m de profondeur, elle permet de circuler avec de la boue l'excès de laitier présent dans l'entrefer 9"5/8 - 13"3/8 entre 450 m et la surface puis de couper et de retirer la partie supérieure du cuvelage 9"5/8 pour libérer la chambre de pompage 13"3/8.

Les cimentations des cuvelages sont contrôlées par l'enregistrement de diagraphies CBL-VDL ou CET .

3.2.3. Cimentation des forages pétroliers

En forage pétrolier, les cuvelages intermédiaires ne sont pas toujours cimentés aux terrains encaissants sur toute leur hauteur mais l'étanchéité des annulaires d'entrefer est toujours contrôlée et la technique de la cimentation étagée utilisée dès que des longueurs importantes de cuvelage sont descendues au droit de formations de faible tenue mécanique. Les opérations de cimentation sont toujours contrôlées par l'enregistrement de diagraphies spécifiques (CBL -VDL, CET , USIT , ...).

Des laitiers de ciment spéciaux ont été élaborés pour permettre d'améliorer la qualité et la résistance mécanique des cimentations avec le temps.

3.2.4. Cimentation des forages de stockage de gaz

Ces ouvrages sont généralement construits sur le même schéma que les puits pétroliers. Les cuvelages successifs sont généralement cimentés sur toute leur hauteur jusqu'au fond du puits, en utilisant si nécessaire des cimentations étagées et généralement des laitiers de ciment très élaborés pour assurer un parfait scellement du cuvelage au terrain et éviter toute migration du gaz stocké vers d'autres horizons géologiques ; des additifs spécifiques ajoutés au laitier de ciment ont été conçus pour assurer une étanchéité parfaite des annulaires de ce type de puits.

3.3. LES CONTROLES

3.3.1. Rappel sur les diagraphies

On appelle « diagraphie » tout enregistrement continu (en fonction de la profondeur) d'une caractéristique du sous-sol qui peut provenir soit des formations géologiques traversées par le forage soit des matériaux de forage utilisés.

Développée par les Pétroliers (1926 - frères SCHLUMBERGER) pour la recherche d'hydrocarbures elles sont aussi utilisées pour la reconnaissance des aquifères profonds.

Les diagraphies ont pour objectif :

- l'exploration géologique du sous-sol et la reconnaissance des fluides de formation,
- la détermination de la productivité des roches réservoirs,
- le contrôle du trou de forage et de son équipement,
- le contrôle de l'état du cuvelage du puits au cours de l'exploitation de la ressource,
- l'étude thermique du sous-sol (géothermie),

Les principales caractéristiques enregistrées sont :

- la polarisation spontanée (P.S.).
- la résistivité des formations traversées et celle des liquides interstitiels (les roches sont généralement des isolants électriques mais les interstices sont souvent remplis d'eau - comportant des ions- qui confère à la roche une conductivité électrolytique). Différents dispositifs comportant une ou plusieurs électrodes plus ou moins espacées sont utilisés pour mesurer la résistivité apparente des terrains qui correspond à la résistivité propre à la roche mais surtout à la résistivité des liquides contenus dans les pores).
- la radioactivité naturelle,
- la vitesse de propagation des ondes acoustiques,
- la densité et la porosité des terrains,
- la température,
- le pendage des couches.

Tous ces paramètres permettent d'avoir une bonne idée de la nature pétrographique et sédimentologique des terrains ainsi que des caractéristiques hydrogéologiques et hydrochimiques des fluides interstitiels.

3.3.2. Matériel mis en œuvre

Le matériel mis en œuvre pour les opérations de diagrapies comprend :

- des sondes équipées généralement d'un récepteur ou d'un ensemble émetteur/récepteur,
- un câble porteur (armature) et conducteur (un ou plusieurs câbles par où circulent les informations enregistrées),
- un treuil placé dans un véhicule et un système de mesure de la profondeur,
- des enregistreurs et panneaux de contrôle (visualisation, enregistrement et mémorisation des mesures),
- un générateur de courant.

3.3.3 Types de diagrapies

En fonction de leurs objectifs les diagrapies peuvent être classées en quatre familles :

- diagrapies géologiques : électriques, électromagnétiques, soniques, nucléaires...
- diagrapies de forage : diamètres, contrôle de cimentation, trajectométrie...
- diagrapies thermiques

- diagraphies diverses : débitmétrie, enregistreurs de pression, caméra...

3.3.3.1. Diagraphies géologiques

Elles permettent :

de corréliser les forages entre eux en faisant ressortir des contrastes lithologiques,
de déterminer des limites lithologiques utiles à l'établissement de la coupe géologique des terrains traversés mais aussi pour déterminer les cotes des sabots ou des équipements de cuvelage,
de caractériser les formations géologiques grâce à l'interprétation de plusieurs diagraphies combinées qui montrent la présence ou non d'éléments argileux, le type de fluide interstitiel, la porosité et la densité de la roche,
de caractériser les fluides rencontrés : différenciation eau, saumure, huile, gaz...,
des études structurales des formations traversées (pendage des couches, fracturation...),

Ces diagraphies enregistrées dans tous les forages d'exploration pétrolière sont actuellement utilisées couramment dans les forages exécutés pour l'exploitation d'aquifères profonds et permettent de caractériser et d'identifier dans les réservoirs les niveaux productifs.

3.3.3.2. Diagraphies de forage

Ces diagraphies concernent la réalisation de l'ouvrage et ont un rôle primordial pour la mise en place des cuvelages et le contrôle de la bonne étanchéité du cuvelage et des annulaires.

3.3.3.2.1. Diamètreur

Exécuté après chaque phase de forage, cette diagraphie (associée à un Gamma Ray) permet de mesurer en continu le diamètre du trou et donc :

de connaître le volume de laitier de ciment à fabriquer pour sceller correctement le cuvelage au terrain,
de déceler les niveaux qui pourraient poser des problèmes lors de la descente du cuvelage (corniches, étranglements, caves, fractures...)

Le diamètreur est souvent associé à des diagraphies géologiques car il permet des corrections lorsque le trou est mal calibré et que la présence de boue de forage dans les « caves » influence les mesures.

3.3.3.2.2. Contrôle de la cimentation des annulaires

En forage profond, le contrôle de la cimentation de l'annulaire derrière une colonne de cuvelage est essentiel. Une mauvaise cimentation peut avoir des conséquences catastrophiques pendant l'exécution des travaux mais aussi lors de la mise en production et de l'exploitation des puits

a) Thermométrie

Le principe se base sur la réaction exothermique qui se produit lors de la prise du laitier de ciment. Cette diagraphie doit être enregistrée entre 10 et 24 heures après l'injection du laitier. Enregistrée à la descente de la sonde cette diagraphie permet de localiser le sommet de l'annulaire cimenté qui apparaît par un décrochement brutal de la courbe de température. Cette diagraphie a été souvent enregistrée pour des raisons financières (prix relativement faible), bien que ne fournissant aucune information sur la qualité de la cimentation.

b) Diagraphies de cimentation

Des outils acoustiques permettent de mesurer la qualité de la cimentation derrière un cuvelage : CBL-VDL, CET, USIT. Le CBL est un log sonique tandis que le CET et le USIT sont ultrasoniques. La fréquence du CBL est 20 KHz, celle du CET va de 270 à 650 KHz.

La diagraphie d'adhésivité du ciment (CBL - Cement Bond Log) associée à la diagraphie de densité variable (VDL - Variable Density Log) constitue depuis de nombreuses années la méthode la plus utilisée pour connaître la hauteur de remplissage du ciment dans l'annulaire et la liaison cuvelage-terrain par le ciment.

Le CBL et le VDL sont complémentaires et sont enregistrées simultanément avec un Gamma Ray et un CCL (Casing Collar Locator) pour permettre les corrélations en profondeur et localiser les joints des tubes. Le CBL utilise des ultrasons à très haute fréquence et mesure l'atténuation du spectre sonore dans le tube acier et le ciment. L'énergie acoustique (émise périodiquement par un émetteur), qui voyage le long du cuvelage et la première à parvenir à deux récepteurs situés à 3 pieds (environ 9,8 cm) et à 5 pieds (16,4 cm) au-dessus de l'émetteur. Le principe consiste à faire résonner le cuvelage dans son épaisseur lorsqu'il est soumis à une impulsion acoustique : si l'adhérence est bonne on détecte un amortissement rapide de la résonance ; si le cuvelage est en contact avec de la boue l'atténuation est négligeable et l'amplitude maximale.

L'interprétation de cet enregistrement est aisée lorsque le cuvelage est bien cimenté mais pose des problèmes lorsque l'épaisseur du ciment est insuffisante (inférieure à 1,9 cm) et que la prise du ciment est incomplète (contamination par la boue résiduelle, contact formation - ciment endommagé). Cette interprétation est aussi difficile ou impossible lorsque la première onde acoustique s'est propagée à travers la formation et non dans le cuvelage (vitesse du son dans le terrain supérieure à la vitesse du son dans l'acier) ou lorsqu'il existe un micro-annulaire ou que la liaison cuvelage-ciment s'est détériorée (CBL pessimiste dans ces deux cas) ;

Le VDL est une représentation qualitative de l'ensemble du train d'ondes acoustiques atteignant le récepteur situé à 5 pieds (16,4 cm) de l'émetteur. La représentation est d'autant plus foncée que l'amplitude de l'onde positive est plus grande ; la partie négative du signal est représentée en blanc. L'espacement de 5 pieds permet une meilleure séparation des différents types d'ondes qui se propagent le long du cuvelage

ainsi qu'à travers le ciment et le terrain avant d'atteindre le récepteur. Le contraste de la trace donne une indication qualitative de l'amplitude de l'onde et aide à l'interprétation du CBL

Le **CET** (Cement Evaluation Tool), outil mis au point par SCHLUMBERGER, permet une meilleure évaluation de la qualité de la cimentation de l'annulaire à la périphérie des tubes car la sonde est équipée de 8 émetteurs-récepteurs (« transducteurs ») ultrasoniques placés à 45° d'intervalle qui permettent d'examiner 8 sections angulaires réduites alors que le C.B.L. ne donne qu'une seule valeur.

Le principe consiste en l'émission par les « transducteurs » d'ondes acoustiques qui voyagent dans la boue puis se réfléchissent sur le cuvelage avant d'être captés par les récepteurs. L'énergie renvoyée au récepteur par le cuvelage dépend de l'impédance acoustique de la boue de forage, du tube acier et du ciment situé dans le secteur de l'annulaire investigué par le « transducteur ».

L'outil mesure le taux d'affaiblissement de l'énergie acoustique : plus l'adhérence cuvelage-ciment et ciment-terrain est forte, plus l'amortissement de la résonance est élevé. L'épaisseur, l'état de surface et la géométrie interne du cuvelage peuvent être déterminés.

L'**USIT** (Ultra Sonic Imaging Tool) fonctionne selon la technologie ultrasonique déjà utilisée par le CET mais les 8 « transducteurs » sont remplacés par 1 « transducteur » fixé sur un axe et tournant à la vitesse de 7 tours par seconde.

A chaque révolution, 36 ou 72 points de mesure sont enregistrés en fonction de la résolution circonférentielle choisie.

Comme le CET, il peut détecter les phénomènes de « channeling » (remplissage incomplet du ciment à la périphérie des tubes) et les cimentations de mauvaise qualité (pollution par la boue...). Les effets dus aux micro-annulaires sont minimisés. L'USIT mesure l'impédance acoustique du milieu situé derrière le cuvelage et donne une image haute résolution en fonction de l'impédance acoustique du ciment. Comme le CET, il est utilisé pour caractériser l'épaisseur des tubes et évaluer les phénomènes de corrosion tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du cuvelage.

3.3.3.3. Diagaphies contrôlant la corrosion.

Il existe trois grandes catégories :

- les outils mécaniques : diamètreur, MFC, TGS, CIT
- les outils acoustiques : CET, BHTV, USIT
- les outils électromagnétiques : ETT, Magnelog, METT, Vertilog, PAT

3.3.3.3.1 Les outils mécaniques

Ce sont des outils qui, à l'aide de doigts appliqués à l'intérieur des cuvelages par des ressorts, permettent d'apprécier la géométrie interne des parois, diamètre intérieur et variation de celui-ci (figure 7). En effet, tout défaut de la paroi provoque un déplacement d'un ou des doigts.

Avec les **diamètres**, les informations sont enregistrées dans le puits au niveau de l'outil et le dépouillement ne peut se faire qu'en temps différé après remontée et ouverture de l'outil.

Ces outils furent les premiers disponibles. Les modèles les plus rudimentaires du type OTIS ou KINLEY sont conçus pour une utilisation au câble lisse. Suivant les diamètres, la mesure est effectuée par le contact de 15 à 25 palpeurs. L'enregistrement se fait de façon mécanique sur un chart ou cylindre revêtu. Le caliper OTIS n'enregistre qu'avec un seul palpeur le défaut le plus important. La mesure est très sensible à toute usure des palpeurs (un palpeur usé décale les autres). Ces outils sont également très sensibles à la déviation du puits : une rupture de progressivité dans la déviation d'un puits (dog leg) rend illusoire toute tentative de correction. Le caliper KINLEY effectue un enregistrement où figurent 15 lignes indépendantes réparties sur la périphérie du tube. Les palpeurs étant indépendants, l'usure de l'un d'entre eux n'affecte que la mesure de celui-ci. Les palpeurs sont rétractés lors de la descente de l'outil, une fois libérés, la lecture ne peut se faire que de bas en haut à une vitesse de l'ordre de 25 à 35 m/mn. KINLEY dispose aujourd'hui d'un lecteur d'enregistrement utilisable sur le site. Ces outils sont actuellement utilisés en géothermie haute enthalpie.

Il existe aussi des versions plus modernes de ces appareils dits diamètres électriques. Ce sont, en fait, des diamètres mécaniques dont les informations sont converties en signaux électriques transmis en surface pour acquisition et vision en temps réel. Ces outils sont motorisés afin de pouvoir rétracter les palpeurs, ce qui permet de reprendre les mesures sur une section d'intérêt particulier. Ils sont descendus au câble électrique. La mesure s'effectue par un ensemble de palpeurs répartis sur la circonférence. Ceux-ci sont reliés à des potentiomètres dont la résistance varie proportionnellement au déplacement. L'étalonnage de la mesure électrique permet d'obtenir les valeurs géométriques correspondantes. Ces outils restituent les mesures sous forme de rayons maxima et minima sur des zones d'investigations différentes d'un modèle à l'autre.

Le MFC (Multifinger Caliper) (figure 8) de SCHLUMBERGER donne trois couples de valeurs par section horizontale (une coupe par secteur de 120°) alors que les modèles WESTERN ATLAS, COPGO HUNTING et HALLIBURTON LOGGING SERVICES ne fournissent qu'un couple de valeurs par section horizontale. Les informations autres que les mini et maxi sont perdues puisque non enregistrées.

Les MFC existent en diamètre extérieur de 3''3/8 (36 palpeurs), 5'' (60 palpeurs) et 8''11/16 (72 palpeurs) et couvrent les tubes de dimension nominale 4''1/2 à 13''3/8. Leurs caractéristiques sont les suivantes :

résolution verticale	: 0,2 in (5 mm),
résolution radiale	: 0,01 in (0,25 mm)

Le TGS (Tubing Geometry System) a été développé par la Société SCHLUMBERGER et permet la mesure en continu sur 16 palpeurs qui restituent 16 informations en surface. Jusqu'ici réservé à des cuvelages de diamètres inférieurs ou égaux à 7'', cet outil est aujourd'hui disponible pour les cuvelages 9''5/8 et 13''3/8 équipés de 64 palpeurs, mais qui ne restituent que 16 informations.

L'existence d'un grand nombre de kits d'équipements incluant les palpeurs (il y a 9 kits pour couvrir les diamètres de 2''7/8 à 13''3/8) permet de minimiser la force d'appui des stylets contre la paroi du tube (de l'ordre du daN). Cette faible pression de contact, la forme arrondie des palpeurs, ainsi que leur revêtement téflon en font un outil peu agressif pour les parois.

Compte tenu de la conception de cet outil, l'excentration est mesurée en temps réel et l'enregistrement final peut être corrigé de l'effet de décentrage dû soit à la mauvaise géométrie du tube, soit à une déviation. Cette particularité permet à cet outil de donner des mesures fiables dans les puits déviés de gros diamètres (9''5/8 ou 9''5/8 et au-delà). Ses caractéristiques principales sont les suivantes :

- résolution verticale : 0,2 in (5mm),
- résolution radiale : 0,01 in (0,25 mm),
- vitesse de logging recommandée : 550 m/h

Le CIT (Casing Inspection Tool) de COPGO HUNTING) est composé de 40 à 60 palpeurs (bras) répartis sur la circonférence de l'outil. Le cœur de l'outil est composé de 2 potentiomètres sur lesquels agissent des poussoirs eux-mêmes actionnés par les bras des 2 palpeurs mesurant les rayons extrêmes (un maximum et un minimum). Les valeurs électriques transmises par les potentiomètres sont, après étalonnage, reconverties en rayons et enregistrées par l'équipement de surface sur film et support magnétique.

L'outil est centré dans le cuvelage par deux jeux de six centreurs actionnés électriquement et maintenus par deux puissants ressorts. L'ouverture et la fermeture des palpeurs sont commandées électriquement depuis la surface.

Avant et après descente dans le forage, l'outil est étalonné sur un bol de calibration afin de contrôler la véracité des mesures réalisées.

La résolution de cet outil est excellente, par exemple pour un cuvelage 7 in, la résolution circulaire est de 12 mm et la résolution verticale d'environ 2 mm. A grande profondeur du fait de l'élasticité du câble, l'outil monte par à-coups à chaque joint de cuvelage où la force nécessaire pour extraire les doigts de l'encoche du joint est plus importante, de sorte que les joints apparaissent plus longs sur l'enregistrement qu'en réalité avec l'enroulement continu du câble en surface.

3.3.3.3.2. Les outils acoustiques

Ils enregistrent la réponse du cuvelage à l'émission de signaux ultrasoniques et ne peuvent, de ce fait, être descendus que dans des puits en phase liquide. Ces outils ont été principalement développés par SCHLUMBERGER.

Nous pouvons aujourd'hui en distinguer deux types principaux, différents l'un de l'autre par l'agencement des transducteurs et par le mode d'acquisition des signaux réfléchis par le tube.

Le CET (Casing Evaluation Tool) est avant tout un outil de contrôle des cimentations, dans sa version originelle Cement Evaluation Tool. (cf. paragraphe 3.3.3.2.2). Le C.E.T. est constitué d'un ensemble de huit transducteurs fixes (qui sont alternativement émetteurs et récepteurs) agencés en hélice, à 45° les uns des autres et travaillant en ondes longitudinales.

L'outil est disponible en deux diamètres :

sonde 3 »3/8 pour tubes de diamètre 4"1/2 à 7"

sonde 4 » pour tubes de diamètre 5"1/2 à 13"3/8.

Deux centreurs sont incorporés d'origine, de part et d'autre de la sonde et la maintiennent correctement centrée. La face externe des transducteurs est d'environ 1 in de diamètre, mais le fait qu'ils soient fixes ne permet, suivant les diamètres de tube, qu'une couverture de 25 à 46 % de la surface intérieure de cuvelage.

Cet outil peut nous donner trois indications intéressant l'évaluation de la corrosion ; le diamètre intérieur (avec une résolution de 0,1 mm sur le rayon), l'épaisseur de la paroi du cuvelage (avec une résolution de 0,1 mm), ainsi que la rugosité de la surface interne.

Le diamètre intérieur est obtenu à partir de la mesure du temps de transit de l'onde dans le fluide du puits. Un neuvième transducteur (transducteur de référence) associé à un réflecteur placé sur l'outil à distance connue permet de mesurer la célérité des ondes dans le fluide afin d'étalonner les mesures des huit autres transducteurs.

L'épaisseur d'acier est obtenue par l'analyse en fréquence du signal réfléchi. Un algorithme permet de calculer les valeurs d'épaisseur en fonction des fréquences de résonances qui sont elles-mêmes fonction de l'épaisseur (inversement proportionnelles pour les modes normaux).

L'émission des ondes acoustiques est faite sur un spectre de 270 à 630 KHz permettant ainsi de mesurer des épaisseurs comprises entre 5 et 15 mm.

La rugosité de la surface interne du tube peut être significative d'une forme de corrosion voire d'un début de processus de corrosion. Cette rugosité peut être évaluée par l'atténuation des ondes réfléchies.

Il faut cependant rester très critiques vis-à-vis de ce critère, car une forte atténuation du signal peut être aussi significative d'un fort décentrage de l'outil. SCHLUMBERGER donne des valeurs maximales de décentrage acceptable (10 mm en 9"5/8, 7 mm en 7"5/8, 5 mm en 5"). Les centreurs associés à un joint articulé entre la sonde et la cartouche contenant l'électronique permettent de rester en deçà de ces valeurs. Dans tous les cas, une analyse, faite à partir des temps de transit correspondant aux transducteurs diamétralement opposés, permet de procéder aux corrections nécessaires en cas de mauvais centrage de l'outil.

Dans les cas de forte rugosité, les mesures quantitatives du C.E.T. (diamètre, épaisseur) peuvent ne pas être représentatives, le signal reçu étant trop faible. Un « scrapping » préalable pourrait alors améliorer la mesure.

Compte tenu de leur diamètre, ces outils ne peuvent être qu'exceptionnellement utilisés au travers des complétions.

Il existe un outil équivalent chez HALLIBURTON LOGGING SERVICES, il s'agit du PET (Pulse Echo Tool).

Le **BHTV** (Bore Hole Tele Viewer) est un outil sonique de haute résolution développé pour les études de microfracturation et de corrosion de cuvelage (figure 9).

Le BHTV ne fonctionne qu'avec un seul transducteur ultrasonique fixé sur l'arbre vertical d'un moteur synchronisé et tournant à la vitesse de trois tours par seconde. Lorsque le moteur est lancé, le transducteur envoie une onde et reçoit son écho renvoyé par la formation ou la paroi du casing. Au total 250 scrutations vont être déclenchées lors d'une révolution. A chaque scrutation, l'outil mesure l'amplitude de l'onde réfléchi et le temps de transit. La mesure de ces deux paramètres est fonction du fluide environnant, en particulier, de la vitesse de propagation des ondes acoustiques dans le milieu. Afin d'étalonner ces mesures, un deuxième transducteur, muni d'un réflecteur, a été ajouté à l'outil, donnant ainsi une mesure de la célérité des ultrasons dans le fluide. Celui-ci échantillonne le milieu 15 fois par seconde. Cependant, la géométrie de ce dispositif peut donner des mesures entachées d'erreur dès lors que quelques particules solides viennent soit se déposer sur le miroir, soit provoquer la réflexion prématurée de l'onde. On est alors amené à utiliser pour les calculs des valeurs de célérité mesurées pendant une phase non perturbée.

L'orientation peut être appréciée en joignant à cet outil un accéléromètre pour définir la verticale et un compas gyroscopique. L'analyse peut ainsi disposer d'une vue ultrasonique développée et orientée.

Le BHTV mesure les deux grandeurs suivantes :

le temps de transit utilisé pour le calcul du diamètre intérieur,

l'amplitude de l'onde réfléchi caractérisant la rugosité de la paroi interne du tube.

L'investigation du BHTV est donc limitée à la face interne du tube (pas de mesure de l'épaisseur résiduelle de métal). La difficulté majeure d'interprétation des mesures vient des possibles défauts de centrage de la sonde dans le cuvelage. Cet outil permet, cependant, la recherche de percements avec une bonne résolution. Suivant la vitesse de logging, la résolution verticale peut être réduite à 5 mm et la résolution est de 0,5 mm sur le rayon intérieur. Le BHTV existe en diamètres extérieurs de 1³/₄ et 3³/₈ et permet donc l'investigation dans les faibles diamètres correspondant à des tubes de production à partir de 3".

Le **USIT** (Ultra Sonic Imaging Tool) fonctionne selon la technologie ultrasonique du Cement Evaluation Tool ; mais il apporte une vision plus complète et plus détaillée du cuvelage car il utilise un pas de mesures plus serré (horizontal 5° - verticale 15.24 mm). La vitesse d'enregistrement est de 1.6 m par minute alors qu'en mode cimentation elle est de 10 m par minute

Cet outil, conçu à l'origine afin de contrôler la qualité des cimentations (cf. paragraphe 3.3.3.2.2.) permet également de connaître les épaisseurs de cuvelage. La présentation couleur des mesures apporte une clarté supplémentaire lors de l'interprétation.

L'USIT évalue les trois principales informations caractérisant la corrosion dans un cuvelage :

- le rayon interne (avec une résolution de 0,1 mm),
- l'épaisseur de la paroi du cuvelage (précision d'environ 2 %),
- la rugosité des parois internes.

Le diamètre intérieur est mesuré d'après le temps de transit de l'onde acoustique entre l'émetteur, la paroi et le récepteur. La mesure est donnée sous la forme de deux courbes (IRI/ERI) figurant le rayon interne et le rayon externe. Dans ce cas, le rayon externe correspond en fait à la somme du rayon interne et de l'épaisseur acoustique mesurée. L'épaisseur est obtenue par analyse par transformées de Fourier de la résonance des parois du cuvelage soumises à un signal acoustique. On peut en déduire l'épaisseur «acoustique» du cuvelage.

La rugosité des parois internes des cuvelages est donnée par la mesure des amplitudes des ondes réfléchies. En effet, l'amplitude du signal de l'onde réfléchie est fonction des irrégularités de l'état de surface des parois. Compte tenu de la rotation du transducteur, l'excentration de l'outil en cours de mesure est connue et les valeurs finales peuvent être corrigées. Il est à noter que cet outil peut être utilisé dans un milieu contenant des boues lourdes.

L'USIT donne de bons résultats dans des cuvelages dont les épaisseurs varient de 4,5 à 15 mm.

3.3.3.3. Les outils électromagnétiques

L'ETT (Electromagnetic Thickness Tool) de SCHLUMBERGER et le **Magnelog** de WESTERN ATLAS mesurent le déphasage (et l'atténuation) d'une onde électromagnétique générée par un champ alternatif créé par la sonde, en liaison avec l'acier du cuvelage.

Une lecture dans l'air permet d'initialiser la mesure. Le déphasage est fonction de la perméabilité magnétique, elle-même variable selon les cuvelages et avec le temps, de la conductivité électrique, ainsi que du diamètre interne et de l'épaisseur du cuvelage. La mesure du déphasage est généralement préférée à celle de l'atténuation pour apprécier les variations d'épaisseur.

La première génération d'outils ETT et Magnelog ne permettait pas de réaliser des mesures en absolu, en effet, les informations recueillies devaient être comparées aux mesures faites dans le cuvelage neuf. La perte relative de métal entre deux mesures est exprimée par la différence de déphasage enregistrée.

La profondeur d'investigation varie en fonction de la fréquence utilisée : une basse fréquence permettant une investigation profonde. L'utilisation d'une haute fréquence (quelques dizaines de KHz) concentre les courants dans la peau intérieure du cuvelage (moins de 0,5 mm de profondeur) et permet de déduire le diamètre intérieur du cuvelage de la différence de potentiel aux bornes de la bobine réceptrice.

Conductivité, perméabilité et diamètre intérieur étant connus, car mesurés en temps réel, il est possible d'en déduire l'épaisseur d'acier et donc la perte de métal due à la corrosion.

L'indication d'épaisseur est moyennée sur la circonférence du fait même de la conception de l'outil. Ce type d'outil ne peut donc être utilisé que pour des contrôles globaux et non pour des détections d'anomalies ponctuelles.

Cet outil existe en 2"3/4 et 4"1/2 de diamètre extérieur et n'est globalement envisageable que pour les dimensions casing.

Le **METT** (Multi-frequencies Electromagnetic Thickness Tool) de **SCHLUMBERGER** a été mis sur le marché plus récemment. Il travaille sur trois fréquences différentes : les mesures à haute fréquence ne sont pas affectées par l'épaisseur des parois du cuvelage et ne dépendent que du diamètre interne du cuvelage et de sa micro-géométrie (état de surface) ; celles à moyenne fréquence sont fonction du diamètre interne et de la perméabilité magnétique de l'acier ; celles à basse fréquence correspondent aux mesures faites avec les outils classiques et dépendent de ces deux paramètres plus de l'épaisseur de l'acier. Cet outil permet, par des mesures d'impédance, une évaluation quantitative de l'épaisseur du cuvelage et donc la détection de la présence de dépôts ou de la perte de métal.

Le **Vertilog** et **PAT** (Pipe Analysis Tool), respectivement **WESTERN ATLAS** et **SCHLUMBERGER**, produisent un champ magnétique constant saturant le métal du cuvelage. En cours de mesure, lorsque aucune anomalie n'existe sur le tube, les lignes de champ se rebouclent de façon uniforme d'un pôle de l'outil à l'autre par passage dans la paroi du tube. Dans un cuvelage en bon état, le flux magnétique est constant dans la paroi et les lignes de flux y sont parallèles.

Lorsqu'un défaut externe ou interne existe sur la paroi du tube, une partie du flux magnétique est déviée en dehors de la paroi de part et d'autre de celle-ci. Cette déviation du flux est fonction de la taille des défauts.

Ce type d'outil ne permet qu'une inspection qualitative des cuvelages et sert principalement à la détection des trous. La nouvelle version **P.A.T.** de **SCHLUMBERGER** permet une couverture totale de la surface intérieure du tube par douze patins électromagnétiques, mais ne permet que la détection des trous de diamètre supérieur à 7,5 mm.

La géométrie des défauts a une importance primordiale sur le signal. Cet outil est très sensible aux variations brutales du profil, mais pas du tout aux variations lentes. Ainsi une variation progressive de l'épaisseur ne donnera qu'un signal de faible amplitude.

Compte tenu de son fonctionnement, ce type d'outil doit être utilisé principalement pour la détection de trous.

3.3.3.4. Diagraphies contrôlant les perforations.

Lorsqu'une perforation ou un indice de perforation a été mis en évidence par l'enregistrement d'une ou de plusieurs diagraphies de corrosion, il est indispensable de quantifier les volumes qui s'écoulent dans les formations environnantes.

Pour visualiser les perforations ou l'évolution de la corrosion d'un cuvelage, on peut utiliser une caméra descendue au câble dans le cuvelage. Dans les puits d'eau, l'inspection vidéo à l'aide de caméra couleur à tête orientable se pratique couramment jusqu'à 1000 m depuis une dizaine d'années.

a) Débitmètre

la sonde est équipée d'une hélice qui est mise en rotation par le fluide qui circule dans l'ouvrage. La vitesse de rotation de l'hélice est proportionnelle au débit. Après calibrage de la sonde la mesure peut être effectuée en continu ou par palier. En fonction des diamètres intérieurs des cuvelages il est possible de calculer avec précision les débits circulant dans l'ouvrage et de localiser avec précision les perforations et les volumes de fluide s'échappant accidentellement du puits.

b) Thermométrie

En géothermie cette diagraphie enregistrée en continu ou par paliers permet d'identifier des anomalies de température (variations anormales du gradient) dans les formations géologiques à la périphérie du puits. La mesure s'effectue généralement sous sas en deux fois, la première avec le puits en équilibre, la seconde après injection d'eau froide, par comparaison entre les deux enregistrements on peut déterminer la zone de perforation.

c) Traçage

Lorsque qu'un percement est supposé, il est possible d'injecter un traceur dans le forage au-dessous de ce percement. Ce traceur peut-être radioactif, fluorescent, chimique ou tout simplement de l'eau douce. L'objet du contrôle est d'estimer la perte du traceur consécutif au percement en mesurant la quantité de traceur restituée par le fluide et en la comparant à la quantité injectée. Dans le cas de la géothermie francilienne, l'eau douce se révèle un excellent traceur, économe et non toxique, grâce au grand contraste entre sa

salinité et celle du de la nappe du Dogger. Cette méthode a été testée récemment avec succès⁵.

3.3.3.5. Diagraphies contrôlant la présence de gaz derrière un cuvelage.

La diagraphie USIT en mode « cimentation » permet à partir de l'impédance acoustique mesurée à l'extérieur du cuvelage de déterminer en pourcentage la nature des solides ou fluides présents dans l'annulaire et donc de savoir si l'annulaire est rempli de ciment, de liquides, ou de gaz.

La diagraphie « Neutron » permet de mesurer l'indice d'hydrogène d'une formation. Elle est souvent utilisée pour la recherche de gaz car ce dernier a une très faible quantité d'atomes d'hydrogène par rapport à l'eau ou à l'huile. Les neutrons traversant l'acier et le ciment, ce type de diagraphie permet également de mesurer l'indice d'hydrogène derrière le cuvelage et donc de détecter la présence de gaz. Il faut cependant être prudent sur l'interprétation de ces mesures qui donnent souvent des indices mais ne peuvent en préciser réellement l'importance, les mesures étant dépendantes des calibrations réalisées par l'opérateur.

⁵ Ungemar P., Ventre A.V. and Nicolaon S. (2002). Tracer leak off tests as means of checking well integrity. Application to Paris basin geothermal production wells, 27th workshop on Geothermal reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 28-30, 2002

4. Les mesures de suivi des forages en exploitation

Les risques environnementaux liés à l'exploitation par forages profonds d'hydrocarbures ou d'eau géothermale proviennent de l'épanchement accidentel du fluide exploité dans un aquifère sus-jacent du fait, soit de la perte d'étanchéité du cuvelage dans lequel il circule, soit de sa migration par les annulaires cuvelage-terrain. Des mesures de suivi de ces forages en activité sont toujours prévues par les arrêtés d'autorisation d'exploitation.

La perte d'étanchéité d'un cuvelage peut provenir soit d'une malfaçon de construction qui se révèle durant l'exploitation, soit d'un accident mécanique (perforation accidentelle lors de travaux de maintenance) soit de la corrosion. Si les deux premiers cas sont ponctuels et peuvent se résoudre plus ou moins « facilement », la corrosion de l'acier des cuvelages est souvent progressive et plus insidieuse.

La corrosion peut être provoquée par l'agressivité du fluide exploité (caractéristiques physico-chimiques ou bactériennes ...), mais pendant la phase d'exploitation différents types de corrosion provenant d'autres phénomènes peuvent être observés :

- les couplages galvaniques (hétérogénéité de surface ou mise en contact de métaux différents) ou l'hétérogénéité des potentiels dans les installations conduisent à une corrosion localisée,
- les contraintes mécaniques ou les écrouissements locaux qui provoquent dans certains cas des ruptures de matériaux fragilisés par la présence d'hydrogène sulfuré ou par corrosion sous contrainte,

Les interventions dans les puits peuvent modifier la corrosion existante en l'accéléralant (modification des conditions chimiques ou physico-chimiques ou bactériennes) ou en créant de nouvelles dégradations en modifiant par exemple l'état de surface de la paroi intérieure des tubes.

Des fuites par corrosion de l'extérieur des cuvelages peuvent apparaître dans tous les types d'ouvrages lorsque les cimentations des annulaires sont de mauvaise qualité ou incomplètes. Le manque de ciment dans l'annulaire peut permettre aux fluides des formations traversées de venir au contact de l'acier et de provoquer différents phénomènes de corrosion comme les effets de « piles géologiques » qui génèrent des courants initiateurs de corrosion entre des surfaces mises en présence de milieux différents ou d'attaques du métal du fait de la présence d'agents agressifs dans le fluide. On observe aussi des phénomènes de corrosion dus aux effets de couplage électrique entre le puits et les canalisations de surface : la canalisation posée à faible profondeur en terrain aéré se comporte le plus souvent comme une cathode vis à vis du cuvelage qui est rendu anodique. Il s'agit dans ce cas d'un autre phénomène de « pile géologique ». Les courants permanents de l'ordre de 1 à 2 ampères sont ainsi mis en jeu et peuvent provoquer des corrosions rapides des cuvelages. A la proximité de voies ferrées fonctionnant par traction à courant continu des corrosions ponctuelles peuvent être provoquées par les « courants vagabonds ». Comme dans le cas des « piles géologiques » ces courants rendent cathodique la partie du cuvelage qui voit leur entrée et anodique donc soumise à la corrosion la partie du cuvelage où ils ressortent du métal pour

retourner vers leur installation génératrice. La quantité de métal qui se dissout au niveau de la zone anodique est d'environ 9 kg pour un courant de 1 ampère (loi d'électrolyse de Faraday). Des courants de plusieurs centaines d'ampères peuvent circuler dans le sol à des distances de 20 à 30km de leurs installations d'origine. La protection cathodique est la seule méthode dans le cas de structures profondes qui puisse être valablement employée pour protéger un cuvelage acier mal cimenté soumis aux courants vagabonds. Ainsi la corrosion des cuvelages acier n'est pas due uniquement à des phénomènes provoqués par le fluide exploité mais aussi par d'autres phénomènes comme la corrosion électrochimique, qui représentent des risques importants et peuvent continuer de se développer après l'arrêt de l'exploitation .

4.1. FORAGES PETROLIERS.

Il faut distinguer les forages d'exploitation, qui permettent la récupération des hydrocarbures, et les forages d'injection qui servent à augmenter le rendement du gisement.

Du point de vue architectural, ces deux types de forages se construisent de la même façon mais les systèmes de complétion diffèrent, de même que les mesures de suivi en routine.

Dans les puits d'extraction, les hydrocarbures pénètrent dans le cuvelage du forage (acier au carbone) par des perforations effectuées à travers le cuvelage de production au droit des niveaux producteurs. Des saumures sont souvent présentes et associées aux hydrocarbures dans les niveaux inférieurs du gisement. Au niveau de la chambre de pompage le mélange huile-eau (et gaz dans certains cas) se trouve au contact du cuvelage jusqu'au sommet des installations de pompage et du packer d'isolement et d'ancrage du tubing de production. Dans la partie supérieure de la chambre de pompage des hydrocarbures peuvent stagner et favoriser le développement de phénomènes de corrosion.

Dans les puits d'injection, le fluide injecté n'est jamais en contact avec le cuvelage du puits. Ce fluide est en effet injecté par l'intermédiaire d'un tubing placé dans le dernier cuvelage. Le packer d'ancrage du tubing isole la chambre d'injection du reste de l'ouvrage, et l'annulaire cuvelage-tubing est rempli d'un fluide inerte et non-corrosif.

Du point de vue de la protection de l'environnement, les puits producteurs d'hydrocarbures présentent assez peu de risque vis à vis des aquifères traversés car le fluide circule dans un tubing et l'intérieur des ouvrages en pompage sont généralement en dépression par rapport à ces aquifères. La nature du fluide pompé est d'ailleurs régulièrement contrôlée. Les procédures portent sur la teneur en eau et sa salinité : une variation significative d'un de ces paramètres indique qu'un événement anormal est survenu obligeant l'exploitant à intervenir rapidement pour maintenir la production de son ouvrage. Les résultats de ces analyses ne sont pas obligatoirement transmis à l'autorité publique de tutelle mais tout incident doit être signalé.

Les puits pétroliers utilisés comme injecteurs font quant à eux l'objet d'un suivi systématique de la pression d'injection ; la pression est prise en tête de tubing au niveau des vannes de tête de puits, et sur les annulaires lorsqu'ils sont accessibles.

L'intégrité des ouvrages pétroliers est donc contrôlée régulièrement :

- contrôle des teneurs en eau et salinité dans les puits de production
- mesure de la pression du fluide présent dans l'annulaire tubing - cuvelage pour les puits d'injection. Si des pressions anormales sont mises en évidence lors de ces contrôles, des analyses sont alors effectuées pour rechercher les causes de ces variations de pression. Les pétroliers ont tendance à utiliser un packer à la base du tubing des puits injecteurs et ils mesurent en fait l'absence de pression dans l'annulaire : c'est le fait de trouver de la pression qui indique un éventuel problème.
- la décision d'effectuer des investigations complémentaires, comme par exemple des diagraphies, n'est prise que dans le cas où des indices de situation anormale seraient décelés puis vérifiés. En effet le contrôle de l'état du cuvelage du puits nécessite de procéder à la remontée des équipements de production avant d'effectuer les diagraphies (tubing pour les puits d'injection, tubing et dispositif de pompage pour les puits de production)

Pour certaines exploitations, la DRIRE peut imposer la mise en place de piézomètres de contrôle à la périphérie du champ pour vérifier l'absence d'hydrocarbures dans les eaux des nappes aquifères. Ce n'est pas le cas dans le bassin de Paris.

4.2. FORAGES DE STOCKAGE DE GAZ.

Les stockages souterrains de gaz ne relèvent pas des installations classées. Cependant certaines installations des stations principales sont des installations classées (déshydratation, désulfuration, compresseurs,...). Contrôlés par la DRIRE, les stockages souterrains font l'objet d'arrêtés préfectoraux qui déterminent en particulier les modalités de leur suivi.

Les mesures de contrôle pour un stockage de gaz en aquifère comprennent notamment :

- des analyses d'eau prélevée dans les puits (ou les piézomètres) de contrôle qui sont effectuées pour déceler d'éventuelles présences d'hydrocarbures. Les prélèvements se font après mise en débit des puits, conformément aux protocoles courants d'échantillonnages (notamment pour éviter d'analyser une eau non représentative de l'aquifère), et parfois en utilisant un échantillonneur de fond.
- des mesures de niveau dans les réseaux piézométriques placés à la périphérie des zones de stockage et dans les aquifères supérieurs : les premiers contrôlent l'extérieur de la « bulle de gaz » et les seconds les migrations potentielles à travers la couverture du réservoir.
- l'enregistrement de diagraphies « Neutron » permettant de déceler derrière les cuvelages la migration accidentelle de gaz dans les couches géologiques sus-jacentes.
- des puits de surveillance du réservoir permettant de contrôler la position du gaz et l'étanchéité de la structure géologique.

4.3. PUIITS GEOTHERMIQUES.

Comme pour la mise en production de réservoirs d'hydrocarbures, l'exploitation de puits géothermiques nécessite l'obtention d'une autorisation d'exploitation délivrée par la Préfecture après instruction du dossier par la DRIRE (exploitation d'un « fluide minier »). Chaque installation est donc réglementée par un arrêté préfectoral qui détermine -entre autres dispositions- les types de contrôle à effectuer. Ces contrôles portent en particulier sur :

- l'enregistrement d'une diagraphie de contrôle de l'état des cuvelages du puits d'injection (tous les 3 ans) et de production (tous les 5 ans ou lors d'opérations de maintenance ou de curage). Ces diagraphies sont généralement des diamètres multi-bras de type CIT ou TGS qui permettent de suivre l'évolution de la corrosion (perte d'épaisseur des cuvelages ou présence de dépôts sur les parois) des tubes). En cas d'incertitudes sur l'état du cuvelage des diagraphies acoustiques complémentaires (USIT, ...) peuvent être enregistrées
- un contrôle trimestriel des caractéristiques hydrodynamiques de chaque forage (évolution de la courbe de rabattement caractéristique de chaque puits, évolution du rendement des pompes), permettant de repérer des anomalies;
- un suivi de la vitesse de corrosion des cuvelages acier (méthode des coupons de corrosion, par exemple);
- des analyses physico-chimiques et bactériologiques (fréquence de 1 à 3 fois par an selon le résultat des analyses)

La corrosion se développe généralement de façon préférentielle au voisinage du groupe moto-pompe. Dans certains cas certaines perforations trouvaient leurs origines dans les empreintes et blessures causées au cuvelage par les chiens d'ancrage des turbo-pompes. Les phénomènes de turbulences créés au droit de la crépine d'aspiration occasionnent par érosion une diminution de l'épaisseur des tubes et les dégazages favorisent le développement de la corrosion. Actuellement de nombreux puits de production sont exploités en artésien car les besoins en énergie géothermique ont diminué du fait de l'implantation d'installations de co-génération.

Un système de télésuivi avait été installé à l'initiative de l'ADEME dans de nombreuses centrales géothermiques de la région parisienne pour collecter en continu des données :

- pression en tête de puits de production, en amont de la pompe de gavage dans les puits artésiens (**Pap**),
- pression en amont de l'échangeur (**Pp**),
- pression en aval de l'échangeur (**Pa**),
- pression en tête de puits d'injection, en aval de la pompe de ré-injection (**Pi**),
- puissance électrique de la pompe de production (**Wp**),
- puissance électrique de la pompe d'injection (**Wi**),
- débit d'eau géothermale (**Q**),
- température de production (**Tp**),
- température d'injection (**Ti**)

Aujourd'hui ce télésuivi a été repris par les exploitants conscients de l'importance de ces mesures pour leur exploitation.

Ces données, traitées quotidiennement, permettent de détecter très rapidement toute anomalie dans la boucle géothermale :

- diminution de la production (problème de pompage, perforation, ...)
- variations anormales des pressions (en particulier de réinjection).

4.4. FORAGES D'EAU

Les forages d'eau destinés à la consommation humaine sont soumis à des analyses qualitatives périodiques par la DDASS. Des piézomètres peuvent être installés par les exploitants pour suivre l'évolution de la pression hydrostatique de l'aquifère au voisinage des captages importants.

La zone de battement entre le niveau piézométrique initial ou restitué et le niveau dynamique est un milieu propice au développement de la corrosion par oxygénation et par apparition de bactéries ou par actions électrolytiques. Cette partie de l'ouvrage doit faire l'objet par l'exploitant d'une attention toute particulière.

La majorité des forages à l'Albien en Ile-de-France fait l'objet d'un relevé annuel des pressions statiques après 24 heures d'arrêt et d'une analyse d'eau brute, les résultats sont communiqués à la DRIRE.

5. Les méthodes de remédiation des forages

5.1. FORAGES PETROLIERS

Au cas où la corrosion entraînerait une fuite d'hydrocarbures vers l'extérieur du forage, la procédure prévue est la suivante :

- arrêt de l'exploitation
- dépose des installations de production et recherche de la perforation
- identification et contrôle de la cote de la fuite
- isolation du niveau défectueux à l'aide d'un packer
- exécutions de perforations puis injection de laitier de ciment sous pression (squeeze) pour cimenter l'annulaire et les formations géologiques à proximité du puits.
- attente de prise puis reforage du ciment présent dans le cuvelage.
- rechemisage du cuvelage défectueux et cimentation de l'entrefer ou mise en place d'un casing patch si nécessaire.
- Test d'étanchéité

les cimentations sont rendues plus difficiles en présence d'hydrocarbures gazeux sous pression : le gaz pouvant migrer dans le laitier et créer une porosité ou des « vides » continus qui fragilisent le ciment. il faut alors utiliser des ciments spéciaux, à prise très rapide, dits "à prise carrée".

5.2. PUIITS GEOTHERMIQUES

L'exploitation de l'aquifère géothermal du Dogger entraîne dans les puits (et installations de surface) un développement important des phénomènes de corrosion pouvant aller jusqu'à la perforation du cuvelage, et au colmatage progressif des cuvelages par encroûtement de dépôts de sulfures de fer sur les parois. Les opérations de maintenance et de réhabilitation des puits sont entreprises après une auscultation précise de l'ouvrage qui permet de définir les travaux à exécuter. Celle-ci est réalisée à l'aide d'un diamètreur classique (CIT ou TGS), complété par des enregistrements appropriés (CBL, CET, BHTV ..., cf. 3.3). En présence de fuite, d'autres diagraphies peuvent être enregistrées comme une débitmétrie ou une thermométrie. Ces opérations peuvent se faire soit à l'aide d'un sas soit après contrôle de l'artésianisme par injection de saumure

Un contrôle de fonds de puits à l'aide d'une barre de charge est occasionnellement effectué.

Pour travailler en toute sécurité un obturateur reforable ou repêchable (bridge plug) est mis en place pour obturer l'ouvrage au-dessous de la zone endommagée et se prémunir contre toute éruption accidentelle d'eau géothermale.

La méthode de curage hydraulico-mécanique généralement utilisée dans les puits de géothermie consiste à descendre dans l'ouvrage, en rotation et circulation, un outil de

nettoyage composé des éléments suivant : 1 tricône classique, 1 porte-outil, 1 outil de jetting à duses latérales, 1 clapet anti-retour ; l'ensemble étant placé à l'extrémité de masses-tiges et de tiges de forage.

D'autres méthodes de curage peuvent être employées :

- L'acidification dite « douce » qui consiste à injecter soit depuis la surface soit à l'aide du tube de traitement en fond de puits (pour les puits de production disposant d'un tel dispositif), une solution dosée d'acides plus ou moins concentrés qui dissout les dépôts encroûtant la paroi des cuvelages. Ces opérations nécessitent la prise de mesures de sécurité car il y a manipulation d'acide et possibilité de dégazage de bouchons d'H₂S.
- Le curage mécanique à l'aide d'un tricône descendu à l'extrémité d'un train de tiges de forage ou d'un coiled tubing.

Selon l'état général du cuvelage perforé, celui-ci peut être curé ou non avant rechemisage, en plaçant à l'intérieur du cuvelage endommagé un nouveau cuvelage de diamètre inférieur. Par exemple une chambre de pompage en diamètre 13"3/8 peut être rechemisée avec un tube acier 10"3/4, l'entrefer est cimenté sur toute sa hauteur. Cependant cette réduction du diamètre intérieur de la chambre de pompage peut obliger le maître d'ouvrage à changer le groupe moto-pompe immergé (et en surface les installations électriques associées) et parfois à exploiter avec un moindre débit. Pour éviter ces inconvénients, le cuvelage 13"3/8 des chambres de pompage a parfois été réparé à l'aide de « casing patch » : il s'agit d'une réparation ponctuelle qui consiste à placer puis à coller un patch cylindrique (après expansion) en résine époxy/fibre de verre de quelques mètres de longueur au droit de la zone endommagée. Sur le site de La Courmeuve, un cuvelage en matériaux composites, moins sensibles à la corrosion, a été utilisé pour effectuer un rechemisage. Pour éviter les problèmes de corrosion et la nécessité d'injecter des inhibiteurs de corrosion dans l'eau géothermale certains maîtres d'ouvrage ont utilisé des cuvelages en matériau composite. Le puits de Melun (PM4) a ainsi été équipé d'un tubing en matériau composite sur toute sa hauteur.

Lors des rechemisages, un contrôle de la cimentation de l'entrefer est exigé par la DRIRE. Il consiste en une diagraphie CBL-VDL enregistrée 2 à 3 jours après la mise en place du laitier. Généralement un Gamma-ray et un CCL (permettant de localiser les joints des tubes) accompagnent le CBL. Un diamétreur est enregistré dans le cuvelage neuf pour avoir une mesure de référence et évaluer l'évolution ultérieure de l'épaisseur des tubes sous les effets de la corrosion.

5.3 FORAGES D'EAU

Comme pour les puits de géothermie l'auscultation des ouvrages peut être effectuée à l'aide de diagraphies et de plus en plus souvent maintenant par une vidéo caméra. Les indices de corrosion ou les dégradations des crépines sont parfaitement visualisés et les opérations de réhabilitation largement facilitées par un diagnostic précis. Le remplacement des crépines dégradées reste malgré tout une opération risquée.

Pour limiter les effets de la corrosion de nombreux puits sont tubés et crépinés avec des tubes en acier inoxydable.

6. Les mesures d'abandon

Ces mesures concernent essentiellement les procédures de fermeture définitive de puits par bouchage du réservoir et du cuvelage à l'aide de bouchons de ciment. Avant de procéder à cette opération il est indispensable de connaître parfaitement l'état du cuvelage.

6.1. L'ABANDON DES FORAGES PETROLIERS

Les mesures d'abandon, qui ont connu des évolutions notables dans le temps, sont actuellement définies par des textes réglementaires et techniques, notamment par le Décret n° 2000-278 du 22 mai 2000, modifiant le décret 80-331 du 7 mai 1980, et introduisant un Titre "**Recherche par Forage, Exploitation de Fluides par Puits et Traitement de ces Fluides**", dans le Règlement Général des Industries Extractives, se substituant au Titre "**Forage**" (Article 49 - Fermeture définitive des puits).

La fermeture d'un puits représente une série d'opérations destinées à maintenir l'isolation des différents niveaux aquifères et pour se faire des barrières doivent être disposées selon des règles précises⁶, de façon à :

- interdire toute possibilité de fuite des effluents vers la surface
- prévenir toute pollution et protéger l'utilisation future des aquifères
- empêcher la circulation des fluides entre niveaux géologiques (ou ensembles de niveaux rapprochés) perméables.

Ces barrières seront disposées pour contenir ou isoler les niveaux perméables (cf. figures 10 et 11). L'efficacité des barrières devra être fiable dans le temps. Parmi ces barrières, les Barrières Solides Consolidées (BSC) sont celles qui sont constituées d'un matériau (ciment, résine, agent sédimentable..) mis en place dans un "découvert", un cuvelage ou un annulaire -par circulation- et se consolident rapidement après mise en œuvre. Seules les barrières solides consolidées (BSC) sont considérées comme durables.

Le programme de forage initial doit tenir compte des impératifs imposés lors de la fermeture du puits et en faciliter les opérations. Tout programme de forage propose les modalités de fermetures du puits qui pourrait s'imposer en cas d'incident pendant la réalisation.

Le programme des travaux de bouchage d'un puits doit être transmis à la DRIRE qui pourra demander des compléments d'information ou des modifications qu'elle jugerait nécessaire.

Après dépose des équipements de production, les bouchons de ciment doivent être disposés dans le cuvelage ou par squeeze dans les annulaires mal ou non cimentés de la manière suivante:

⁶ Fermeture des puits pétroliers - Recommandations" - Janvier 1998 - Chambre Syndicale de l'Exploration-Production d'Hydrocarbures - Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie

- un bouchon de cimentation (BC) constituant une barrière solide consolidée (BSC) doit être placée au-dessus de chaque niveau perméable traversé par le forage pour constituer une barrière d'isolation primaire (BIP);
- pour faire face à un défaut de cette dernière, une barrière d'isolation secondaire (BIS) devra être mise en place entre la BIP et la surface, et à une position telle qu'à sa base la pression qui s'y exercerait n'excéderait pas la pression de fracturation du terrain à cette même cote;
- une barrière de surface (BSU) complétera la série des barrières, et pourra constituer une BIS pour un niveau inférieur. Elle aura une hauteur d'au moins 50 mètres dans le cuvelage et les annulaires, depuis la surface. La partie sommitale du cuvelage sera close par une plaque boulonnée ou soudée. Dans tous les cas le sommet du cuvelage sera laissé quelques mètres sous la surface du sol.

Généralement la longueur nécessaire pour qu'un bouchon de ciment (BC) constitue une BSC est de 50 mètres, dans les "découverts" (parties intérieures du forage, parties non tubées), et de 100 mètres dans les annulaires, les "découverts cavés" (où des effondrements se sont produits), dans les puits fortement déviés, et dans les puits "à pertes" (où les fluides ont tendance à être absorbés par la formation encaissante).

Une BSC ne participe à une barrière d'isolation que si l'annulaire à son droit (ou les annulaires s'ils sont multiples) sont cimentés sur une hauteur de 100 mètres. Si tel n'est pas le cas à l'origine, les annulaires devront être cimentés lors de la procédure d'abandon (esquiche depuis la surface, squeeze après perforation, ou autre technique agréée).

Les tubings de complétion seront de préférence retirés. Sinon ils seront traités comme les cuvelages des puits.

Certaines conditions doivent être réunies préalablement à l'exécution des opérations techniques de fermeture⁷ :

- les fluides du forage doivent être statiques pendant l'opération de mise en place des bouchons de ciment : le scellement du bouchon de ciment au terrain peut être perturbé par le déplacement des fluides de formation durant la phase de durcissement. Cela implique que la densité de la boue injectée avant le laitier de ciment contrôle la pression hydrostatique du réservoir ;
- si des conditions spéciales empêchent la réalisation de cet équilibre de pression (pertes de circulation, ou au contraire mise en pression), des méthodes adaptées doivent être prises pour rétablir l'équilibre, par exemple, injection d'un bouchon de boue localisé de densité appropriée, mise en place d'un obturateur mécanique ("bridge plugs") ou d'un packer gonflables, ou "squeeze" d'un laitier au ciment plâtre ;
- les longueurs minimales des bouchons de ciment -et donc les volumes correspondants à injecter- sont calculés (exploitation en trou nu du réservoir) d'après les diamètres enregistrés, mais il faut toujours tenir compte des pertes potentielles de laitier dans le réservoir. Le type de ciment utilisé et la densité du laitier

⁷ Environmental Guidance Document : Well Abandonment and Inactive Well Practices for US Exploration and Production Operations

dépendent de la profondeur, de la température de la formation, des caractéristiques des formations géologiques, et des fluides présents dans le réservoir. Des colmatants peuvent être incorporés au laitier.

- les facteurs que l'on prend en considération pour définir les caractéristiques du laitier de ciment dépendent des conditions physiques présentes en fond de puits (gaz sous pression, pression de la formation, température anormale...).

Le programme détaillé de fermeture est soumis préalablement à la DRIRE. Un diagnostic de l'état du puits est réalisé préalablement aux opérations de fermeture et sert à établir la liste des opérations nécessaires au processus d'abandon. A cette occasion on vérifie par exemple la présence d'éventuelles pressions dans les annulaires.

6.2. L'ABANDON DES PUIITS GEOTHERMIQUES

La fermeture de ces puits relève de la même réglementation et des mêmes pratiques que pour les puits d'hydrocarbures. La procédure détaillée d'abandon doit être préalablement proposée à la DRIRE pour approbation, conformément à l'arrêté d'exploitation qui la prévoit. En géothermie, les procédures de fermeture utilisées⁸ reprenaient habituellement les recommandations du Comité des Techniciens de la Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production, relative à la fermeture définitive des puits pétroliers.

Les règles de bouchage sont celles des industries extractives qui ont été définies récemment par le décret 2000-278 du 22 mars 2000. Elles précisent en particulier :

- *L'isolement du découvert et des niveaux réservoirs* : considérant que la fermeture sera définitive et irréversible, le premier bouchon de ciment sera placé de part et d'autre du sabot de cuvelage de production et permettra le remplissage par injection de ciment du forage au droit du réservoir et de la partie inférieure du cuvelage.
- *L'isolement complémentaire à l'intérieur du cuvelage* : au droit des niveaux stratégiques de l'Albien et du Néocomien un bouchon de ciment doit être mis en place avec 50 m de recouvrement de part et d'autre de ces aquifères (soit un bouchon de 400 m de hauteur placé entre 980 et 580 m dans le cas de la fermeture des puits géothermiques d'Evry)
- *L'obligation de placer un bouchon de ciment sur la tête des liners (ou coupe de cuvelage)* : un bouchon de ciment de 100 m de hauteur doit être mis en place au niveau et de part et d'autre de la réduction de diamètre (entre 410 et 310 m dans le puits de production d'Evry où la réduction 9"5/8 - 7" se trouve à 360 m de profondeur)
- *Le bouchage de surface* : un bouchon de 100 m de hauteur doit être mis en place entre 100 m de profondeur et la surface (fond de cave)
- *La procédure pour tester les bouchons après leur mise en place* : les bouchons doivent être testés hydrauliquement à 20 bars (test en pression depuis la surface), et mécaniquement par application d'un poids de 5 T sur le sommet du bouchon de ciment.

⁸ d'après rapport CFG du bouchage des puits d'Evry-1999

Les longueurs des Barrières solides consolidées (BSC) sont celles définies pour les ouvrages pétroliers.

Dans le cas de la fermeture des puits GEV-1 et GEV-2 d' Evry en 1999, la procédure d'abandon a été la suivante.

Pour le puits de production (GEV-1) :

- un enregistrement de diagraphies de calibrage des cuvelages 13"3/8 et 7",
- le curage des cuvelages 13"3/8 (0-350 m) et 7" (350-1590 m) et
- contrôle (au tricône 6") du découvert 6" (1590-1650 m);
- un enregistrement des diagraphies de calibrage 13"3/8 et 7" après curage,
- la mise en place de bouchons de ciment,
- la coupe du cuvelage 13"3/8 en fond de cave avec soudage d'une plaque d'acier avant le remblayage de la cave.

Pour le puits d'injection (GEV-2) :

- une diagraphie de calibrage du cuvelage 7",
- le curage du cuvelage 7" (0-1614 m)
- le contrôle du découvert 6" (1614-1675 m);
- une deuxième diagraphie de calibrage 7" pour vérifier l'efficacité du curage et l'absence de perforation,
- la mise en place des bouchons de ciment,
- la coupe des cuvelages en fond de cave avec soudage d'une plaque d'acier, et le remblayage de la cave.

Signalons qu'afin d'éviter toute remontée d'eau géothermale dans les cuvelages et les risques de pollution de la nappe de l'Albien, un certain nombre de puits de géothermie du bassin de Paris ont été remplis sur toute leur hauteur par du ciment. Cette façon de procéder est sans doute la plus fiable (mais la plus onéreuse) car l'intérieur du cuvelage est totalement cimenté et obstrué.

6.3. L'ABANDON DES FORAGES DE STOCKAGE DE GAZ

Les procédures d'abandon de ces forages ne sont pas formellement définies par une réglementation spécifique. Réalisées sous le contrôle de la DRIRE, ces opérations reprennent les dispositions relatives à la fermeture des puits pétroliers.

Le Département « Réservoirs Souterrains » de la Direction des Etudes et Techniques Nouvelles de Gaz de France a rédigé dès 1985 des notes techniques concernant les procédures à suivre dans le cas d'abandon de puits forés et équipés dans le cadre de l'exploitation des stockages souterrains.

A ce jour, aucun puits n'a été abandonné sur un site de stockage de gaz. Les puits abandonnés (hors core drill), concernent les campagnes d'exploration n'ayant pas débouché sur une mise en exploitation.

6.4. L'ABANDON DES FORAGES D'EAU

Les deux lois sur l'Eau de 1964 et 1992 prévoient des dispositions très générales pour la protection des eaux souterraines à l'occasion des fermetures d'ouvrages. Les textes réglementaires sont en cours de révision en ce qui concerne les règles d'abandon des captages d'eau potable ou industrielle.

Certains documents servent actuellement de référence : c'est le cas notamment d'un rapport établi par le BRGM pour le Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie en novembre 1997 (**Abandon et fermeture de forages - Note technique n° 11**) et rédigé à l'origine pour la protection des eaux thermominérales. Les schémas de la figure 11 sont extraits de ce document.

On peut également citer un autre ouvrage du BRGM (Guide de bonne pratique et de contrôle des forages d'eau pour la protection de l'environnement) qui consacre quelques pages à ce sujet.

7. La réglementation⁹

La protection des aquifères a fait l'objet d'évolutions législatives et réglementaires récentes et notables à travers la loi sur l'eau de 1992. D'autres législations plus anciennes comme le code minier et la législation sur les installations classées pour la protection de l'environnement ont également renforcé les conditions de protection des aquifères. La liste des textes actuellement en vigueur et les activités visées par cette étude sont reprises dans le tableau 1.

La protection de l'Albien est à l'origine de la plus ancienne réglementation sur l'eau (à l'exception des eaux minérales) avec le décret-loi de 1935 qui soumettait à autorisation tous travaux réalisés à plus de 80 m de profondeur. De ce fait et indépendamment de l'application du code minier, tous les forages pétroliers ont été soumis à autorisation en Île de France.

L'objectif principal de ces réglementations est de prévenir les risques qui ont été décrits dans les chapitres précédents en s'assurant que les meilleures technologies disponibles à des coûts acceptables sont utilisées au cours des trois périodes de la vie du forage : la création, l'exploitation et le bouchage.

Dans chaque réglementation on retrouve les mêmes principes par lesquels les conditions de réalisation des forages et d'exploitation sont déterminées dans les arrêtés préfectoraux d'autorisation après production des études d'impacts hydrogéologique ou notices d'incidences et consultation des collectivités locales et des services administratifs concernés (DDASS, DIREN, DDE, ...).

Chaque forage fait l'objet d'un rapport qui indique les modalités de réalisation du forage, les fluides utilisés, les éventuelles pertes, les incidents. Une coupe géologique et technique du forage est produite. Les boues de forages sont considérées comme des déchets, leur traitement ou leur élimination doit être justifiée (bordereau de suivi de déchets industriels).

Les modalités d'exploitation et de suivi des forages sont fixées dans les arrêtés préfectoraux. Elles impliquent des comptes-rendus auprès des services chargés de la police à une fréquence minimale annuelle. Des vérifications des registres et des appareillages de contrôle sont effectuées à l'occasion des inspections.

Les conditions de fermetures sont systématiquement soumises aux services chargés de la police (cf. conditions techniques décrites dans le chapitre précédent). Les plus formalisées concernent les activités relevant du code minier (la géothermie et les hydrocarbures) dont la nécessité est apparue rapidement dès les années 50 devant le nombre important de forages et leur caractère temporaire notamment dans les activités de recherche.

⁹ Ce chapitre a été rédigé par la DRIRE Ile-de-France

La procédure actuellement en vigueur pour la fin des travaux miniers prévoit deux étapes qui sont en général distinctes : la fermeture technique et la remise en état des sols en surface suivies par un don acte de l'autorité préfectorale validant les travaux réalisés.

La fermeture technique comprend les travaux de bouchage suivant les prescriptions du titre forage du règlement général des industries extractives et soumis à la DRIRE. Ces travaux font l'objet d'un rapport de bouchage qui indique avec précision la position des bouchons, leurs compositions et les contrôles effectués.

Les travaux de remise en état des sols en surface sont proposés par l'opérateur dans un dossier qui est soumis à la consultation des services administratifs intéressés (DDE, DIREN, DDAF, DDASS, ..). Ce dossier indique l'usage des sols envisagé, le plus souvent l'agriculture. Des analyses des sols, voire des analyses d'eau lorsque des piézomètres sont présents, renseignent sur d'éventuelles pollutions. Il est alors possible de prescrire par arrêté préfectoral les travaux jugés nécessaires pour la préservation ou la réhabilitation de l'environnement.

La réalisation des travaux est ensuite contrôlée sur place pour leur partie visible et sur documents en tant que de besoin (bordereau d'élimination). Un procès-verbal de récolement est établi.

forages pétroliers	Le code minier
	Le décret 95- 427 du 19 avril 1995 relatif aux titres miniers
	le Décret 95-694 du 3 mai 1995 relatif à la police des mines
	la circulaire industrie-environnement du 29 mai 1997 relative à l'application du décret 95-696
	le Titre Forages du Décret n° 2000-278 du 22 mars 2000 Règlement Général des Industries Extractives
	la Circulaire du 22 mars 2000 relative à l'application du décret 2000-278;
puits géothermiques	Le Code minier
	Le décret N° 78-498 relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie
	Le décret 95- 427 du 19 avril 1995 relatif aux titres miniers
	Le Titre "Forages" du Décret n° 2000-278 du 22 mars 2000 du Règlement Général des Industries Extractives "
forages de stockage d'hydrocarbures	Pour les stockages de gaz : Ordonnance n° 58.1132 du 25 novembre 1958 et son décret d'application n° 62-1296 du 6 novembre 1962;
	pour les stockages d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés : Ordonnance n° 58-1332 du 23 décembre 1958 et son décret d'application n° 65-72 du 13 janvier 1965.
forages d'eau	Code de l'environnement
	Décret N° 93.742 du 29 mars 1993 relatif aux procédures d'autorisation et de déclaration prévues par la loi sur l'eau

Tableau 1 - Principaux textes réglementaires

8. Retours d'expérience

Des exemples concrets de contamination d'aquifères par des forages profonds ont été recherchés au travers des incidents connus sur le bassin de Paris et de ce qu'on peut trouver dans la littérature.

Parmi les quelques incidents connus sur le bassin de Paris on peut citer:

- Fuites de gaz sur les sites de stockage de Beynes et Saint-Illiers (Yvelines)
- Fuite d'eau géothermale sur le site de Coulomiers (Seine-et-Marne)
- Fuite d'hydrocarbures liquides et d'eau salée du Dogger sur les puits de Chailly 46 et Chailly 48 (Seine-et-Marne)
- Migration d'hydrocarbures et d'eau salée en surface sur le site de l'ancien gisement pétrolier de Pechelbronn (Alsace)

Une recherche bibliographique sur Internet et par interrogation des bases de données documentaires Géoref et Pascal n'a fourni qu'un nombre limité de références. Cette faible quantité de références apparaît surprenante quand on connaît le nombre considérable de forages pétroliers abandonnés aux USA et le nombre également important de forages d'injection d'effluants industriels. Par ailleurs certaines de ces références sont des rapports d'études déjà anciennes réalisées pour le compte d'organismes américains tels que Environmental Protection Agency et n'ont pu être obtenus¹⁰. Les articles concernent essentiellement le calcul des transferts de flux entre le réservoir source de la contamination et un aquifère d'eau potable à travers des puits non bouchés (unplugged well).

Des calculs de transferts de flux ont également été réalisés pour certains des incidents connus sur le bassin de Paris.

8.1. FUITES DE GAZ A SAINT-ILLIERS ET BEYNES

8.1.1. Historique :

Dès la conception, les stockages souterrains de gaz sont équipés de forages de contrôle pour détecter les fuites de gaz dans les aquifères situés au-dessus des réservoirs.

A Beynes et Saint-Illiers, ces puits de contrôle ont détecté des migrations de gaz en 1962 (Beynes), 1966, 1969, 1970 (Saint-Illiers) dans l'Albien.

Dans chaque cas les migrations de gaz sont imputables à une cimentation des cuvelages insuffisante et plusieurs centaines de milliers de m³ de gaz naturels ont été récupérés dans la nappe de l'albien.

¹⁰ par exemple Gass T.E. J.H. Lehr and H.W. Heiss (1977) – Impact of abandoned wells on groundwater, EPA-600/3-77-095, 53 pp.

8.1.2. Remédiations et conclusions

Les forages en cause ont fait l'objet de travaux de reprise des cimentations et les modalités d'exploitation des réservoirs ont été adaptées (baisse de la pression maximale de service, abaissement de la vitesse maximale d'injection).

Les mesures dans le puits de contrôle permettent d'affirmer l'absence de nouvelles migrations. Le gaz échappé des réservoirs et non récupéré reste piégé dans l'aquifère, il est régulièrement purgé de manière contrôlée.

Le dispositif de contrôle des stockages a fait la preuve de son efficacité, la pollution reste circonscrite au dessus de stockages.

8.2. FUITE D'EAU GEOTHERMALE SUR LE SITE DE COULOMMIERS

8.2.1. Historique

Durant l'hiver 1995-96, la pression de réinjection du puits GCO2 a baissé anormalement : habituellement supérieure à 10 bars, cette pression est descendue à 2,6 bars en janvier 1996 et à 1,2 bars début juillet. Compte tenu des pertes de charge engendrées par le tubage 7" (longueur 2315 m), la pression mesurée était insuffisante pour permettre la réinjection de la totalité de l'eau exploitée dans le réservoir du Dogger. La perte d'étanchéité du cuvelage a été pressentie puis confirmée par une série de diagraphies : calibrage CIT – 7", TGS, débitmétrie, USIT en mode cimentation et corrosion, thermométrie. Ces enregistrements ont permis d'identifier 2 perforations localisées vers 50 m et 440 m de profondeur par lesquelles s'écoulaient respectivement pour un débit d'injection de 118 m³/h, 84 m³/h et 21.5 m³/h.

8.2.2. Evaluation des volumes injectés dans les formations géologiques

La fuite d'eau géothermale est probablement apparue dès octobre 1995. D'abord faible elle a dû atteindre un débit proche de 100 % en avril 1996.

Du 7 novembre 1995 au 31 août 1996 le volume de fuite a été estimé à 70 % des 135 m³/h produits pendant 6859 heures, soit 660 000 m³.

8.2.3. Contexte hydrogéologique

Les 2 perforations se situent respectivement au droit des Calcaires de Champigny (environ 50 m) et de la craie sénonienne (à 440 m).

Les capacités aquifères de la craie sous recouvrement étant très faibles, l'hydrogéologue agréé a considéré que l'eau géothermale avait dû s'épancher en quasi totalité dans les nappes du Tertiaire :

- la nappe des Calcaires de Brie (Sannoisien) – 2 à 10 m de profondeur,

- la nappe de l'Eocène supérieur et moyen : Calcaires de Champigny, (35 à 55 m de profondeur), de St Ouen (70 à 85 m) et Sables de Beauchamp (85 à 115 m)
- la nappe des Calcaires grossiers du Lutétien et des sables de l'Yprésien.

8.2.4. Migration du fluide géothermal

La ville de Coulommiers est alimentée en eau potable par des forages captant ces 3 aquifères. Les faciès physico-chimiques des eaux captées sont parfaitement connus par des analyses de contrôle effectuées régulièrement.

Compte tenu des caractéristiques particulières de l'eau géothermale du Dogger (salinité élevée), des analyses quantitatives des ions chlorures, sodium, fluorures, sulfates ainsi que des mesures de la conductivité, ont été effectuées environ tous les 15 jours (du mois d'août 1996 au mois de février 1997), dans 6 captages A.E.P. situés en aval du puits géothermique pour détecter une pollution potentielle.

A l'aide de ces analyses l'expert a conclu en octobre 1997 qu'il était difficile de mettre en évidence et avec certitude une modification des caractéristiques physico-chimiques des eaux issues des captages A.E.P. par mélange avec l'eau géothermale du Dogger¹¹.

Le suivi analytique a été poursuivi sur les 2 captages A.E.P. potentiellement les plus sensibles à une contamination par les eaux géothermales du Dogger.

En mars 1999, aucun indice significatif d'arrivée d'eau géothermale n'ayant été décelé dans les captages d'eau potable de la ville de Coulommiers, le suivi géochimique spécifique à la recherche d'une pollution potentielle a été arrêté¹². Les analyses de routine effectuées par la suite n'ont montré aucune modification significative du chimisme des eaux captées.

8.2.5. Conclusion

Alors qu'un volume important d'eau géothermale s'est échappé du puits de réinjection de Coulommiers et qu'aucun indice significatif de contamination des aquifères captés du Tertiaire n'a été observé, on doit s'interroger sur ce qu'il est advenu du fluide géothermal.

La complexité du contexte géologique et hydrogéologique des formations aquifères du Tertiaire rend difficile la mise en œuvre d'un modèle hydrodispersif fiable, néanmoins ce type d'outil permet d'évaluer les transferts de polluants, évaluation qui peut être confrontée aux analyses réalisées sur les captages.

¹¹ Rapport de M. O. GRIERE pour le Syndicat Mixte pour la géothermie de Coulommiers (77) à la demande de M. le Préfet de Seine et Marne (arrêté du 22 août 1997),

¹² Rapport B.R.G.M. – R40658 – juin 1999 – Site géothermique de Coulommiers (Seine et Marne) Avis sur l'arrêt des contrôles liés à une fuite d'eau géothermale

8.3. FUITE D'HYDROCARBURES LIQUIDES ET D'EAU SALEE DU DOGGER

8.3.1. Puits Chailly 48

8.3.1.1. Historique

Le puits CHAILLY 48 a été fermé provisoirement en 1978, son débit étant devenu trop faible. En 1990, il a été décidé d'arrêter définitivement l'exploitation du gisement, de procéder à l'abandon définitif de toutes les installations et de boucher les puits.

Les opérations de bouchage ont débuté en mai 1994 et se sont achevées en décembre 1996. De nombreux incidents ont perturbé la mise en place des bouchons de ciment et devant l'impossibilité technique d'atteindre le niveau réservoir situé vers 1685 m, le bouchon de fond a été posé entre 726 et 640 m, puis un second bouchon placé en 2 fois, a rempli le puits de 436 à 308 m, enfin dans un deuxième temps un troisième bouchon a été mis en place dans le tubage 4"½ entre 308 m et la surface.

Lors de ces opérations de fermeture, la présence d'huile a été observée dans le forage après la mise en place des 2 premiers bouchons. L'étanchéité des bouchons de ciment étant validée (absence d'alimentation en provenance du Dogger via le tubage 4"½), le constat a été fait que l'huile observée dans la partie supérieure du puits provenait d'une accumulation accidentelle d'hydrocarbures, antérieure aux travaux de fermeture, dans les formations crayeuses du Séno-turonien situées entre 130 m (base de l'Yprésien) et 575 m (sommets du Cénomaniens).

8.3.1.2. Estimation du volume d'huile échappée

D'après l'étude des équilibres de pression dans le puits lors de l'arrêt provisoire de l'exploitation (1978-1994), un écoulement accidentel d'huile du puits vers la craie a dû se produire au-dessus de la cote de 340 m/sol.

Compte tenu des caractéristiques du gisement en fin d'exploitation, le débit d'huile aurait été de l'ordre de 0,9 m³/jour ; le tubage 4"½ n'ayant pu se percer qu'après l'arrêt de l'exploitation (au plus tôt en 1978) le volume d'huile ayant envahi la craie a été estimé à 6000 m³.

8.3.1.3. Localisation de l'huile

L'intégrité du cuvelage 7" (0-152 m) et la présence de ciment dans l'annulaire 8"½ - 7" (152 à 110 m) ont été contrôlées par diagraphies en 1996.

Les hydrocarbures se sont échappés du puits vers 152 m à la suite de la corrosion puis de la perforation d'un tube 4 ½ in défailant puis ont imprégné les niveaux crayeux situés sous les argiles yprésiennes (entre 155 et 130 m de profondeur).

Compte tenu des paramètres pétrophysiques de la craie (porosité, saturations irréversibles) le volume de roche envahie a été estimé à 240.000 m³ ce qui correspond à un cylindre de 60 m maximum de rayon et de 22 m de hauteur centré sur l'ouvrage.

8.3.1.4. Conclusion

Malgré la durée supposée de 18 ans pendant laquelle les hydrocarbures se sont échappés du puits Chailly 48, la quantité calculée d'huile ayant imprégné par imbibition la craie sénonienne est relativement modeste car dans ce cas précis la pression de gisement en fin d'exploitation et le débit d'huile (environ 0,9 m³/jour) étaient très faibles.

A la suite de l'expertise, compte tenu du fait que l'huile n'est pas mobile et donc pas susceptible de contaminer les aquifères exploités pour l'eau potable, aucune procédure particulière n'a été mise en œuvre pour essayer de récupérer une partie des 6000 m³ qui ont imprégné la craie..

8.3.2. Puits Chailly 46

8.3.2.1. Historique

Dans le cadre de l'exploitation du gisement d'hydrocarbures du Dogger, le puits de CHAILLY 46 a été foré en 1965 jusqu'à 1749 m de profondeur et utilisé comme puits d'injection. L'eau salée produite en grande quantité avec les hydrocarbures est réinjectée dans l'aquifère du Dogger après récupération de l'huile.

L'architecture du puits CHAILLY 46 est identique à celle du puits CHAILLY 48 : un cuvelage de surface (0-151 m) isole les aquifères du Tertiaire, le tubage 4"½ double le tubage 7" dans la partie supérieure de l'ouvrage et descend jusqu'au fond du puits à 1749 m. La mise en communication du réservoir a été faite à l'aide de perforations (de 1685 à 1687 m et de 1721 à 1731 m).

A la suite de la baisse de productivité du gisement, le puits a été fermé provisoirement en 1986 après mise en place de saumure inhibée contre la corrosion dans le cuvelage.

Le 22 mai 1991, une résurgence d'eau géothermale (avec odeurs d'hydrocarbures) a été observée en surface à proximité de la tête de puits.

Une procédure d'intervention a été mise au point et les travaux de fermeture définitive ont été décidés. Du 29 mai au 26 juin 1991, les tubages 4"½ et 7" après coupe et extraction du tubage 4"½ (0 – 202 m) ainsi que leurs cimentations ont été contrôlés par diagraphies : diamètres mécaniques et CBL-VDL. Des perforations ont été mises en évidence dans :

- le tubage 4"½ à 25, 70, 75, 135, 155, 180, 200 et à 766 m (cette dernière étant située au point d'ancrage du packer GUIBERSON fixant le tubing 2"7/8),
- le tubage 7" à 20, 26, 70 et 130 m de profondeur.

Le tubage 4"½ était fortement corrodé extérieurement et très dégradé vers 200 m ; coupé à 202 m, il a été extrait sans difficultés.

La fermeture du puits a été réalisée en septembre 1991 :

- le bouchon de fonds a été placé entre 1715 et 1505 m,
- le second bouchon entre 950 et 577 m (les aquifères de l'Albien et du Néocomien sont situés entre 820 et 680 m).
- enfin le bouchon de surface a été positionné entre 202 m et la surface dans le tubage 7" après perforations et « squeeze » de laitier de ciment entre 17 et 70 m dans l'annulaire 8"½ - tubage 7".

L'étanchéité des bouchons et le remplissage des annulaires ont été contrôlés.

8.3.2.2. Localisation de l'écoulement

Les tubages 4"½ et 7" ont été corrodés par l'extérieur par circulation des eaux aérées des nappes souterraines du Tertiaire.

L'absence de cimentation ou la mauvaise cimentation du tubage 7" a permis à l'eau des deux aquifères exploités de corroder les tubes en acier et d'occasionner des perforations importantes dans les tubages 7" puis 4"½.

Les eaux salées du Dogger, artésiennes dans la région de Fontainebleau, se sont écoulées par ces perforations dans les deux nappes exploitées pour l'alimentation en eau potable de la région.

8.3.2.3. Evaluation de la contamination

Les deux aquifères exploitées pour leurs eaux potables et contaminés par le forage sont la nappe des calcaires et meuliers de Brie (Stampien inférieur) situés entre 18 et 28 m de profondeur, et celle des Calcaires de Champigny et de St Ouen (Bartonnien moyen) située entre 45 et 95 m. Si la première nappe est libre, la seconde est captive sous les marnes vertes (Stampien basal) et les marnes supragypseuses (Bartonnien supérieur).

Les faciès physico-chimiques des eaux exploitées par les captages A.E.P. sont parfaitement connus par des analyses effectuées régulièrement par la S.E.M. (Société des Eaux de MELUN).

Dès janvier 1992 un suivi chimique spécifique a été mis en œuvre pour contrôler les caractéristiques des eaux potables exploitées ; une étude hydrogéologique sur le sens d'écoulement des nappes des Calcaires de Brie et de Champigny a été réalisée et 8 piézomètres ont été mis en place à proximité du forage ainsi qu'une prospection géophysique par méthode électrique pour essayer d'évaluer la zone contaminée.

Du 15 mai 1992 au 15 septembre 1992 une décontamination des deux nappes a été effectuée par pompage dans les deux aquifères à partir de 4 piézomètres. 85 000 m³ d'eau ont été pompés (700 m³/j) et réinjectés dans le Dogger par le puits d'injection

CHAILLY 1 bis situé à environ 1500 m du CHAILLY 46. Des analyses chimiques et des mesures de conductivité ont été régulièrement effectuées sur les eaux récupérées ; ce pompage de décontamination a été arrêté suite à des interférences possibles avec les captages AEP et l'impossibilité de décontaminer complètement les deux nappes à partir de l'enceinte du forage CHAILLY 46.

D'autres études et 2 piézomètres ont été réalisés en 1993 et 1994 pour étudier l'évolution de la qualité de l'eau des deux nappes.

Des modèles de simulation des transferts de polluants dans les deux nappes ont été mis au point par l'Ecole des Mines de Paris. Le volume d'eau salée déversée a été estimé entre 130 000 et 300 000 m³. Les vitesses de déplacement calculées à partir de la transmissivité, de l'épaisseur des aquifères, de leur perméabilité et des coefficients d'emménagement sont respectivement de 1,9 m/j pour les calcaires de Brie et de 0,35 m/j pour les calcaires de Champigny.

Les analyses physico-chimiques ont été poursuivies pour les deux nappes dans tous les piézomètres jusqu'en 1995.

8.3.2.4. Résultats de l'expertise hydrogéologique

Dans son rapport du 6 août 1995, l'hydrogéologue agréé considère que l'incident survenu sur le forage pétrolier CHAILLY 46 n'a pas eu de conséquence sur l'exploitation des deux aquifères du Tertiaire¹³. Si une augmentation de la conductivité et des teneurs en chlorures a été observée dès 1989, les maxima ont été constatés en 1993-1994 pour la nappe des Calcaires de Brie, et de façon moins évidente pour les Calcaires de Champigny.

De 1996 à 2000 les analyses géochimiques ont été poursuivies sur les eaux des captages A.E.P. et piézomètres situés en aval du forage CHAILLY 46 (9 pour les Calcaires de Brie et 9 pour les Calcaires de Champigny).

Un suivi continu des températures sur le piézomètre 46.1 (Champigny) montre une décroissance progressive de la température de l'eau confirmant l'absence de remontées d'eau chaude.

Dans son rapport du 27 avril 2000 l'hydrogéologue agréé considère que :

- pour la nappe de Champigny quelques traces de la pollution pourraient encore être observées car les vitesses d'écoulement, la perméabilité et l'hétérogénéité de l'aquifère rendent l'étude hydrogéologique de la nappe plus difficile,
- pour la nappe de Brie la contamination par les eaux du Dogger a disparu sauf, dans 1 piézomètre .

¹³ Rapports de M. E. de REYNIES : Incident sur le forage pétrolier CHAILLY 46, 6 août 1995, 3 décembre 1998 et 27 avril 2000.

Enfin des analyses réalisées sur le piézomètre 27-1 de Chailly¹⁴ révèlent dans la nappe du Calcaire de Brie la présence d'hydrocarbures (0.2 mg/l), de fortes teneurs en sodium, chlorures et sulfates ainsi que la présence d'éléments traces (B, Li, Sr) que l'on ne retrouve généralement pas dans les nappes d'eau douce telles que la nappe du Calcaire de Brie. Les rapports Cl/Br, Cl/B, Cl/Sr, Cl/Na, Cl/Li et les isotopes de l'eau (deutérium et oxygène 18) semblent indiquer que la nappe du Calcaire de Brie a été contaminée par des eaux du Dogger. Le taux de contamination serait compris entre 1,5 et 3,5 pour 1000.

Cette contamination fait l'objet d'investigations complémentaires au moment de la rédaction du présent rapport . Il pourrait s'agir d'un remobilisation résiduelle de la contamination initiale.

8.3.2.5. Conclusion

Comme pour le puits CHAILLY 48, un écoulement accidentel du fluide capté a été observé pendant la période d'arrêt provisoire des installations suite à la corrosion des tubages non ou mal cimentés.

Pour les 140.000 m³ d'eau salée (13 g/l) qui se sont sans doute échappés entre 1986 et 1991 (4,5 ans - 3,5 m³/h), la diffusion et la dispersion dans les deux nappes captées ont été difficiles à modéliser car les formations aquifères ne sont pas homogènes et les connaissances hydrogéologiques insuffisantes et le calage des modèles nécessite de nombreux points d'observation.

Le suivi et l'évolution des caractéristiques géochimiques des eaux captées ont cependant permis de suivre le déplacement de la contamination et de conclure qu'actuellement le risque de pollution des captages peut être raisonnablement écarté.

8.3.3. Gisement pétrolier de Pechelbronn

8.3.3.1. Historique

En Alsace dans la région de Pechelbronn (Bas Rhin) de nombreux forages ont été exécutés dès la fin du XIX^{ème} Siècle pour exploiter le gisement d'hydrocarbures.

Plus de 5000 forages ont été réalisés et si l'activité a totalement cessé depuis une vingtaine d'années, de nombreux ouvrages laissent encore suinter en surface du pétrole, de l'eau salée ou de gaz.

Si les derniers puits ont fait l'objet de fermetures réglementaires, de nombreux forages ont été abandonnés et bouchés au début du siècle par mise en place de bouchons plus ou moins hétérogènes (rondins et poteaux en bois, objets métalliques, vieilles tiges de forage ou de pompage, gravats...). Ces barrières ont longtemps empêché la remontée des fluides par l'intérieur des forages mais des pollutions ponctuelles sont depuis plusieurs années observées à la surface du sol. Ces écoulements accidentels proviennent

¹⁴ BRGM (2001) - Analyse chimique de la nappe du Calcaire de Brie – Chailly-en-Bière (Seine-et-Marne), rapport BRGM/RP-51263-FR

le plus souvent de la migration d'hydrocarbures (et/ou d'eau salée) par les annulaires mal ou non cimentés. Ces annulaires autrefois contrôlés par des piquages de surface équipés de vannes et de manomètres sont aujourd'hui fuyards car la corrosion a fortement endommagé tubages et équipements sommaires de fermeture.

Actuellement des travaux sont entrepris sous l'égide de la DRIRE pour arrêter ces sources de pollution superficielle, mais la mise en place des « Barrières solides consolidées » dans ces anciens puits est difficile : repérage précis de la source polluante et du forage, mise en place d'une nouvelle tête de puits (ancienne tête de puits coupée sous le niveau du sol) et d'une bride permettant le boulonnage d'un obturateur de sécurité pendant l'exécution des travaux, retrait de tous les éléments placés dans le cuvelage (et parfois des anciens équipements de pompage ou de complétion abandonnée) avant de redescendre au droit du réservoir pour placer la première « barrière solide consolidée ».

Ces opérations sont rendues compliquées par l'absence de données précises et par des travaux effectués dans des tubages anciens, corrodés aux caractéristiques généralement inconnues (nuance d'acier, épaisseur...). Les injections de ciments pour obturer les entrefers, après perforation ou coupe de tubages, restent aléatoires car certains annulaires sont encrassés et les tubes corrodés éclatent lors de la montée en pression indispensable à la circulation et à la mise en place du laitier.

8.3.3.2. Conclusion

Les forages de Pechelbronn ne recoupent pas d'aquifères exploités pour leurs eaux potables. La pollution se limite à des événements superficiels ponctuels.

Il faut cependant prendre en compte cette expérience pour éviter que des événements similaires apparaissent dans le futur avec sans doute des conséquences plus graves. Il est indispensable :

- que toutes les données précises concernant la réalisation, l'architecture, l'historique et la fermeture des forages et des puits soient parfaitement répertoriées et archivées,
- que toutes les procédures d'abandon, leurs mises en œuvre et leurs contrôles soient respectés si l'on veut limiter les risques de pollution accidentelle des nappes d'eau potable ou superficielle, recoupées par les forages profonds,
- que les cimentations des annulaires soient faites avec une attention toute particulière et qu'elles soient contrôlées systématiquement par diagraphies,
- de tenir compte de la corrosion des tubages avec le temps. Les tubes acier bien que certifiés généralement API peuvent présenter des imperfections lors de leur fabrication et se dégrader rapidement au contact de fluides (liquides ou gazeux) agressifs.

8.3.4. Champ pétrolier de Berkaoui

Une contamination de la nappe d'eau souterraine de surface par une saumure a été mise en évidence sur le champ pétrolier de Haoud Berkaoui en Algérie. Cette contamination a été occasionnée par le forage d'un puits de production^{15, 16}.

Lors du forage OKN32 en 1978, l'aquifère de l'Albien, qui était en charge a été mis en communication avec l'aquifère de surface du Sénonien. La différence de pression (24 bars environ) a entraîné un écoulement permanent à travers une épaisse couche de sel, créant progressivement une cavité entre 450 et 600 m de profondeur. En octobre 1986, les terrains situés au-dessus se sont effondrés, créant un cratère de 200 m de diamètre et 75 m de profondeur.

Le sel dissous et transporté par l'eau de l'Albien (la nappe est artésienne dans ce secteur) a contaminé la nappe de surface. La pollution ne menaçant pas les captages d'eau potable situés à une trentaine de kilomètres, le site a été instrumenté pour suivre l'évolution physico-chimique des nappes.

8.4. CALCUL DES TRANSFERTS DE FLUX ENTRE RESERVOIRS

8.4.1. Modèles appliqués aux réservoirs d'hydrocarbures

On trouve dans la littérature anglo-saxonne des travaux de modélisation de la percolation verticale d'hydrocarbures dans un puits pétrolier abandonné¹⁷. L'exemple cité concerne la modélisation de la contamination de l'aquifère sableux de Wilcox par les hydrocarbures de la formation sableuse de Lower Tuscaloosa, due à l'action d'un puits d'injection sur un ancien puits pétrolier abandonné. Pour une telle modélisation la perméabilité de la boue sédimentée a été évaluée à 10^{-3} mD (d'après les données de Shell) et de la boue non sédimentée à une gamme comprise entre 40 et 4000 D. Plusieurs scénarios ont été simulés, à la fois dans l'hypothèse où le puits était dépourvu de casing, et en présence d'un casing. Dans tous les cas le forage était réalisé à plus de 10.000 pieds de profondeurs (3000 m environ), avec un casing de surface cimenté de la surface à 2000 pieds de profondeur (600 m environ), le reste du puits n'étant pas cimenté.

Dans le cas du puits non pourvu de casing, le calcul aboutit à une épaisseur de 150 pieds (45 m) environ de schistes éboulés, recouverte d'une épaisseur de boue sédimentée de 4600 pieds (1400 m). La porosité des schistes éboulés était supposée être la même que celle de la formation en place (3 %), et sa perméabilité était évaluée à 0.1 mD. La porosité de la boue consolidée était estimée à 84 % et sa perméabilité à 1 mD.

¹⁵ Nicoletis S. ; Bouali H., « Le Phénomène OKN32 », conférence SPE 28/04/1993

¹⁶ Morrisseau J.M., « Uncontrolled leaching of a salt layer in an oil field in Algeria », SMRI – Fall Meeting, San Antonio Texas, 15-18 october 2000

¹⁷ Warner, D.L., and MacConnell, C.L., "Abandoned Oil and Gas Industry Wells – A quantitative Assessment of their Environmental Implications". API Publication N° 4507. Pp 1-45, June 1990

Dans le cas du puits pourvu d'un casing, le scénario prévoyait qu'une cimentation avait été réalisée depuis le fond du puits jusqu'à une profondeur de 8500 pieds, au-dessus de laquelle on avait simulé une hauteur de 200 pieds de schistes éboulés, et de 3700 pieds de boue consolidée, le tout avec les mêmes valeurs de porosité et de perméabilité que décrites précédemment.

Les valeurs d'épaisseur, de porosité et de perméabilité de la boue de forage consolidée et des formations schisteuses éboulées ont été fournies dans ce cas par Exxon (Exxon Production research Company). Le modèle comprenait dix couches. En fonction de la pression imposée dans le puits d'injection, le modèle calcule la pression répercutée dans le puits abandonné, le débit d'eau salée induit dans le puits abandonné à travers les schistes éboulés, dans la formation pétrolière, et dans l'aquifère d'eau douce de Wilcox. En l'espèce les résultats de la modélisation concluaient qu'aucun débit ne transitait vers l'aquifère d'eau douce, même au terme des dix années simulées : pour un injectin dans un réservoir de perméabilité 30 mD, le taux (en volume) de fluide que l'on retrouve dans l'aquifère est inférieur à 10^{-5} .

Ces travaux ont été repris en 1998 par des auteurs qui ont développé un modèle couplé pour prédire le flux entre deux formations traversées par un forage abandonné¹⁸. Le modèle prend en compte les pertes de charge dans le forage et la variation de pression dans les formations dues au pompage ou à l'injection dans des ouvrages en activité.

Plus généralement, on trouve dans la littérature des articles sur la contamination d'un aquifère par un débit de fuite provenant d'un réservoir sous-jacent mal condamné. Ces travaux sont basés sur un calcul d'écoulement en régime permanent entre deux aquifères à travers un puits ouvert. Les équations hydrodynamiques sont résolues de manière analytique^{19,20} et permettent de quantifier le débit entrant dans l'aquifère.

Ces calculs ont été appliqués aux cas de figure suivants :

(ref. 19) : des forages ont été utilisés pour l'injection d'eaux résiduelles entre 1958 et 1975 au Canada. Ces eaux ont contaminé un aquifère en remontant par des puits pétroliers abandonnés et par l'espace annulaire des forages d'injection

(ref. 20) : application à trois cas de figure théoriques : a) communication entre un aquifère profond et un aquifère d'eau potable par un puits ouvert ; b) deux aquifères captifs dont les charges hydrauliques sont connues, connectés par un puits ouvert ; c) idem que le cas précédent à la différence près que l'aquifère supérieur est libre.

8.4.2. Modèles appliqués aux réservoirs géothermiques

Un modèle appliqué au risque de pollution des nappes par les forages géothermiques a été développé par le BRGM²¹. L'objectif de ce modèle est d'analyser l'incidence d'un

¹⁸ Elise A. Striz, Michael L. Wiggins, "A coupled Model to Predict Interformation Flow Through an Abandoned Well". Society of Petroleum Engineers. SPE 49151. Pp 15 à 30, 1998

¹⁹ Avci, C.B., "Flow Occurrence between Confined Aquifers through Improperly Plugged Boreholes", Journal of Hydrology, Vol. 139, pp. 97-114, 1992.

²⁰ Silliman, S., and Higgins, D., "An analytical solution for Steady State Flow between Aquifers through an Open Well", Groundwater, Vol 28, N° 2, pp 184-190, 1990.

²¹ Menjoz A., Honneger J.L., Martin J.C., (1988) – Estimation de l'incidence de fuites hydrauliques à la paroi de forages géothermiques captant le réservoir du Dogger, rapport BRGM/TMRG

perçement des tubages d'un forage géothermique au niveau des aquifères de l'Albien et du Néocomien. Les simulations ont été réalisées sur la base de scénarios définis à l'avance pour chiffrer des ordres de grandeur et des tendances évolutives. Les résultats attendus étaient l'estimation de l'impact dans l'aquifère récepteur et l'identification des indices précurseurs permettant une action préventive.

Les calculs effectués sont les suivants :

- évaluation du débit hydraulique de fuite et de sa dynamique dans le temps par couplage d'un modèle hydrodynamique de boucle et de deux modèles de réservoirs homogènes
- estimation de l'impact dans le réservoir envahi par un modèle de transfert en milieux poreux avec prise en compte de l'écoulement régional

Ces modèles ont été appliqués à deux cas d'exploitation dans le Val-de-Marne et en Seine-Saint-Denis. Les résultats montrent que les paramètres d'exploitation mesurables en surface, répondent aux fluctuations du débit d'exploitation du Dogger, lorsque celui-ci est différent du débit de commande imposé en surface (cas d'une fuite vers un aquifère intermédiaire). L'amplitude de ces écarts, par rapports aux valeurs nominales, est très dépendante de l'intensité du débit de fuite. En fait il est peu probable que le débit soit important, en raison des barrières mises en place (cuvelages et cimentations). Ces contraintes conduisent à envisager l'identification d'effets et de signes précurseurs faibles, voire très faibles. Face à ce type de risque, l'analyse repose sur une connaissance précise du fonctionnement de référence et de ses fluctuations. Parmi les indicateurs, le niveau dynamique apparaît comme le plus important, mais il requiert une bonne précision métrologique vis-à-vis des capteurs.

Concernant l'impact lié à l'envahissement des réservoirs, les figures 12 et 13 montrent, dans le cas d'une opération-type du Val-de-Marne, la propagation du front chimique dans les réservoirs de l'Albien et du Néocomien sous l'effet d'une injection continue de $20\text{m}^3/\text{h}$ d'eau géothermale. L'impact est nettement plus important vers l'aval de l'écoulement.

Ces simulations, apparentées à une étude de risque, ont montré que les paramètres à prendre en compte sont nombreux et qu'il convient d'intégrer à la modélisation les divers couplages et non-linéarités liés aux variables d'état (température, pression, densité, viscosité). Ces divers couplages peuvent engendrer des fluctuations du même ordre que celles induites par un phénomène de fuite hydraulique.

8.5. BILAN

S'il apparaît évident que les possibilités de contamination des nappes souterraines par les forages profonds sont bien réelles, les cas répertoriés de contamination de nappes d'eau potable sont extrêmement rares dans le bassin de Paris, ce qui tendrait à montrer que le risque est actuellement faible.

Des pollutions de nappes d'eau potable par écoulement accidentel d'eau géothermale ont néanmoins été observées. L'étude de la migration d'une telle pollution et des

moyens à mettre en œuvre pour l'identifier, la réduire et la contenir, doit encore faire l'objet d'investigations.

Les cas connus de fuite d'hydrocarbures n'ont pas eu de répercussions trop importantes dans la mesure où ces hydrocarbures ont, soit été piégés dans des formations non aquifères peu poreuses (cas de la craie), soit ont « seulement » contaminé des aquifères superficiels non utilisés pour l'AEP (cas de Pechelbronn).

Des méthodes de calcul peuvent être utilisées pour identifier les chemins préférentiels de transport du polluant, calculer les débits d'échanges entre réservoirs et le taux de pollution ou dimensionner un système de suivi de la migration du polluant.

Par ailleurs, le cas de Pechelbronn illustre la problématique des ouvrages anciens (que l'on retrouve pour les anciens sites industriels) à savoir que plus les ouvrages sont anciens, plus la technologie mise en œuvre est rudimentaire et plus les informations disponibles sont parcellaires.

Conclusion

Il n'existe pas de méthode permettant de contrôler un risque de pollution applicable directement sur un forage après son bouchage définitif. Dans l'état actuel de la technologie il n'est pas possible de contrôler l'évolution de la corrosion d'un cuvelage acier enchâssé dans du ciment, ni de contrôler des variations de pression dans un annulaire théoriquement obstrué par du ciment, ni d'identifier par des méthodes indirectes des migrations de fluides entre des réservoirs profonds et des aquifères.

Les méthodes utilisées lors de la fermeture définitive des puits permettent théoriquement d'empêcher la migration des fluides d'une formation perméable vers une autre. Toute pollution accidentelle ne peut provenir que d'une malfaçon dans l'installation des « barrières » de ciment, il est donc primordial que le programme de bouchage soit respecté par les maîtres d'ouvrage et que les entreprises chargées de ces travaux mettent en œuvre les matériels et moyens nécessaires. Si les travaux sont effectués correctement et compte tenu de la distance séparant ces aquifères, la corrosion et la dégradation du ciment et des cuvelages avec le temps ne devraient pas avoir d'effets néfastes sur l'isolation des nappes.

Parmi les mesures qu'il est possible de prendre pour suivre le risque environnemental que constitue l'ensemble des forages profonds abandonnés, on peut citer :

- Le relevé exhaustif des forages réalisés avec leurs caractéristiques techniques, leur localisation précise, et leur historique (travail en cours dans le cadre de l'étude)
- L'identification de secteurs particulièrement vulnérables (travail en cours dans le cadre de l'étude).
- Des outils de contrôle de la mise en application des procédures réglementaires de fermeture de puits
- Le suivi des pressions dans les différents réservoirs entre la période d'abandon de l'ouvrage et sa fermeture définitive (pose des bouchons)
- Le suivi chimique (et isotopique) des eaux captées dans des aquifères protégés.
- La modélisation des transferts de flux entre les réservoirs et les aquifères sus-jacents au droit d'un forage.

Le suivi chimique des nappes d'eau souterraine apparaît comme la technique présentant le plus d'intérêt car c'est une méthode d'observation directe et elle doit permettre de déterminer l'origine d'une pollution. Par ailleurs les données peuvent être utilisées pour caler un modèle.

On peut concevoir un programme de surveillance de la composition chimique²² et isotopique des aquifères cibles, au voisinage de points de pollution potentielle, et/ou entre ceux-ci et les forages d'AEP à protéger, qui puisse détecter l'arrivée de polluants

²² Abou Akar A., Ignatiadis I., Lesueur H., Longin G., Risque de pollution des nappes d'eau douce du fait des exploitations géothermales de l'aquifère du Dogger du Bassin Parisien – Méthodologie de détection des percements intervenus sur le tubage d'un puits géothermique – BRGM R 38035 – juin 1994

dans l'aquifère avant que leurs concentrations n'obligent à interdire l'eau à la consommation humaine.

Il est admis que pour les risques de pollution par les forages géothermiques, les teneurs en chlorures dans les eaux de l'Albien sont un bon traceur de la pollution de cet aquifère par les eaux du Dogger, et que le dosage des trois meilleurs traceurs (Cl^- , Na^+ , Ca^{++}) permettrait de garantir un diagnostic de pollution de l'Albien par le Dogger si la proportion d'eau du Dogger parvenant à l'Albien est supérieure à 0.03 %. De même l'eau du Dogger contient des espèces chimiques que l'on ne retrouve généralement pas dans l'eau douce telles que le Bore, le Lithium, le Strontium et qui peuvent également être utilisés comme traceurs.

Les méthodes isotopiques sont particulièrement bien adaptées pour caractériser les saumures présentes dans les réservoirs profonds du bassin de Paris²³. On retrouve ces saumures dans le réservoir géothermique du Dogger mais également dans les réservoirs susceptibles de contenir des hydrocarbures tels que le Rhétien, le Keuper et également le Dogger. Les relations entre les isotopes de l'hydrogène, de l'oxygène et du soufre (sulfates) permettent ainsi de caractériser ces saumures (cf. figure 14).

Un inventaire comparatif des traceurs chimiques, fluorescents et isotopiques comme méthode de vérification de l'état des puits géothermiques du bassin de Paris a d'ailleurs été réalisé récemment²⁴. Les traceurs chimiques pourraient permettre d'estimer la profondeur et le débit de fuite de l'eau géothermale.

La modélisation des transferts de flux entre les réservoirs et les aquifères sus-jacents au droit d'un forage peut être utilisée *à priori* dans le cas d'un forage suspecté de présenter des défauts où *à posteriori* lorsque la contamination d'une nappe a été détectée.

Il faut également envisager, sous réserve de trouver un maître d'ouvrage public, la réutilisation d'anciens forages d'exploitation comme piézomètres de contrôle de la qualité des nappes d'eau souterraine.

²³ J.C. Fontes et J.M. Matray (1993) – Geochemistry and origin of formation brines from the Paris Basin – 2. Saline solutions associated with oil fields, *Chemical Geology*, 109, p. 177-200

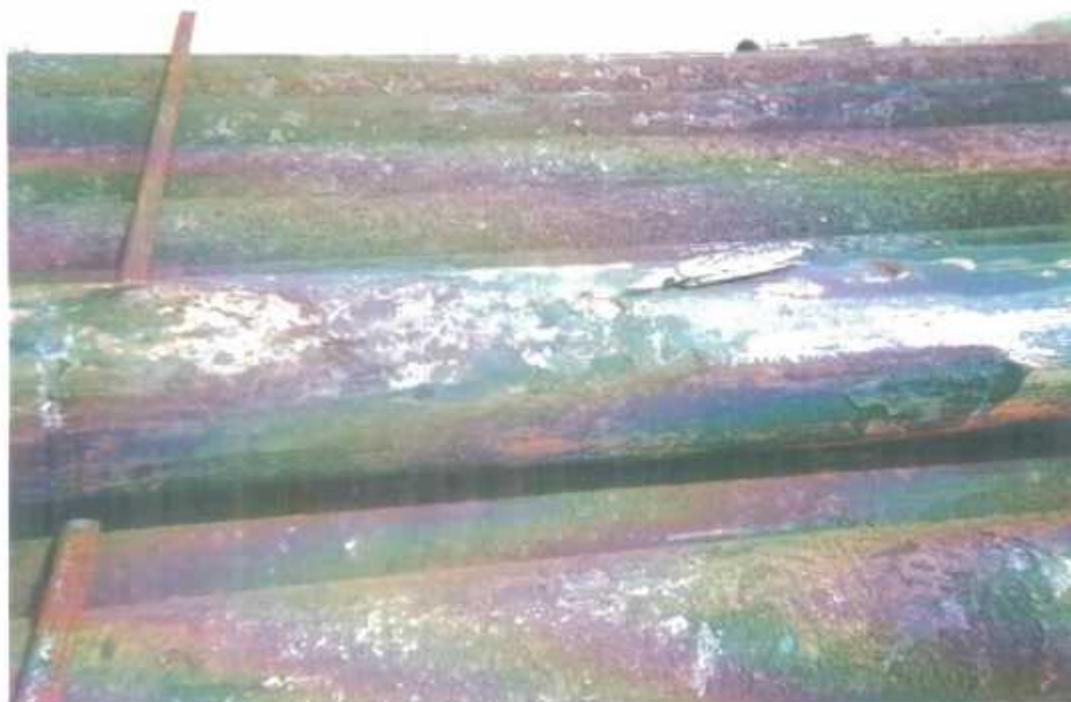
²⁴ Ungemar P., Ventre A.V. and Nicolaon S. (2002). Tracer leak off tests as means of checking well integrity. Application to Paris basin geothermal production wells, 27th workshop on Geothermal reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 28-30, 2002

Bibliographie

- API (1993) - Environmental Guidance Document : Well Abandonment and Inactive Well practices for U.S. Exploration and Production Operations. American Petroleum Institute Bulletin E3. 1st edition, January 31, 1993.
- Avci, C.B. (1992) - Flow Occurrence between Confined Aquifers through Improperly Plugged Boreholes, *Journal of Hydrology*, Vol. 139, pp. 97-114, 1992.
- Bertet E. (1994) - Abandon et Fermeture des Forages. Prescriptions et Recommandations Techniques. BRGM NT 007/EAU/94-. Septembre 1994
- Bertet E. et Martin G. (1996) - Diagnostic et Réhabilitation des Forages, ANTEA NT EAU 95/005
- BRGM (1994) - Risques de pollution des nappes d'eau douce du fait des exploitations géothermales de l'aquifère du Dogger du Bassin parisien - Convention ADEME-BRGM 2 07 0028. Juin 1994. Rapports n° 38032, 38033 et 38035.
- BRGM (1997) - Abandon et fermeture des forages, Note technique DNEMT n° 11
- BRGM (1998) - Guide de bonne pratique et de contrôle des forages d'eau pour la protection de l'environnement, Manuel et méthodes n° 31, Ed. BRGM
- BRGM (2001) - Analyse chimique de la nappe du Calcaire de Brie – Chailly-en-Bière (Seine-et-Marne), rapport BRGM/RP-51263-FR
- BRGM-AFME (1985) - Prescriptions minimales et recommandations spécifiques aux forages géothermiques -Dogger du Bassin Parisien. Mai 1985. n° 85 SGN 325 SPG.
- Delouvrier J., Arno Thut, Michel Seguin. (1999) - Les mesures hydrogéologiques pour la caractérisation des ouvrages souterrains profonds. AFTES Journées internationales. Octobre 1999.
- Elise A. Striz, Michael L. Wiggins, SPE, University of Oklahoma (1998) - A coupled Model to Predict Interformation Flow Through an Abandoned Well. Society of Petroleum Engineers. SPE 49151. p. 15 à 30.
- Fontes J.C. and Matray J.M. (1993) – *Geochemistry and origin of formation brines from the Paris Basin – 2. Saline solutions associated with oil fields*, *Chemical Geology*, 109, p. 177-200
- FRYAR, Alan E., C. W. KREITLER, M.C. AKHTER, A.J. AVAKIAN, W.F. MULLICAN III, Bureau of Economic Geology, Austin, TX – *AAPG Bulletin* 78 ; 9 , 1458 (1994) – "A methodology to evaluate regional hydraulic controls on flow from hydrocarbons reservoirs into overlying aquifers"
- IFP (1978) – Formulaire du foreur, Collection pratique du pétrole, 5^e édition, éditions Technip
- Menjot A., Honneger J.L., Martin J.C., (1988) – Estimation de l'incidence de fuites hydrauliques à la paroi de forages géothermiques captant le réservoir du Dogger, rapport BRGM/IMRG

- Morrisseau J.M. (2000), - Uncontrolled leaching of a salt layer in an oil field in Algeria , SMRI – Fall Meeting, San Antonio Texas, 15-18 october 2000
- Nicoletis S., Bouali H. (1993) - Le Phénomène OKN32, conférence SPE 28/04/1993
- Sainson S. avec collaboration de J.L. Honegger et R. Lombart (1986) - Les Diagraphies de Corrosion - Description et essais des outils, Rapport CEE contrat BRGM n° EN 3G-0038-F (CD). Octobre 1986 n° 86 SGN 553 IRG.
- Sainson S. (1986) - Les Diagraphies de Corrosion , état de l'art. Rapport BRGM n° 86 IMRG 003
- Silliman, S. and Higgins, D. (1990) - An analytical solution for Steady State Flow between Aquifers through an Open Well, *Groundwater*, Vol 28, N° 2, pp 184-190, 1990.
- Ungemar P., Ventre A.V. and Nicolaon S. (2002). Tracer leak off tests as maens of checking well integrity. Application to Paris basin geothermal production wells, 27th workshop on Geothermal reservoir Engineering, Standford University, Standford, California, January 28-30, 2002
- Warner, D.L., and MacConnell, C.L. (1990) - Abandoned Oil and Gas Industry Wells - A quantitative Assessment of their Environmental Implications. API Publication N° 4507. Pp 1-45, June 1990.

Figures



(a)



(b)

Fig. 1 – corrosion d'un cuvelage de puits géothermique (a) par l'intérieur (b) percement par l'extérieur (courants de fuites)

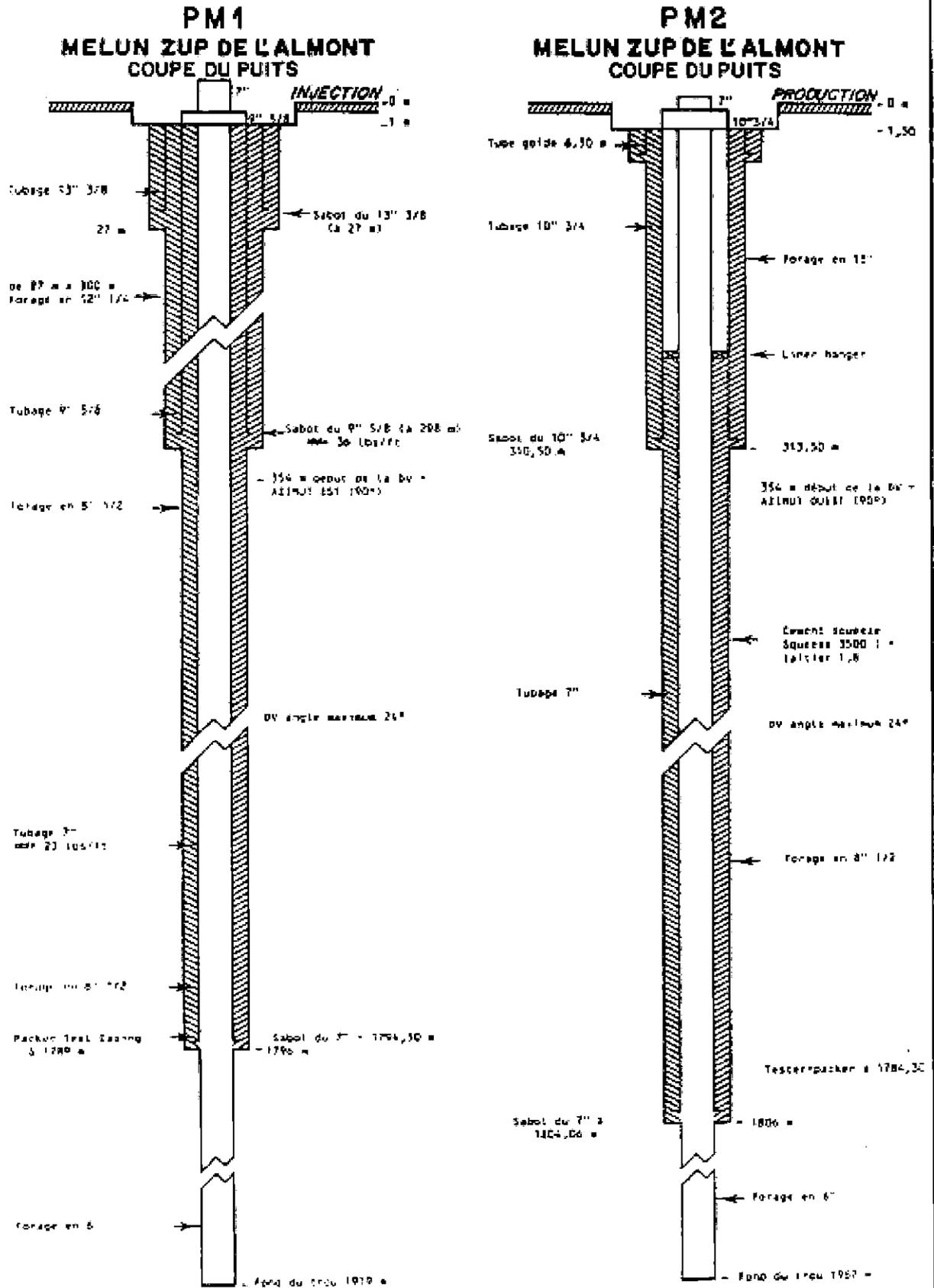


Fig. 2 – exemple de forage géothermique (puits producteur et puits injecteur)

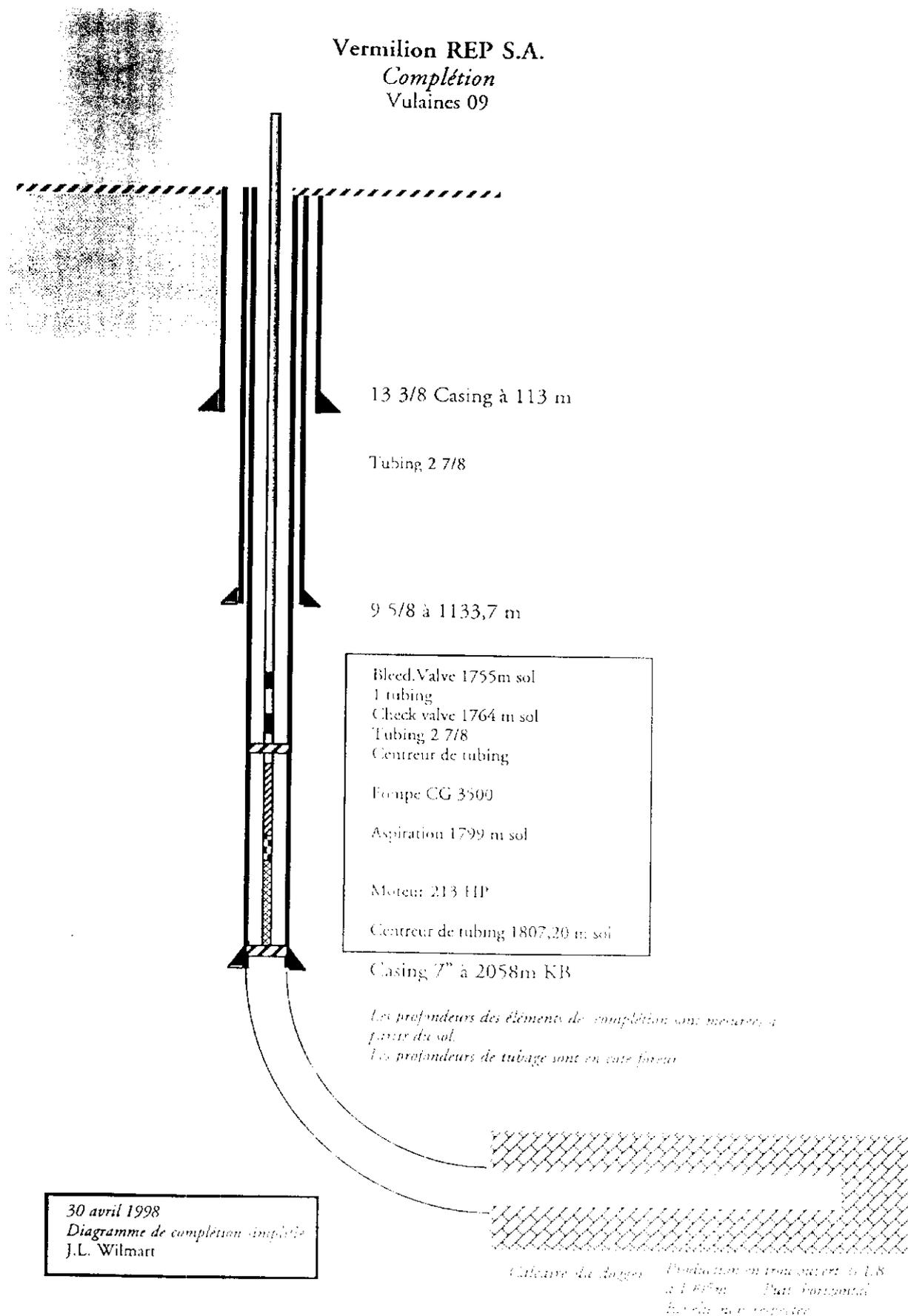


Fig. 3 – exemple de forage pétrolier de production

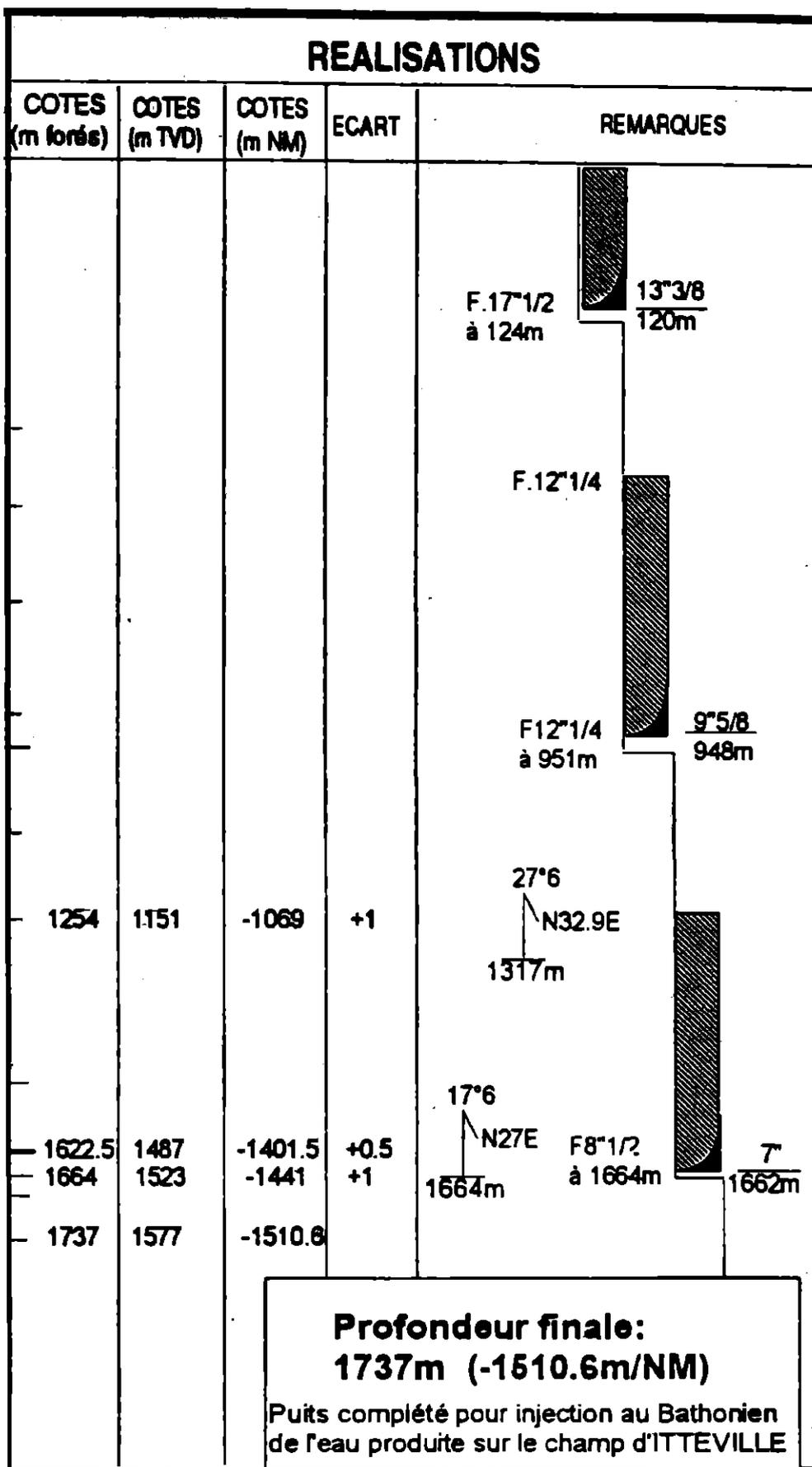


Fig. 4 - exemple de forage pétrolier d'injection d'eau

COUPE TECHNIQUE DU PUIITS CR 41

-1-

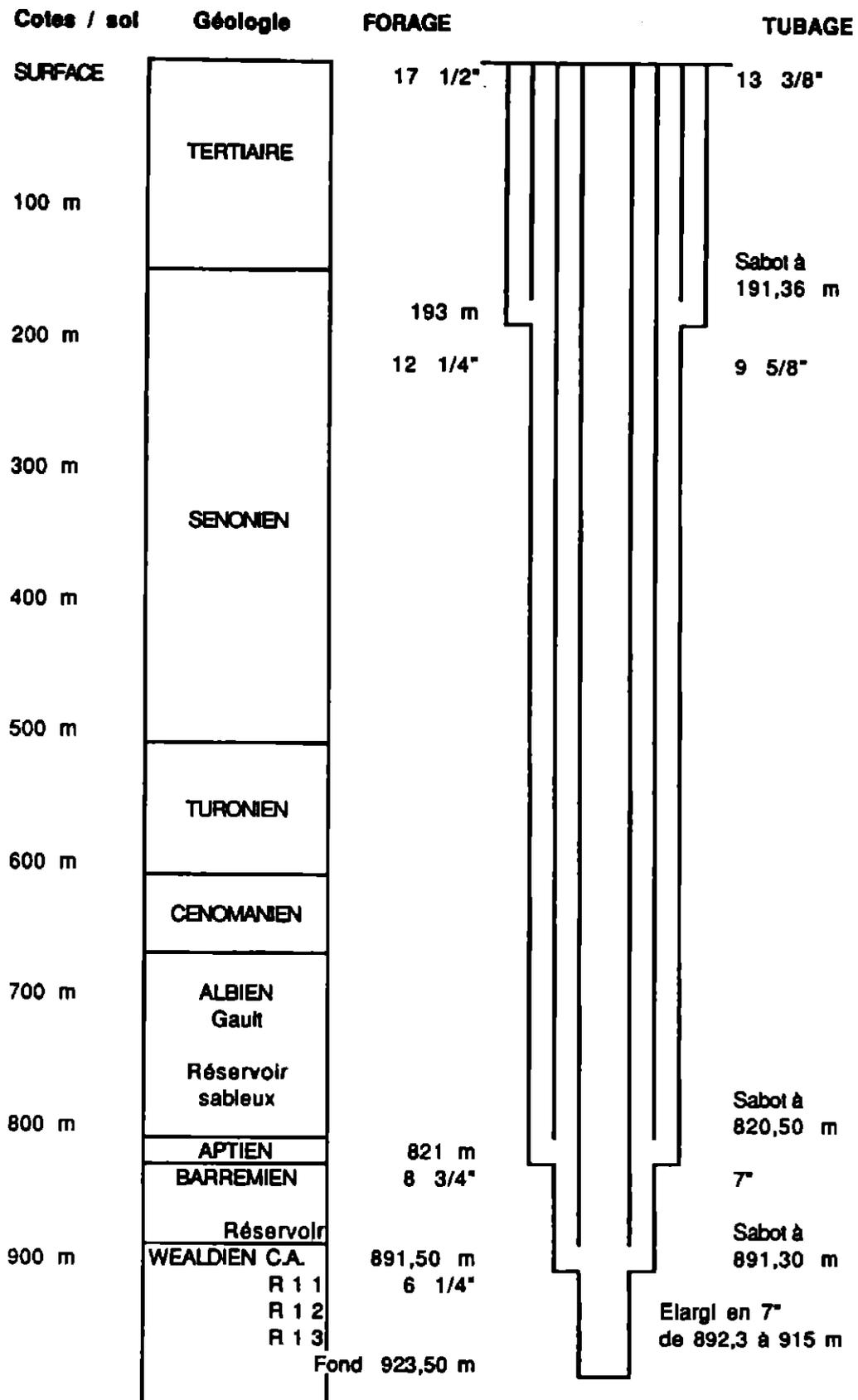


Fig. 5 - exemple de forage de stockage de gaz

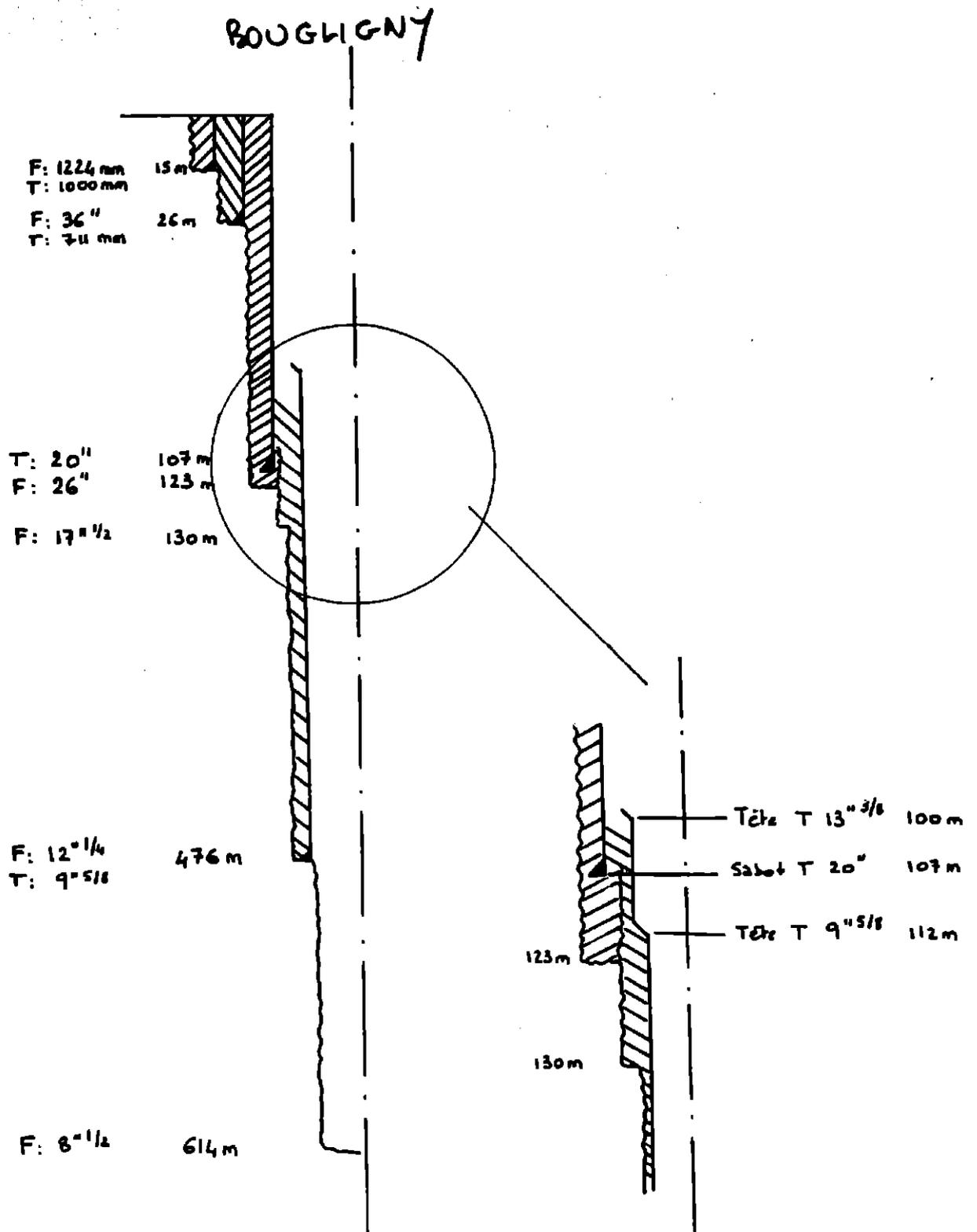


Fig. 6 – exemple de forage d'eau à l'Albien

Etude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraine du bassin Seine-Normandie

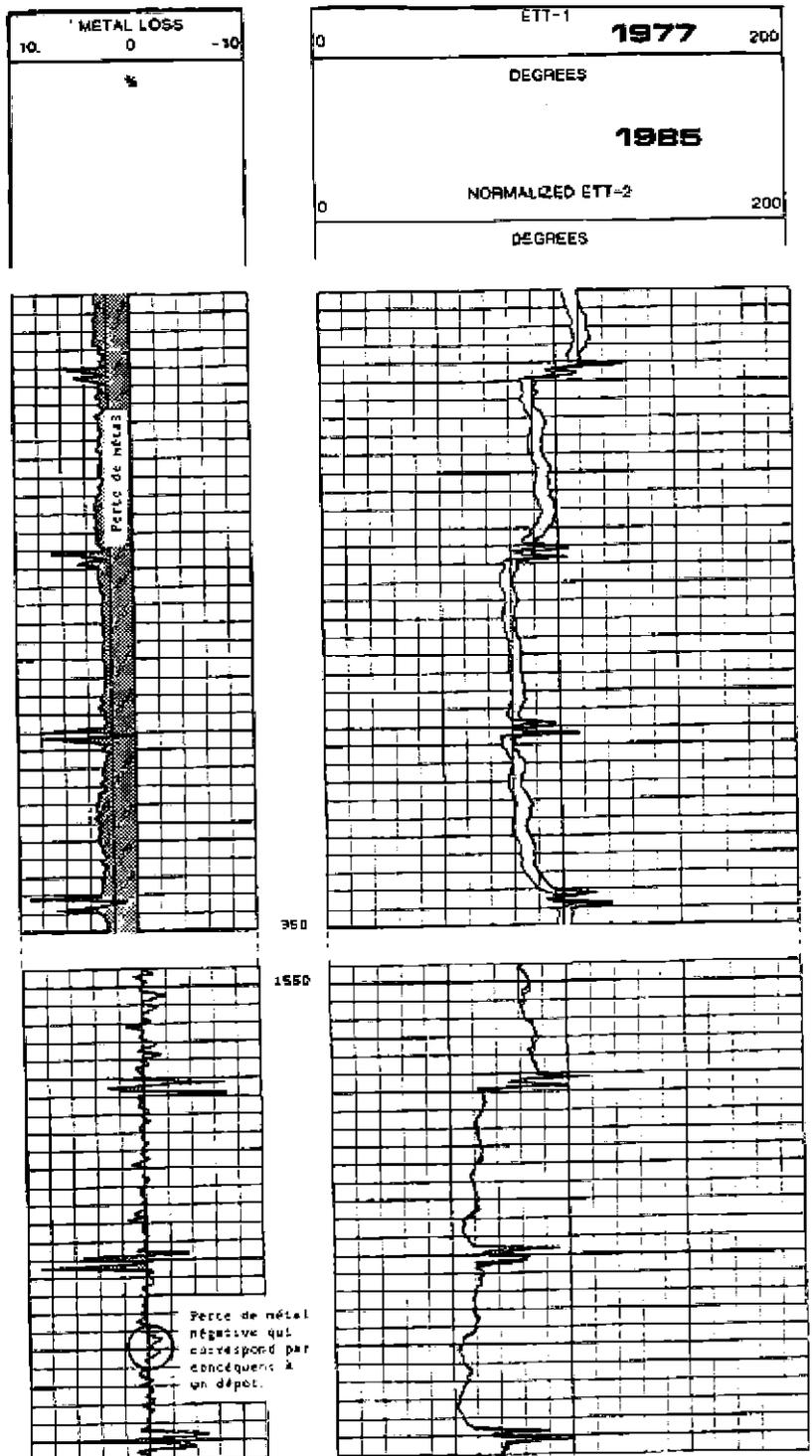


Fig. 1.7 - Superposition du log (77) et du log (85)
(Time lapse technique)

Fig. 7. Exemple de contrôle par diamètreur

Etude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraine du bassin Seine-Normandie

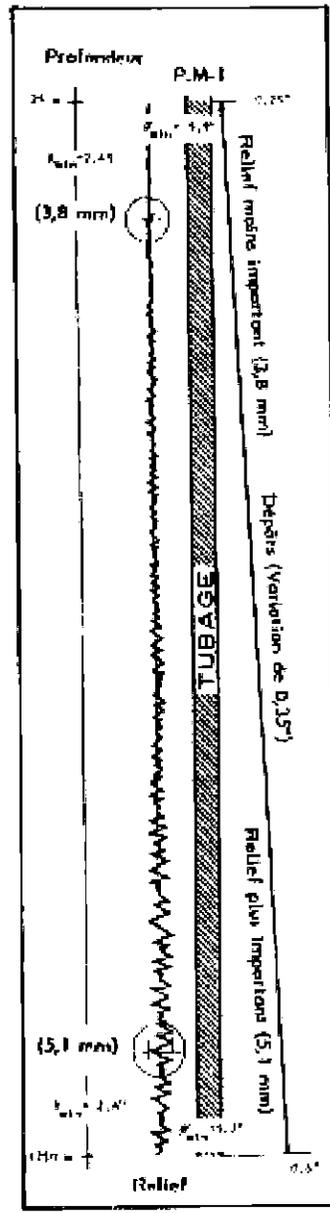
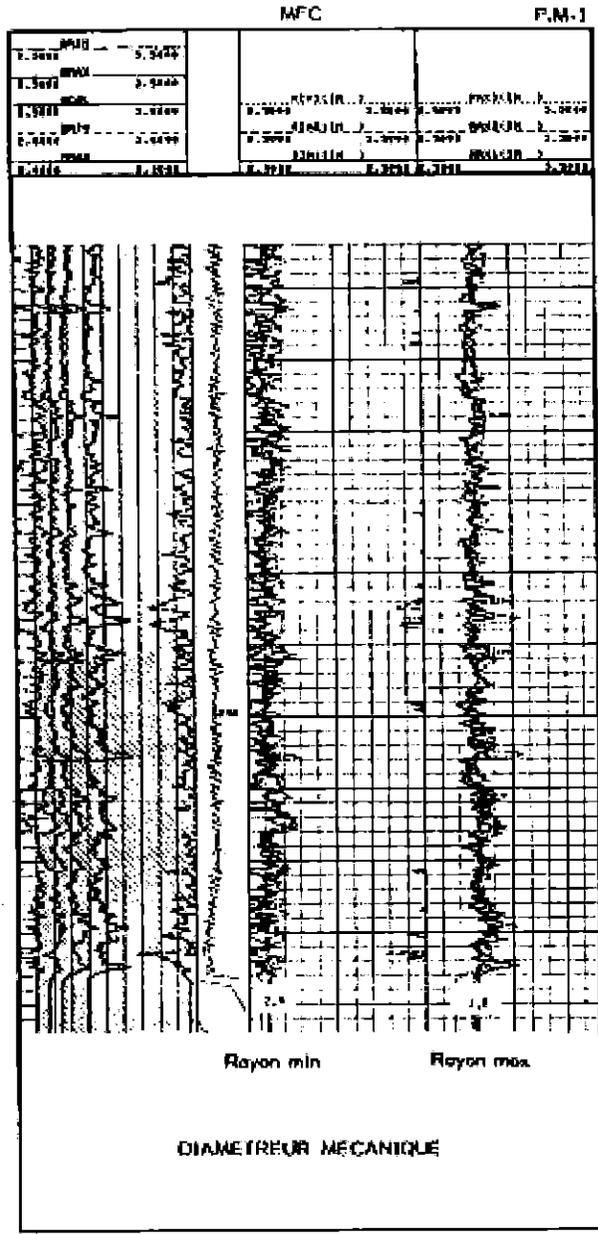
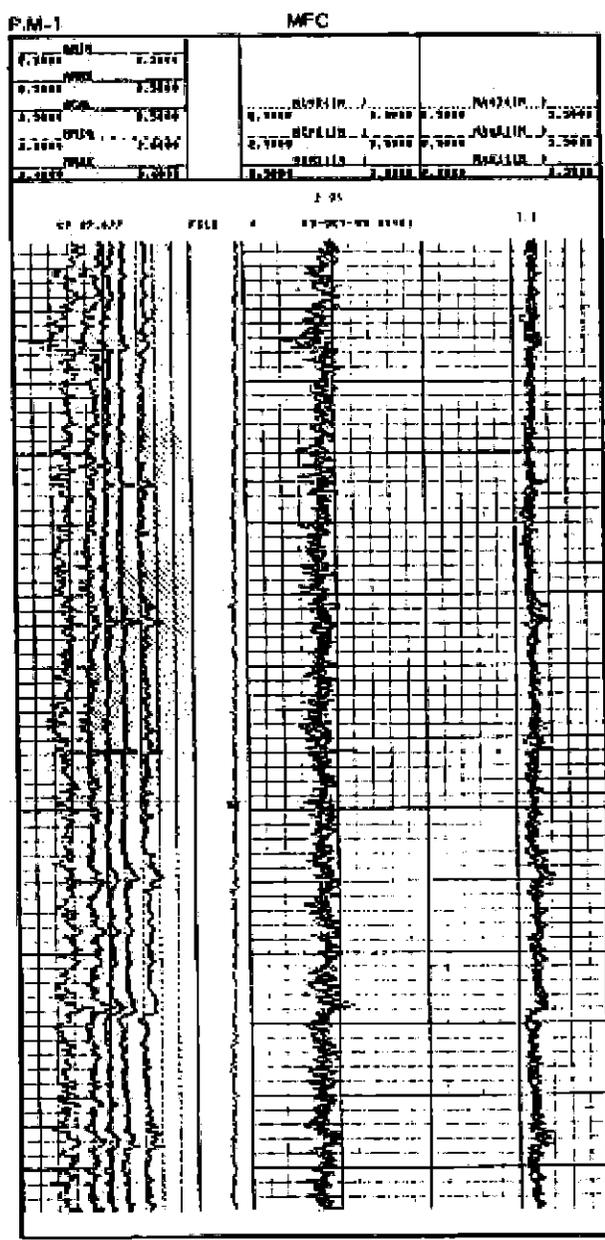


Fig. 8 - Exemple de contrôle de la corrosion par MFC

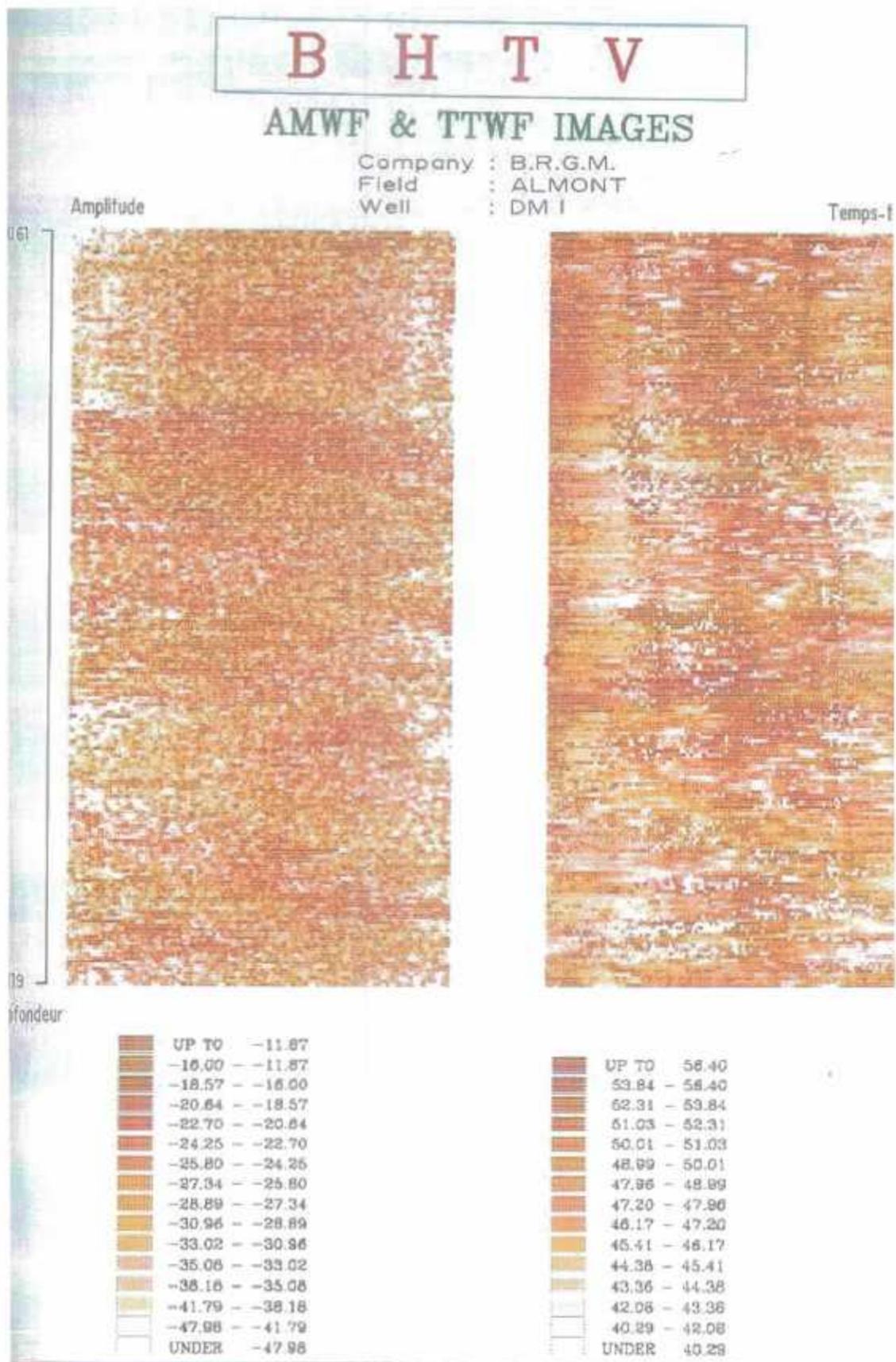


Fig. 9 - Exemple de contrôle de la corrosion par BHTV

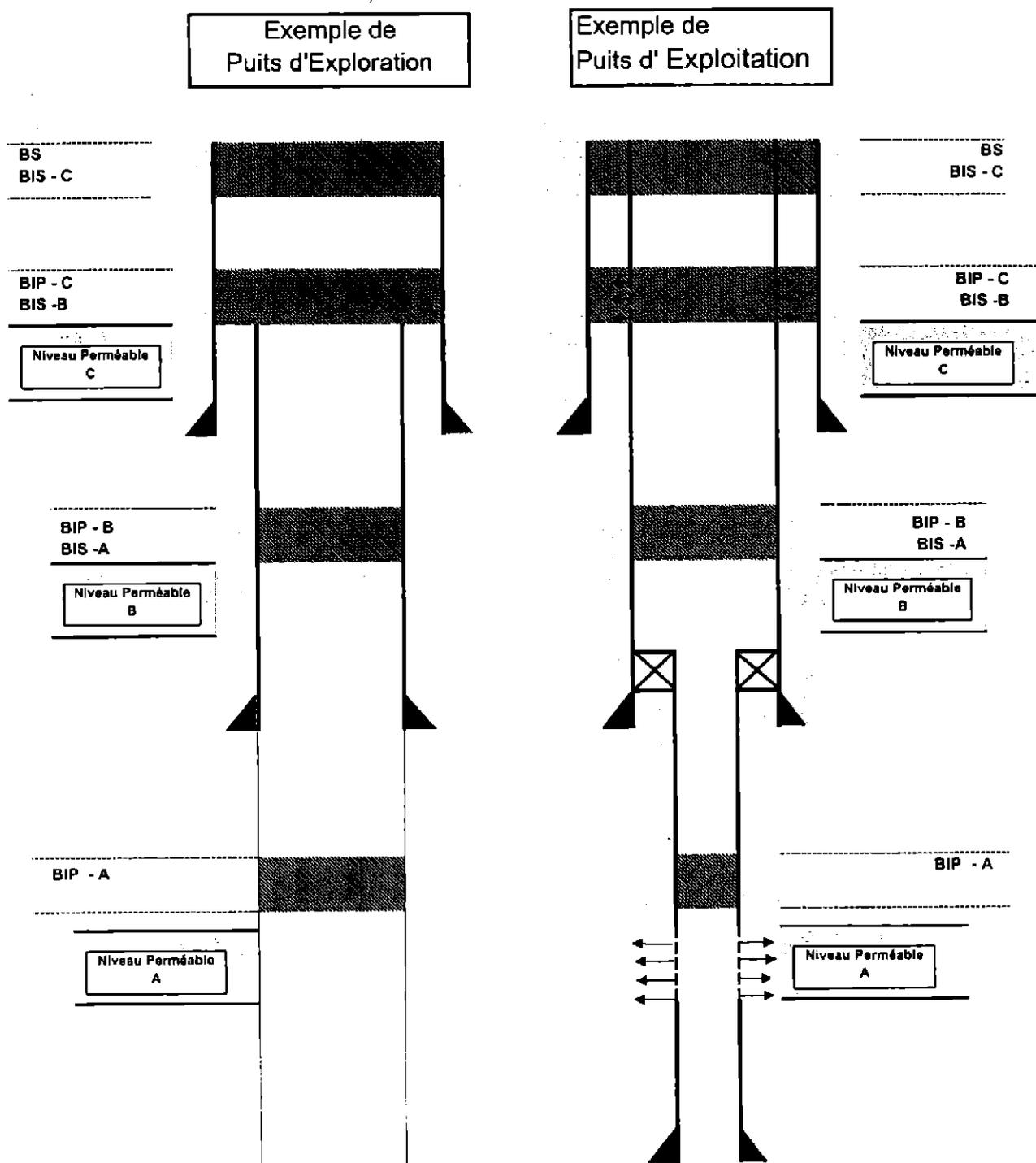


Fig. 10 - Principe de bouchage d'un forage

BOUCHAGE EN SURFACE

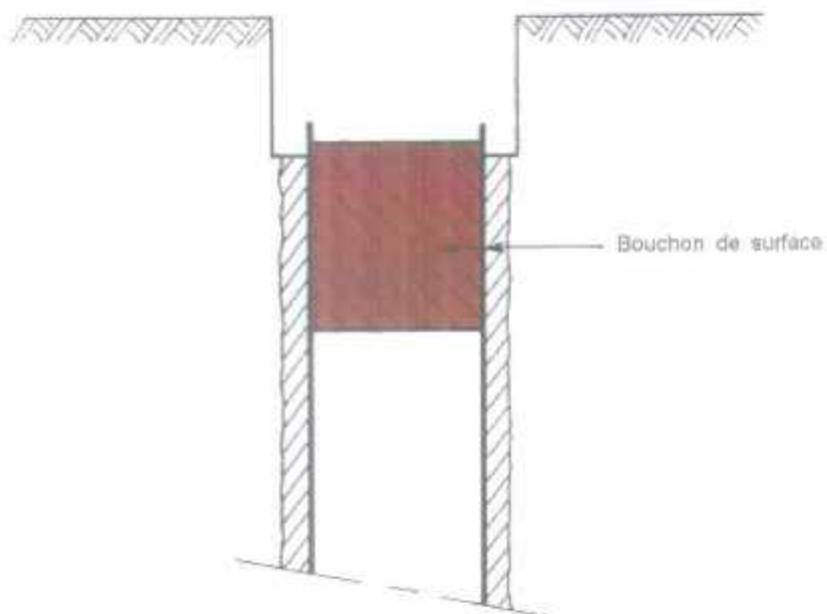
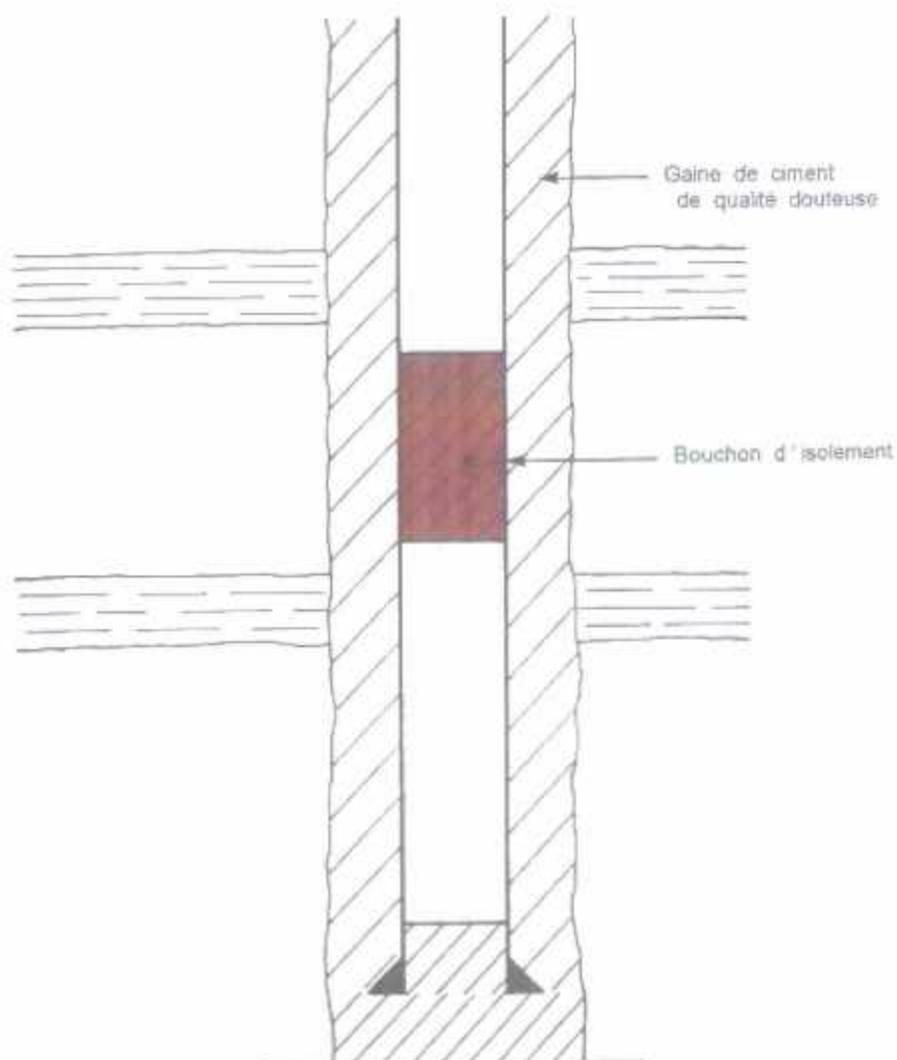
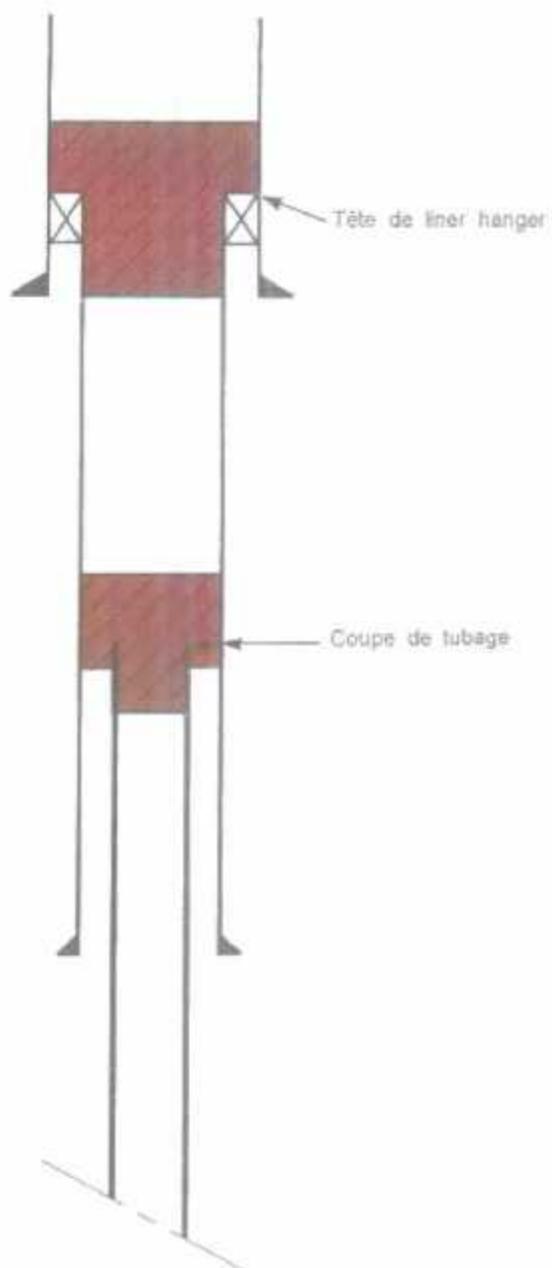


Fig. 11 – Schémas extraits du document « Abandon et fermeture des forages »

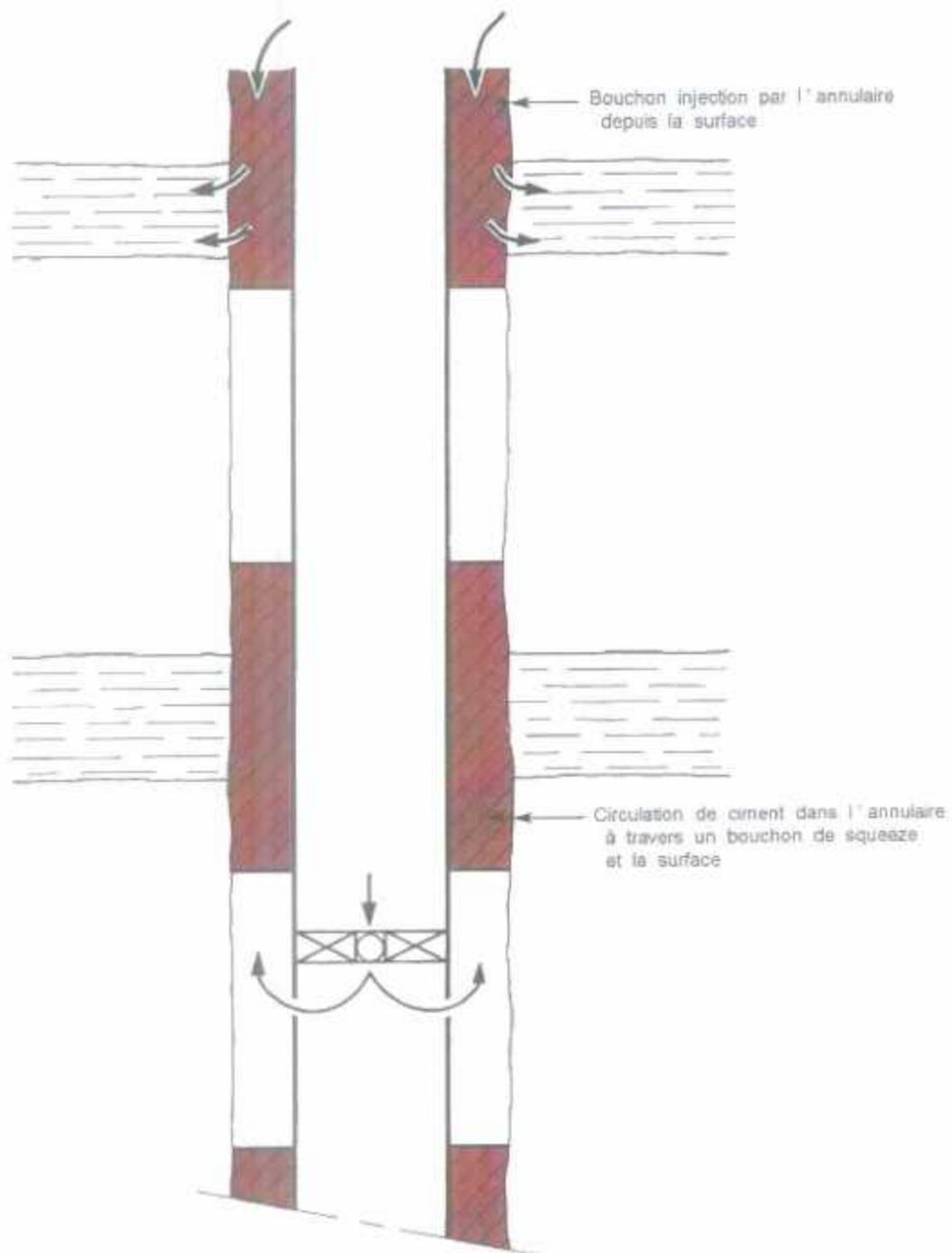
**ISOLEMENT COMPLEMENTAIRE
DES ANNULAIRES CIMENTES**



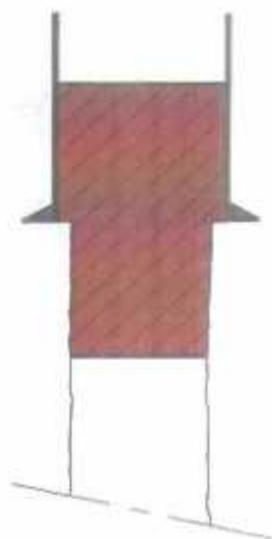
**BOUCHON SUR TÊTE DE LINER
OU
COUPE DE TUBAGE**



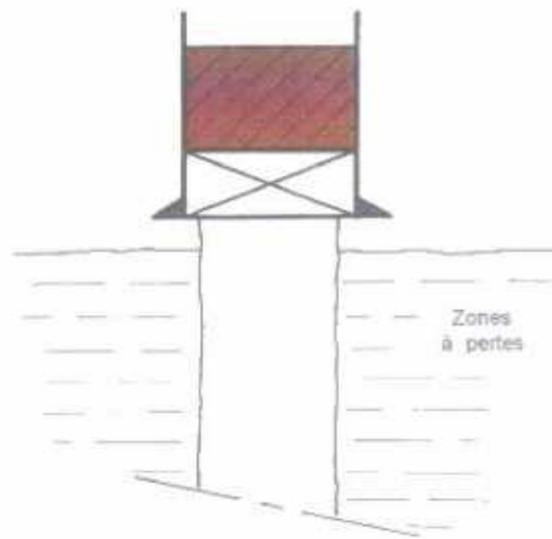
ISOLEMENT DES ANNULAIRES NON CIMENTES



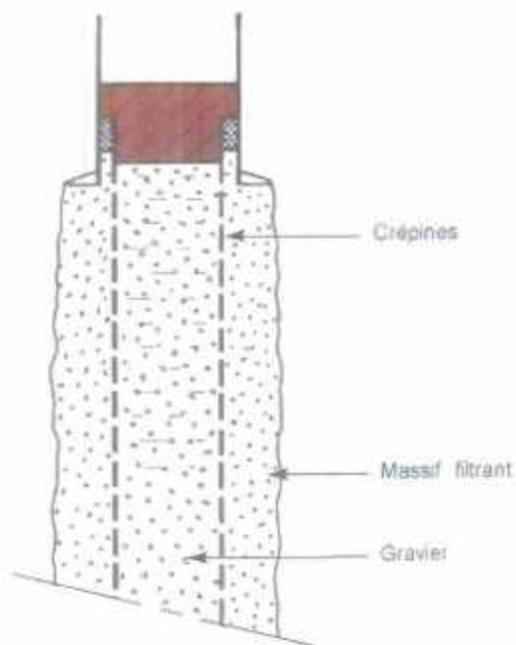
ISOLEMENT DU DECOUVERT



Bouchon posé à cheval sur le sabot du dernier tubage

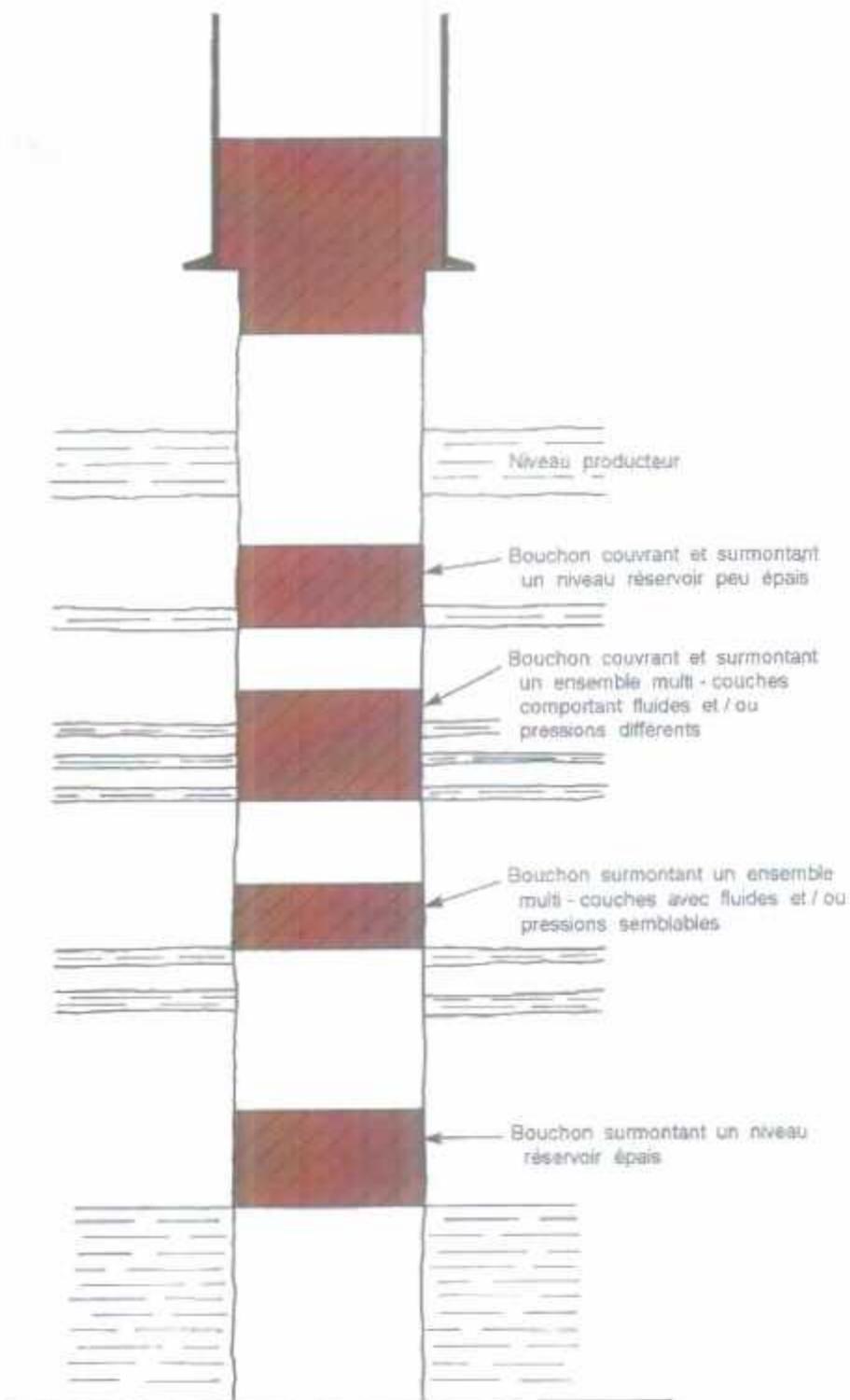


Bouchon mécanique surmonté d'un bouchon de ciment



Bouchon posé à cheval sur tête de la colonne de captage avec les crépines remplies par du gravier

ISOLEMENT DE NIVEAUX - RESERVOIRS DANS LE DECOUVERT



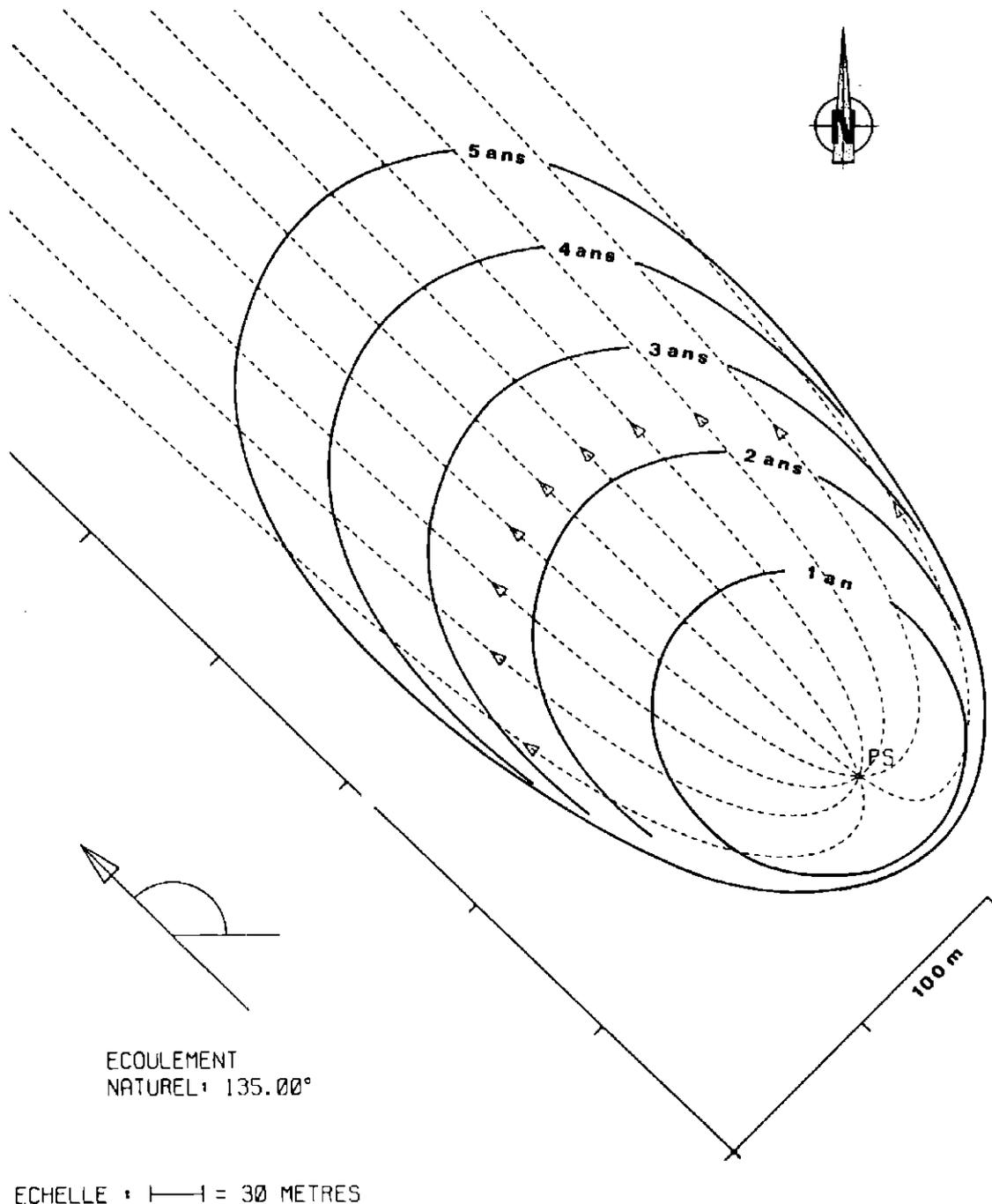


Fig. 12 - opération-type du Val-de-Marne, positions successives du front chimique dans le réservoir de l'Albien consécutives à une injection continue de 20 m³/h d'eau géothermale [V₀ = 63 m/an]

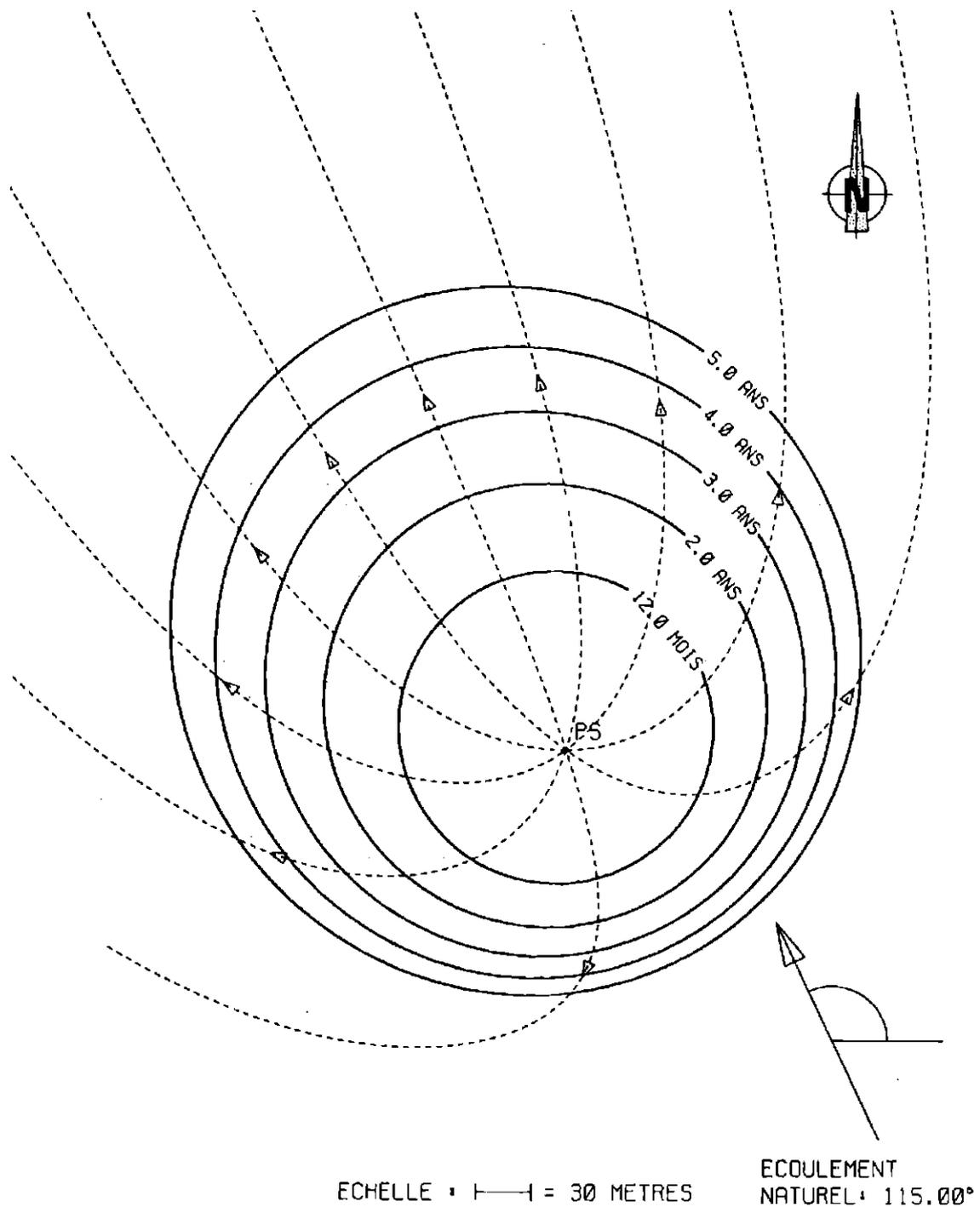


Fig. 13 - opération-type du Val-de-Marne, positions successives du front chimique dans le réservoir du Néocomien consécutives à une injection continue de $20 \text{ m}^3/\text{h}$ d'eau géothermale [$V_0 = 20 \text{ m}/\text{an}$]

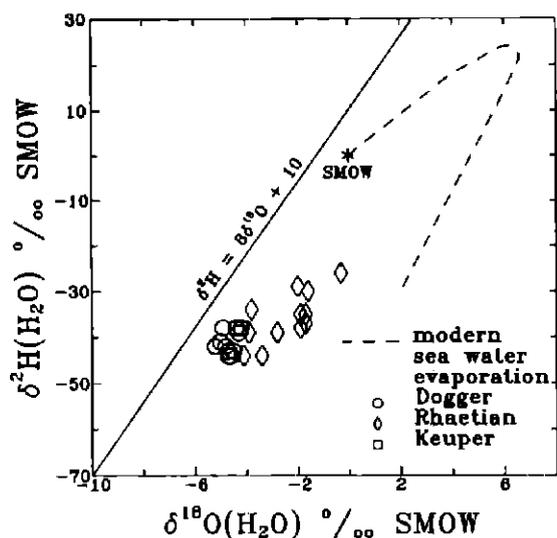


Fig. 5. Deuterium vs. oxygen-18 relationship for the saline solutions of the Paris Basin. *Solid line* = present-day global meteoric water line. *Dashed line* = isotopic evolution during seawater evaporation (see Pierre, 1989).

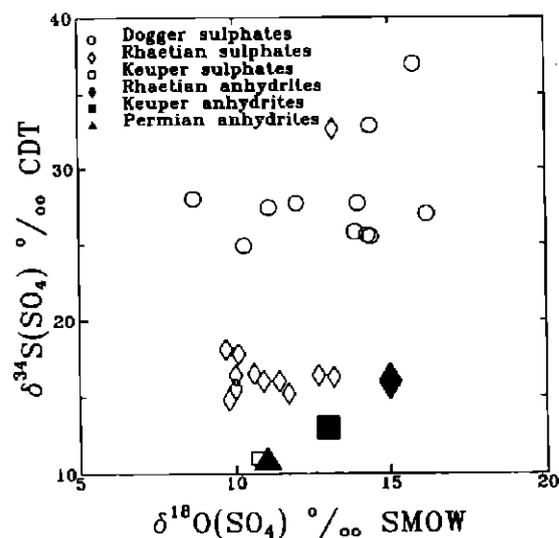


Fig. 7. Sulphur-34 vs. oxygen-18 contents of aqueous SO_4^{2-} from the saline solutions of the Paris Basin and average values for anhydrites from the aquifer matrices (data from Matray, 1988).

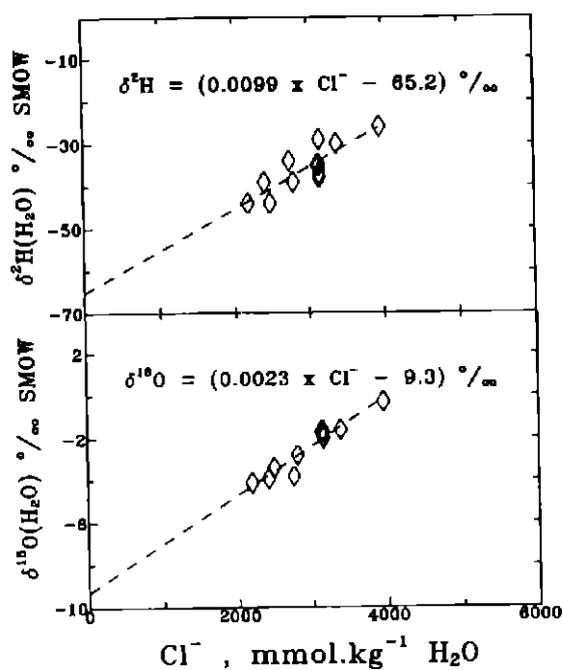


Fig. 6. Heavy isotope vs. Cl^- contents for the brines from the Rhaetian aquifer.

Fig. 14 - Caractérisation isotopique des saumures associées aux champs pétrolifères du bassin de Paris (d'après Fontes et Matray, 1993)

Annexe 1

Les boues de forage

LES FLUIDES DE FORAGE

Introduction

Lorsque l'on fait un programme de forage, on cherche à définir les conditions les plus économiques et les plus sécurisantes pour atteindre l'objectif fixé.

- La boue est devenue un des paramètres de forage les plus importants : pour optimiser les vitesses d'avancement, l'action sur les vitesses de rotation, le poids sur l'outil ou le débit des pompes n'est pas suffisante.
- Une boue sera adaptée si elle permet simultanément :
 - de bonnes performances d'avancement ;
 - une bonne interprétation des formations traversées ;
 - un prix de revient final du puits le moins cher possible.
- Les paramètres les plus importants seront :
 - la rhéologie ;
 - la densité et la teneur en solides.
 - qui entraînent toujours un ralentissement de l'avancement et une usure plus importante des outils ;
 - destruction des roches plus difficiles par l'outils ;
 - plus grandes difficultés du nettoyage du front de taille par les jets de l'outil.
- Le filtrat
 - L'expérience de chantier et de laboratoire confirme l'influence favorable des filtrats élevés sur l'amélioration des vitesses d'avancement. Des valeurs de filtrats voisines de 10 cc doivent être considérées comme très bonnes. Il est, dans la majorité des cas, inutile de maintenir des mini-filtrats (2 cc de moins qui obligent toujours à des additions importantes de réducteurs. L'addition de ces produits entraîne toujours des montées plus ou moins importantes de viscosité.

Nota

Teneur en huile

Les premières additions d'huile de 5 à 7 % dans une boue à l'eau *augmentent* les vitesses d'avancement ; au-delà de ces teneurs, les vitesses d'avancement *diminuent*.

Nous aborderons successivement :

- I. Le rôle des fluides de forage.
- II. Les caractéristiques physiques et chimiques des boues.
- III. Les constituants de la boue.
 - Rôle, fabrication, contrôle, influence sur les caractéristiques physiques et chimiques des fluides.

I. LE ROLE DES FLUIDES DE FORAGE

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- nettoyage du puits,
- contrôle des fluides de formation,
- stabilisation du trou,
- protection des réservoirs,
- transmission d'informations géologiques,
- transmission de la puissance hydraulique,
- refroidissement de l'outil et du train de sonde,
- allègement du poids de la garniture et des colonnes,
- sécurité et pollution.

1 - Nettoyage du Puits

L'élimination des déblais (ou cuttings) est probablement une des fonctions les plus importantes de la boue. Le débit du fluide à la sortie des événements de l'outil favorise la destruction du terrain et maintient propre le fond du trou, ce qui contribue à un meilleur avancement et améliore la vie de l'outil.

Les déblais remontent en surface dans l'espace annulaire. La tendance à sédimenter est donnée par la loi de STOKES : dans un liquide immobile elle est fonction de la densité, de la forme et de facteurs liés à l'hydraulique. La vitesse de la boue dans l'espace annulaire conditionne la plus ou moins bonne remontée des déblais.

La densité et la viscosité favorisent la remontée des déblais. Plus la densité sera élevée, meilleur sera la flottabilité, donc le transport du déblai. La viscosité apparaît comme une caractéristique du "pouvoir portant" de la boue.

Les fluides de forage doivent avoir des caractéristiques d'écoulement qui leur permettent de véhiculer à leur propre vitesse, les déblais du fond aux vibrateurs, de maintenir ceux-ci en suspension dans le trou lors des arrêts de circulation ; en surface la séparation est favorisée par la géométrie des appareils d'élimination mécanique de solides (AEMS).

Nota .

Lors du forage des formations abrasives, il est important de ne pas recycler le sable pour éviter l'abrasion des installations. L'usage tolère un maximum de 2 % de sable à l'aspiration.

2 - Contrôle des fluides de formation

Afin d'éviter le débit dans un sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

Par action sur la densité de la boue, on peut faire varier la pression hydrostatique au fond du trou et contrôler les venues de fluides ou les pertes.

Nota :

Dans les cas de forage avec un ΔP faible, il faut maintenir des gels très bas pour éviter le pistonnage.

3 - Stabilisation du trou

Il s'agit de prévenir le cavage et les resserrements des parois du puits. La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

- Le cavage a de nombreuses causes : forage de sels avec des filtrats non saturés et importants, forage d'argiles dispersives avec des filtrats élevés et trop alcalins, forage de zones sableuses plus ou moins consolidées avec une hydraulique non adaptée...
- Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue, c'est le cas courant des argiles fluantes ou plastiques.

Certains resserrements sont dus à des formations gonflantes (craie du Bassin Parisien) : ils sont dus à des valeurs de filtration trop élevées. La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue, crée un film sur les parois du sondage : le cake. Un cake ayant une épaisseur excessive peut être la cause de resserrements de la paroi : le remède consiste à réduire le filtrat.

4 - Protection des réservoirs

Il est très important de ne pas altérer la perméabilité initiale d'un horizon productif par le fluide de forage.

Le colmatage a toujours pour origine le contact de fluides étrangers avec les formations. Il apparaîtra donc lorsque les caractéristiques des formations seront incompatibles avec les paramètres opératoires. Les caractéristiques des formations importantes sont :

- la porosité,
- la perméabilité,
- le diamètre des pores,
- la composition minéralogique (essentiellement teneur et nature des argiles),
- les fluides contenus dans les réservoirs.

Les paramètres opératoires importants sont liés à la boue ; il s'agit de la pression différentielle boue-terrain, du filtrat tant en qualité, qu'en quantité, de la nature des solides.

Il existera donc deux types de colmatage principaux :

- le colmatage par le filtrat,
- le colmatage par les solides.

5 - Transmission d'informations géologiques

Le forage des puits d'exploration à notamment pour but une meilleure connaissance des terrains traversés. Le carottage systématique étant de plus en plus souvent abandonné, les déblais constituent le matériau de base pour toutes les études géologiques. Il est donc nécessaire de récupérer en surface des déblais qui soient les plus représentatifs possibles des horizons dont ils proviennent. C'est ainsi par exemple, que l'emploi de gas-oil dans la boue est déconseillé, voire interdit.

On peut donc dans certains cas, être amené à sacrifier certaines caractéristiques de la boue au profit d'une meilleure connaissance des formations.

6 - Transmission de la puissance hydraulique à l'outil

Le fluide de forage permet la transmission de la pression et du débit de l'outil.

Nota :

Dans le cas de turbo-forage, la boue entraîne la turbine. Pour cela, la boue doit traverser une série d'évents et mettre en mouvement les aubages : cela impose des caractéristiques particulières et rend très délicate l'utilisation de certains produits (les colmatants par exemple).

7 - Refroidissement de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations : cela lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est lié à la température de fond, ainsi qu'à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

8 - Allègement du poids de la garniture et des colonnes

Il s'agit là beaucoup plus d'une conséquence que d'une fonction ; la présence de la boue dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garnitures et tubages. Ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

9 - Sécurité, Pollution

La boue ne doit pas :

- être abrasive : elle accélère dans le cas contraire l'usure du matériel par l'action mécanique ;
- être corrosive ;
- être toxique : protection des hommes ;
- présenter des risques d'incendie : lors de l'utilisation de boue à phase d'huile, celle-ci devra être suffisamment dégazée et avoir un point d'inflammabilité compatible avec les normes de sécurité en vigueur.
- être polluante :

II. LES CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES ET CHIMIQUES DES BOUES

Il n'est pas question ici de détailler toutes les caractéristiques des fluides de forage. On se limitera à donner des indications les plus importantes sur les caractéristiques que doivent bien connaître les foreurs.

1 - La rhéologie (cf. chapitre précédent)

2 - La filtration

Lorsque la boue se trouve au contact plus ou moins perméable du trou, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois sa partie solide qui constitue le cake.

On distingue la filtration dynamique qui se produit lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique lorsque le fluide est immobile et ne circule pas.

Facteurs influençant le filtrat :

- le temps : $Q = k \sqrt{t}$
- la pression différentielle : $Q = k \sqrt{\Delta P}$
- température \rightarrow la viscosité : $Q = k \frac{1}{\sqrt{\mu}}$
- le lit filtrant

L'importance du filtrat est considérable dans le forage d'un puits. Le filtrat doit être simultanément élevé pour augmenter la vitesse d'avancement, bas pour ne pas déliter ou faire gonfler les formations argileuses et éviter le collage du matériel tubulaire en face des zones perméables. Il ne doit pas non plus envahir les réservoirs où il risque de modifier les porosités et perméabilités, ou occasionner des émulsions avec les hydrocarbures in situ.

3 - La teneur en solides

Elle est déterminée par emploi d'un distillateur à boue. On connaît ainsi le pourcentage total (en volume) de solides dans la boue.

L'emploi de diagrammes ternaires permet de déterminer le pourcentage en volume d'argile et de baryte.

L'emploi de ces diagrammes permet également de résoudre de nombreux problèmes ; dont voici quelques exemples ;

- fabrication d'une boue de densité donnée, à partir d'une boue ou à partir de deux boues ;
- allègement d'une boue soit avec de l'eau, soit avec une boue ;
- alourdissement d'une boue à l'aide de baryte, ou avec une boue lourde.

4 - Mesures de l'alcalinité

L'alcalinité du filtrat est essentiellement due à la présence des ions carbonate, bicarbonate et hydroxyle. D'autres ions présents dans la boue peuvent également y contribuer.

- Pf = 0, il n'y a que des ions HCO_3^- dans le filtrat (ex : boues salées saturées type SAHARA).
- Pf = Mf, il n'y a que des ions OH^- dans le filtrat.
- Mf = 2Pf, il n'y a que des ions CO_3^{--} dans le filtrat.
- Mf > 2Pf, il y a présence de CO_3^{--} et HCO_3^- ex : boue FCL-LC
- Mf < 2Pf, il y a présence d'ions OH^- et CO_3^{--} ex : boue à la chaux.

III. LES CONSTITUANTS DE LA BOUE

1 - Colloïdes argileux

- Bentonite (eau douce)
 - ↗ Viscosité
 - ↗ Gel
 - ↘ Filtrat
- Attapulgate (eau salée)
 - ↗ Viscosité
 - ↗ Gel
 - ne réduit pas le filtrat

2 - Colloïdes organiques

- Amidon
 - ↘ filtrat
 - contrôle la rhéologie
 - fermentescible
 - sensible au calcium
- C.M.C.
 - ↗ Viscosité autrement que par addition d'argile
 - ↘ filtrat

les propriétés des C.M.C. sont fonction de deux facteurs qui conditionnent leur prix de vente :

- La concentration en matière active : les produits notés R sont purifiés (la teneur en C.M.C. calculée sur la matière sèche atteint au moins 98 %) ; les produits techniques sont notés BS (conc. en matière active voisine de 50 %).

- Le degré de substitution (D.S.) ; il correspond au nombre d' OH^- substitués par chaînons cellulosiques.

D.S. = 0,7 → C.M.C. notée 100

D.S. = 0,9 → C.M.C. notée 500

- On classe souvent les C.M.C. en fonction de la viscosité obtenue (H.V. ou B.V.). La viscosité est directement liée au degré de polymérisation de la cellulose, qui est une caractéristique physique liée à l'origine du matériau. Les C.M.C. H.V. et B.V. ne se différencient pas par des traitements appropriés, mais par une provenance différente.

C.M.C. H.V. → notée 90

B.V. → notée 10

- Autres colloïdes

Leur développement est lié à celui des boues à faible teneur en solides ;

- les amidons modifiés : CMA ;
- les celluloses modifiées : HEC, CMHEC ;
- les gommés ;
- les biopolymères.

3 - Additifs minéraux

- Na OH
 - ↗ rendement des argiles ↗ pH
- Na₂ CO₃
 - précipite le calcium

Na H CO₃

précipite la chaux

Gypse

les ions CA⁺⁺ empêchent le gonflement des argiles forées.

NaCl — CA(OH)₂ — CaCl₂ — KCl ...

4 - Fluidifiants - Defloculants

— Les Polyphosphates

fluidifiants puissants si T ≤ 60° C
absence de sels de calcium (phosphates de calcium insolubles).

— Les tanins

seuls les sels sodiques sont solubles

— Les lignosulfonates

fluidifiants à faible concentration (inhibiteurs gonflement des argiles et réducteur filtrat à concentration plus élevée, insensibles aux contaminants électrolytiques usuels ; bonne tenue en température).

— Les lignites

action synergique vis-à-vis des FCL.

5 - Les alourdisants

— Baryte (d = 4,2 min)

boue → 2,5

— Carbonate de calcium (d = 2,7)

— Les oxydes de fer

FER-O-BAR

BAR-GAIN

6 - Les Colmatants

Fibreux

Les fibres forment un écran à la surface de la formation sauf si les ouvertures sont suffisamment grandes pour permettre aux fibres de s'écouler dans la formation en tapissant l'intérieur.

L'inconvénient de ces produits est qu'ils sont, pour la plupart, organiques et qu'ils peuvent apporter un retard de prise au ciment lorsqu'ils y sont incorporés dans la fabrication d'un bouchon.

Lamellaires

Ils sont chimiquement inertes et peuvent, de ce fait, être recommandés pour une utilisation dans un laitier de ciment. Il est fortement déconseillé de les utiliser avec les outils à jet.

Granuleux

Le pont formé à la surface ou à l'intérieur de la formation dépend de la dimension des particules.

Matériaux chimiquement inertes, ils donnent des résultats plus satisfaisants dans un système très chargé en solides (ciment par exemple) que dans un système peu chargé (boues légères) : les grosses et les moyennes particules du colmatant favorisent la formation du pont.

A Prise

Les gommes de Guar : la réticulation se produit souvent au moment de l'injection ce qui engendre des pertes de charge importantes au cours du pompage.

La résine (type ROCAGIL) : il est difficile de maîtriser le temps de prise au delà de 70° C; de plus, la préparation est difficile de par l'adjonction de divers additifs : ferricyanure de potassium, phosphate d'ammonium, phosphate disodique.

Le lauraseal : mis au point récemment par DOITTAU; produit de faible viscosité lors de la préparation, peut être injecté à travers l'outil. Sa viscosité est comparable à celle de la boue de forage. Sous l'action de la température, il gélifie rapidement et colmate la formation. Après prise, la consistance est comparable à celle d'une résine. Pour un forage à gradient normal, la zone d'utilisation se situe entre 1500 et 3500 m.

7 - Produits organiques spéciaux

— Anticorrosion,

— Antimousse,

— Antiferment...

LES DIFFÉRENTS TYPES DE BOUES

I. LES DIFFÉRENTS TYPES DE BOUE

On classe habituellement les fluides en fonction de la phase continue et de la phase qui y est dispersée

1 - Les fluides à phase gazeuse

Certaines formations sont trop fragiles pour supporter les pressions d'une colonne de boue, le forage avec des boues classiques conduit à des pertes totales. Il est donc nécessaire d'utiliser des fluides à basse densité, parfois très inférieure à 1.

- *Boue aérée* : On utilise un mélange air, boue avec parfois adjonction de faibles quantités de produits moussants.
- *Mousses* : Le procédé utilise un gaz (en général de l'air) et un produit moussant, associé pour des raisons de stabilité à des petites quantités de boue.

Ce choix entre les deux techniques est lié aux densités minimales requises :

- pour les boues aérées, $0,6 < d < 1$,
- pour les mousses $0,05 < d < 0,20$

Les principaux produits sont :

- *Le moussant* : ses principales caractéristiques sont :
 - compatible avec les produits boue
 - stable en température
 - non corrosif vis-à-vis du matériel
 - non toxique
 - stable dans les eaux à diverses salinités
 - bon rapport qualité/prix
- *La boue* : qui comprend :
 - une bentonite
 - un colloïde organique (CMC H.V. ou FLOCGEL W)
 - additifs minéraux (NaOH, Na₂CO₃, NaHCO₃).
- *Le gaz vecteur* : (air ou azote).

2 - Les fluides à base d'eau

On distingue deux catégories : les boues douces et les boues salées.

- *Boues douces* : La phase continue est de l'eau dont la concentration en électrolyte NaCl notamment, ne dépasse pas quelques grammes par litre (< 10g/l).
- *Boues salées* : La concentration en électrolytes est comprise entre quelques dizaines de grammes/litre (eau de mer par exemple) et la saturation (320 g/l).

Remarque :

Les boues naturelles sont très souvent abandonnées ; leurs propriétés médiocres imposent rapidement le passage à un type de boue plus élaboré.

• *Boues douces*

a - *Boues de démarrage*

D'introduction relativement récente, ces fluides sont réalisés avec des polymères qui donnent des viscosités élevées à faible concentration.

Les polymères utilisés sont compatibles avec toutes les eaux mais présentent une sensibilité au calcium et sont sensibles à l'élévation du pH. Si ces boues de démarrage ne sont pas utilisées en tant que bouchons visqueux, les vibrateurs doivent être by-passés.

Pour contrôler le filtrat à 15-20 cm³, quelques Kg/m³ de bentonite suffisent.

Principaux produits : FORAGUM (CECA)
SOLVITEX (DOITTAU)
SPUD MUD R (I.D.F.)

b - *Boues bentonitiques simples*

Il s'agit d'une suspension colloïdale de bentonite dans l'eau. Elles peuvent être utilisées de façon économique pour le forage des formations forées se dispersant peu. Si les formations forées sont trop dispersibles les dilutions nécessaires

au maintien des caractéristiques de viscosité deviennent très importantes : l'entretien en bentonite est alors important. Dans ces conditions il est préférable de passer à une boue bentonitique améliorée.

Les principales propriétés sont :

- faible densité initiale (1,03 — 1,05)
- viscosité variable selon la concentration (70 à 100 kg/m³ bentonite)
- pH ~ 9,5 (quelques kg/m³ soude)
- gels thixotropes (gel 0/10 = 5/25), variable selon la concentration, la variété de la bentonite
- filtrat API : 15 à 30 cc
- cake mince, souple et assez résistant.

c - Boues bentonitiques améliorées

L'amélioration d'une boue consiste à la rendre plus apte aux différents problèmes qu'elle peut rencontrer lors du forage. Schématiquement, on peut ramener les différents traitements aux trois points suivants :

- Réducteurs de filtrat : carboxyméthylcellulose (CMC), amidons (pH > 11 en boue douce pour éviter la fermentation).
- Réducteurs de viscosité : tanins, lignosulfonates.
- Conversion de la boue bentonitique en boue calcique : chaux (hydroxide de calcium), gypse (sulfate de calcium).
- Réducteur de filtrat : Le pouvoir élevé de rétention d'eau des réducteurs de filtrat, permet de réduire l'eau libre et la perméabilité des cakes des boues bentonitiques. Ces produits sont principalement des amylacés et des carboxyméthylcelluloses. Les réducteurs de filtrat ont souvent comme effet secondaire une augmentation de la viscosité. Si la viscosité n'est pas recherchée, il faudra traiter la boue avec un produit fluidifié.

N.B. : CMC technique peut au contraire réduire dans certains cas la viscosité.

Composition moyenne :

bentonite : 20 à 40 kg/m³

FCL : 30 à 50 kg/m³

LC : (1/2 F.C.L.)

soude : 2 à 5 kg/m³ pour pH ~ 9,5

CMC : 1 à 4 kg/m³

ou

CMA (FLOGEL W) 10 à 25 kg/m³

• Boues salées

Les boues salées sont apparues par auto-saturation des fluides naturels, lors de la traversée de formations salifères. Cette saturation non contrôlée, a entraîné des ennuis sérieux de forages :

- Contamination : floculation des bentonites, accroissement des viscosités et des gels, décrochement du filtrat.
- Cavage et éboulement des parois du puits.

On peut considérer deux types de boue salée.

- Salée saturée (320 g/l)

- Non saturée : dans ce cas la concentration peut varier de 10 à 80 g/l ce qui correspond à de l'eau de formation ou à de l'eau de mer (environ 30 g/l).

a - Boues de démarrage

Idem qu'en eau douce

b - Boues simples

Lorsque de la boue épaisse doit être fabriquée (bouchons en cours de forage en circulation perdue à l'eau de mer) on utilise généralement 100 à 120 kg d'attapulгите, 30 à 40 kg de bentonite et environ 2 à 5 kg de soude.

c - Boues à l'eau de mer traitées au FCL

Les boues à l'eau de mer sont devenues d'utilisation générale, sur tous les forages offshore, pour la raison bien simple, qu'on n'y dispose économiquement que d'eau de mer.

L'emploi de l'eau de mer (par sa composition chimique) permet un gonflement moindre des argiles forées, mais nécessite une consommation accrue de colloïdes minéraux (bentonite et attapulгите) et de colloïdes réducteurs de filtrat.

Composition d'une boue à l'eau de mer :

- eau de mer
- soude
- argiles pour boues salées (attapulгите)
- bentonite préhydratée
- CMC
- FCL/LC

d - Boues salées saturées

Les boues salées saturées (NaCl = 320 g/l) ont comme points particuliers la densité supérieure à 1,25 en pratique et l'utilisation d'amidon. Une boue salée saturée ne peut se contrôler qu'avec des additifs (même si la présence d'une saumure salée saturée limite la réactivité des argiles).

- Boues salées saturées traitées à la chaux

Son utilisation est très répandue au SAHARA NORD. Ce fluide se caractérise par le fait que le contrôle des propriétés rhéologiques s'effectue uniquement par ajout de chaux éteinte. Ce système a été trouvé tout à fait par hasard. On s'est aperçu qu'après reforage de bouchons de ciment, la viscosité et les gels diminuaient.

L'entretien de ce type de boue est simple et peu onéreux.

Tant que l'on ne dépasse pas une certaine valeur, la chaux se fixe sur les argiles et ne passe pas dans le filtrat dont le pH reste légèrement acide. Cette valeur dépassée, la chaux commence à passer dans la phase liquide, le Pf n'est plus nul et pour une valeur approchant 0,1 il y a décrochement du filtrat et instabilité du système.

La boue salée saturée traitée aux aminocissants minéraux a trouvé ses limites d'emplois particulièrement dans les trois cas suivants :

- forage dans les argiles à haut pouvoir de dispersion
- hautes températures supérieures à 130° C
- venues d'eaux acides à haute teneur en chlorure de calcium.

- Boues salées saturées traitées au FCL

Bien que les lignosulfonates de ferrocrome et lignites chromiques soient très peu solubles en milieu saturé, leur action au titre de fluidifiant, de colloïde protecteur réducteur de filtrat et d'inhibiteur de gonflement des argiles forées n'y est pas totalement inefficace. Le contrôle de l'alcalinité de telle boue doit être réalisé avec soins. Dans certains cas où le filtrat des boues salées saturées à la chaux décrocherait sans que le Pf devienne positif, une faible addition de FCL permettrait de redresser la situation.

Ces boues salées saturées sont principalement utilisées pour le forage de sel massif ou d'argiles salifères ou dans le cas de venue d'eau salée (supérieure à 60 g/l).

• Boues à faible teneur en solides

Ce type de boue est particulièrement intéressant lorsque la tenue des terrains le permet pour améliorer l'avancement. Les limites techniques et économiques semblent se situer pour les faibles densités ($d < 1,0$) ; les faibles viscosités (viscosité Marsh < 40 s) ; les faibles pourcentages en solides (< 5 %).

Principaux produits :

- Les gommes de Guar.
 - Le BEN-EX qui floccule les argiles. Très sensible aux sels de sodium et de calcium. Le filtrat doit être contrôlé indépendamment (par ex. CYPAN).
 - D'autres produits flocculent les argiles indépendamment de la salinité : STAFLO (MILCHEM) et DEXTRID (BAROID).
- Ces produits contrôlent également le filtrat.

Ces boues perdent leur intérêt si les conditions de densité, viscosité et teneur en solides signalées plus haut ne peuvent pas être remplies. A signaler principalement que l'enrichissement en solides argileux rend ces boues difficilement contrôlables au-dessus d'environ 10 % d'argile.

• Les boues aux biopolymères

L'eau utilisée pour la fabrication de ce type de boue peut être soit de :

- l'eau douce
- l'eau salée
- l'eau de mer
- l'eau salée saturée

Dans ce type de boue l'argile n'entre qu'à faible concentration. Le colloïde utilisé est un polymère organique formé bactériologiquement par l'action de la bactérie Xanthomonas sur des hydrates de carbone.

Propriétés :

- faible teneur en solides
- densité minimum
- à des taux de cisaillement faibles, on a des tensions élevées de cisaillement
- à des taux de cisaillements élevés, on a de faibles tensions de cisaillements.

Ceci se traduit en circulation par une boue plus fluide au droit des événements de l'outil, que dans l'annulaire.

Cette particularité permet d'obtenir des vitesses d'avancement proches de celles obtenues en forage à l'eau tout en permettant de maintenir les déblais en suspension dans l'annulaire. Cette propriété a aussi pour conséquence de faciliter la séparation des solides dans les hydrocyclones.

Inconvénients de ce type de boue :

- filtrat API difficilement contrôlé à moins de 12 cm³
- dégradation du biopolymère aux environs de 150° C
- le biopolymère est fermentescible d'où la nécessité d'ajouter un antifermant (surtout si le polymère n'a pas été protégé à la fabrication).

Composition moyenne :

- biopolymère (RHODOPOL) : 2 à 4 kg/m³
- reticulant (chlorure chromique) : 1 kg/m³
- soude : pH 8 à 10
- bentonite : 5 kg/m³
- bactéricide : 0,3 kg/m³

• *Les Boues inhibitrices*

Différentes boues utilisent l'idée d'une inhibition chimique des argiles réactives. Il s'agit de réduire l'hydratation, ce qui est possible, soit en diminuant l'eau absorbée, soit en renforçant les liaisons entre feuillets.

On diminue la quantité d'eau absorbée, soit par création d'un équilibre osmotique, soit en créant une membrane imperméable (rôle encapsuleur des macromolécules).

Le renforcement des liaisons entre feuillets s'effectue en échangeant les cations ayant des attractions faibles par des cations assurant des liaisons fortes : il est ainsi apparu sur le marché de nombreuses boues.

Les boues au phosphate diamonique (DAP)

Les boues au KCL (CKCI de CECA)

Divers systèmes dérivent d'un brevet SHELL utilisant l'ion K⁺ et un polyacrylamide partiellement hydrolysé et substitué. Le polyacrylamide s'absorbe sur les argiles, résiste aux contaminations par les électrolytes. Un viscosifiant et un réducteur de filtrat sont utilisés en complément.

En fait, ce système est valable à condition de trouver la teneur correcte en K⁺ et d'avoir un rapport convenable K⁺/polymère.

Les boues au magnésium

Le MAGNE MAGIC de OIL BASE (eau de mer ; magne salt : saumure contenant principalement MgCl₂, KCl, NaCl ; salo-magic : additif du type Mg-R-OH ; divers polymères polythixon, polymagic).

Les boues calciques

Les boues à base d'aluminium (Shale Trol)

3 - Les boues à l'eau émulsionnées à l'huile

Une émulsion est une dispersion fine d'un liquide dans un autre liquide, ces deux liquides n'étant pas miscibles. En boue de forage, on connaît deux types d'émulsion suivant la nature du liquide dispersé, ces deux types sont :

- Émulsion eau dans huile, lorsque l'eau forme la phase dispersée et l'huile la phase continue.
- Émulsion huile dans eau, lorsque l'huile est la phase dispersée et l'eau la phase continue.

Une émulsion comprend donc toujours quel que soit son type une phase continue et une phase dispersée.

L'addition d'huile dans une boue à l'eau :

- provoque souvent une réduction du filtrat, mais parfois augmente les caractéristiques rhéologiques ;
- améliore le pouvoir de lubrification ;
- réduit les frottements de la garniture, ce qui a pour conséquence une réduction du couple (torque) ;
- facilite dans certain cas les manœuvres ;
- réduit les coincements par pression différentielle (on utilise dans ce cas, des bouchons de gas-oil qui agissent essentiellement par réduction de la pression hydrostatique).

Toutes les boues à base d'eau peuvent être émulsionnées avec plus ou moins de facilité. Une émulsion, quel que soit son type, ne peut demeurer stable sans la présence d'un agent stabilisateur.

Dans les boues à l'eau, il existe un certain nombre d'agents stabilisateurs d'émulsion, ce sont :

- les argiles
- les colloïdes réducteurs de filtrat : amidon, CMC
- les fluidifiants tels que les tanins et les lignosulfonates.

D'une manière générale, il ne sera donc pas nécessaire d'ajouter un agent émulsionnant supplémentaire.

Si l'addition d'un agent émulsionnant s'avérait nécessaire, on pourrait utiliser un produit de la catégorie des dérivés "non ionique". Le choix doit être limité à cette catégorie pour les raisons suivantes :

- les dérivés anioniques peuvent réagir avec les ions calcium présents dans la boue. Ces dérivés calciques, généralement oléophiles, peuvent perdre leurs propriétés ou même rompre l'émulsion en ayant tendance à former une émulsion eau dans huile.

- Les dérivés cationiques réagiront avec les argiles par échange de base. Non seulement ils perdront alors leur efficacité, mais ils auront de plus provoqué la formation d'une certaine quantité d'argile ayant perdu tout caractère hydrophile.

Le type d'huile dispersé dans la boue peut être variable : gas-oil, brut dégazé, etc... La préparation de l'émulsion est très simple, on ajoute l'huile dans la goulotte ou dans le mixer. L'agitation du circuit de mixing classique et la circulation suffisent à assurer la dispersion. La quantité d'huile se situe en général entre 5 et 12 % en volume.

4 - Les fluides à base d'huile

Ce sont des boues à émulsion eau dans l'huile. On distingue les boues à l'huile des boues inverses (ou boues à émulsion inverse, eau dans huile) qui se différencient par la teneur en eau émulsionnée.

Teneur en eau par rapport à la phase liquide totale :

- boue à huile : 5 % maxi
- boue inverse : 50 % maxi

L'avantage le plus évident des fluides à base d'huile, est que la réactivité des argiles ne se manifeste pas dans de telles boues. La dispersion de la phase aqueuse doit être stabilisée, des additifs permettent de régler la rhéologie, la filtration et d'améliorer la stabilité. Les fluides à base d'huile sont utilisables aussi bien en tant que fluides de forage et carottage (zones réservoir, certaines argiles, certaines évaporites...) que comme fluides de complétion, work-over, packer ou perforation.

Les principaux avantages des fluides à base d'huile :

- fluides peu sensibles aux contaminants habituels des fluides à base d'eau (NaCl, CaSO₄, ciment, etc...);
- amélioration de la lubrification des outils et du train de tige ;
- amélioration de l'hydraulique en forage petit diamètre ;
- diminution de la corrosion.

Parmi les principaux inconvénients :

- coûts trop élevés ;
- emploi désagréable au point de vue propreté ;
- inflammabilité surtout dans le cas d'emploi d'huile brute à GOR élevé, non stabilisée ;
- nettoyage des déblais difficile, problèmes de pollution ;
- certaines interprétations géologiques sont difficiles ;
- nécessité d'un suivi beaucoup plus rigoureux que les fluides à base d'eau.

Nota :

La stabilité initiale d'une boue inverse dépend beaucoup du mode et du temps de fabrication.

Produits :

Chaque Société de Service à sa (ou ses) boue à phase huile. Les produits utilisés sont souvent très spécifiques et couverts par des brevets. Chaque produit peut jouer un ou plusieurs rôles ; il est fortement conseillé de se référer aux données des fournisseurs avant toute utilisation.

Huile : FOD ou brute

Un apport d'huile stabilise l'émulsion car la distance entre les gouttelettes d'eau dispersée augmente ; par contre la viscosité diminue.

Eau : douce et salée

Elle permet de donner la viscosité. Les gouttelettes d'eau aideront au support de l'alourdissement (baryte).

Nota :

Pour éviter l'hydratation des argiles traversées en cours de forage, on règle la teneur en électrolytes (NaCl ou CaCl₂) de la phase aqueuse (principe de l'activité balancée) : on peut théoriquement maintenir les argiles aussi fermes que possible par effets osmotiques. Ces derniers créent une déshydratation partielle des argiles par migration de l'eau de formation contenue dans les argiles vers un milieu à concentration saline plus élevée.

Bases : Chaux vive ou éteinte.

Elles servent à régler l'alcalinité de la boue.

Emulsifiants

Pour une bonne stabilité de l'émulsion, il doit y avoir suffisamment d'émulsifiants pour former un film autour de chaque gouttelette d'eau. Pour une teneur en eau donnée, plus les gouttelettes seront petites et de même dimension meilleure sera la stabilité de l'émulsion.

Stabilisants

Ils sont surtout utilisés pour les boues alourdis, ils permettent d'augmenter la stabilité à la charge en solides ; les solides ont en effet d'autant plus tendance à promouvoir une émulsion huile dans l'eau que eau dans l'huile qu'ils sont hydratés.

Viscosifiants

Ce sont soit des asphates, soit des bentones, soit des dérivés organiques (PETROGIL SIV.).

Réducteurs de filtrat

Il s'agit souvent de mélanges de divers éléments minéraux et organiques.

Quelques problèmes d'utilisation :

- Augmentation de la viscosité
 - par addition d'eau (*) ce qui diminue la stabilité de l'émulsion
 - par addition de viscosifiants
- Diminution de la viscosité
 - par addition d'huile (*)
 - par élimination des solides forés : cette action est renforcée par l'emploi d'un tensio-actif mouillant les solides à l'huile (rôle des stabilisants).
- Contamination par la chaux ou le ciment. Les émulsifiants sont généralement des savons calciques : leur stabilité nécessite une phase aqueuse alcalinisée à la chaux.
- Contamination par les venues acides (CO₂, H₂S). Elle affaiblissent la stabilité de l'émulsion ce qui se traduit par une augmentation du filtrat et la présence d'eau dans celui-ci. Il faut dans ce cas ajouter de la chaux pour neutraliser l'acidité et ajouter de l'émulsifiant pour stabiliser l'émulsion.

* Chaque addition d'eau ou d'huile doit être accompagnée des produits correspondants.

5 - Les fluides de complétions

Définition :

On englobe sous le terme "Complétion" toutes les opérations menées pour mettre une couche en production (to complete = achever).

La complétion commence donc au moment où l'outil touche pour la première fois les formations productives : elle s'achève au moment où le puits est équipé de prêt à produire. Pour mener à bien une complétion on utilise une boue spéciale appelée boue de complétion qui assure les fonctions classiques d'une boue mais qui doit surtout être choisie en fonction de la production future.

La complétion se distingue du work-over ou reprise de puits ; le work-over (W.O.) recouvre les opérations visant à améliorer les conditions d'exploitation.

Les différents types de fluides

- *Les boues classiques*
 - eau
 - huile
 - mousse
- *Les saumures*
 - NaCl : $d \rightarrow 1,20$
 - NaCl + Na₂CO₃ : $d \rightarrow 1,26$
 - NaCl + CaCl₂ } 1,40
 - CaCl₂
 - CaBr₂ - CaCl₂ : $d \rightarrow 1,70$
 - ZnBr₂ - CaBr₂ : $d \rightarrow 2,30$
- *Les fluides de complétion élaborés (polymère + carbonate de calcium)*
 - non colmatants
 - sans solides

Annexe 2

La cimentation

BUT D'UNE CIMENTATION DE TUBAGE

Une cimentation de tubage est destinée à atteindre les objectifs suivants :

- *Fixer* le tubage dans le puits
- *Empêcher* toute migration de fluide (eau, huile, gaz) d'une formation dans une autre.
- *Éliminer* le contact des fluides de la zone productive avec toutes formations instables ou solubles.
- *Maintenir* le contrôle de toute zone de pression élevée ou faible rencontrée en cours de forage.
- *Protéger* le tubage de l'action corrosive de certaines eaux.
- *Empêcher* toute contamination d'eau potable.

Une mauvaise cimentation sera celle qui n'assurera pas l'étanchéité recherchée au niveau désiré.

Nous pouvons dire que le succès d'une cimentation dépend de l'ensemble des facteurs suivants :

- La préparation du trou.
- Le choix du type des équipements de colonne, de leur position, de leur manœuvre.
- La sélection du ciment et des additifs adaptés aux conditions du puits.
- Le mixage et le pompage du laitier dans le puits.
- Le déplacement.
- L'attente de prise du laitier.

Nous passerons en revue rapidement chacun de ces points avant de nous attarder sur les conditions de mise en place du laitier.

I. PRÉPARATION DU TROU AVANT LA CIMENTATION

Un volume suffisant de boue doit être circulé afin d'éliminer tous déblais, toute restriction, ou tout dépôt de boue gelée dans un élargissement du trou. Si besoin est, la boue sera reconditionnée afin que ses caractéristiques rhéologiques soient adaptées aux conditions de la cimentation.

II. PRÉPARATION DU TUBAGE

Pour assurer le centrage du tubage celui-ci sera équipé de centreurs

Pour améliorer le contact du ciment avec les parois du trou, le "mud-cake" sera éliminé à l'aide de gratteurs judicieusement positionnés au niveau des formations pour lesquelles l'étanchéité est recherchée.

Afin d'éviter la présence au sabot du tubage de ciment contaminé par la boue de déplacement, un anneau d'arrêt sera placé à un ou deux joints au-dessus du sabot.

Pour éviter toute contamination du laitier par la boue dans le tubage, celui-ci sera précédé et suivi de bouchons en caoutchouc qui seront arrêtés au niveau de l'anneau d'arrêt.

Si le laitier doit remonter à un niveau élevé dans l'espace annulaire, il sera préférable d'équiper le tubage d'outils de cimentation à étages.

III. SÉLECTION DU CIMENT

La sélection du ciment est conditionnée par "l'environnement" dans lequel le ciment est mis en place, d'une part et les conditions de mise en place d'autre part, soit :

- Température, pression au fond du puits ;
- Nature des formations traversées ;
- Nature de la boue, de mud-cake ;
- Nature, température de l'eau de mixage ;
- Moyens de mixage et de déplacement du laitier ;

Compte-tenu de ces facteurs, les conditions suivantes doivent être assurées par le laitier :

- Être fluide durant un temps suffisant et prévisible quelles que soient les conditions d'environnement.
- Doit se solidifier dans un délai prévisible et durcir rapidement en une masse homogène, dense, imperméable et maintenir ces conditions durant la vie du puits.
- Doit résister aux influences extérieures auxquelles il est soumis.

IV. PRÉPARATION - MISE EN PLACE DU LAITIER

Une mauvaise cimentation résultera de :

- Un manque d'adhérence du ciment soit aux parois du trou par suite de présence du mud-cake, soit du tubage par suite de la présence de boue gelée.
- Un remplissage incomplet de l'espace annulaire.

L'adhérence du ciment sera améliorée par :

- Un nettoyage des parois du trou à l'aide de gratteurs rotatifs ou alternatifs fixés sur le tubage.
- Le pompage en tête d'un "fluide de nettoyage", ou tampon.
- Le choix du régime d'écoulement.

Le remplissage de l'espace annulaire sera surtout contrôlé par le choix du régime d'écoulement.

Nous étudierons en détail ces deux facteurs :

- Fluide de nettoyage.
- Choix du régime d'écoulement.

V. FLUIDE DE NETTOYAGE

Le fluide de nettoyage déplacé en tête du laitier a pour but de :

- Faciliter le déplacement de la boue dans l'annulaire.
- Isoler le laitier du ciment du contact avec la boue pour éviter tout gel de la boue.
- Faciliter l'élimination de la boue gelée sur les parois du tubage.

Le calcium présent dans le ciment floccule les particules argileuses des boues, causant la formation de bouchons de boue très visqueux. Ces bouchons risquent d'être "by-passés" par le ciment d'où il peut résulter une mauvaise cimentation.

Les fluides de nettoyage agissent principalement par dilution et réduction de la viscosité de la boue pouvant être en contact avec le ciment.

Un bouchon d'eau est un fluide de nettoyage efficace dans la plupart des boues de forage.

Cependant l'addition de certains produits chimiques améliore l'efficacité du fluide de nettoyage. Ces produits appartiennent à l'une des familles suivantes :

- Phosphates.
- Lignosulfonate de calcium.
- Ferrochrome lignosulfonate.
- Tanins.
- Surfactants.

Les surfactants donnent les meilleurs résultats tant pour les boues à base d'eau que pour les boues à base d'huile.

Il est recommandé d'injecter un volume de 1500 litres au minimum.

VI. CHOIX DU RÉGIME D'ÉCOULEMENT

Les résultats de laboratoire et l'expérience ont montré que le déplacement du laitier en débit turbulent assurait un déplacement de la boue circulaire de 95 % où le déplacement en écoulement laminaire était beaucoup plus faible.

L'addition de produits améliorant les caractéristiques rhéologiques du laitier diminuant les pertes de charge, a permis une généralisation de cette méthode.

Toutefois, cette méthode ne peut être appliquée dans certains cas, en particulier, dans les puits, où des pressions élevées risquent de déclencher des fractures de la formation, ou si l'on doit cimenter plusieurs tubings.

Dans ce cas, une mise en place en régime de "sub-laminaire" s'est avérée préférable aux régimes "turbulent" ou "laminaire".

Nous analyserons successivement ces deux techniques, après avoir rappelé des notions de rhéologie.

VII. CARACTÉRISTIQUES D'ÉCOULEMENT DES LAITIERS DE CIMENT

Les laitiers de ciment sont généralement considérés comme étant des fluides non Newtonien, plastiques Binghamien, c'est-à-dire des fluides dont la viscosité varie avec la vitesse de cisaillement. La courbe d'écoulement est caractérisée par trois régions :

Écoulement en "bouchon" (sub-laminaire) :

Tant que la tension de cisaillement n'a pas atteint une certaine valeur, le fluide se comporte comme un solide et ne s'écoule pas, puis au-delà de cette valeur, s'écoule en "masse".

Écoulement laminaire :

Au-dessus d'une certaine valeur (yield-value pour la littérature américaine), le fluide se déplace toujours avec un noyau central, avec la particularité que l'accroissement de tension de cisaillement est proportionnel à l'accroissement de vitesse.

Écoulement "turbulent" :

Cet écoulement est caractérisé par la présence de déplacements dans la masse entière du fluide.

Considérant la courbe d'écoulement, on notera que :

- La courbe ne part pas de l'origine mais d'une valeur T_0 qui est la vraie "yield-value".
- Une portion de courbe AB correspondant à une zone de vitesse dans laquelle on a un écoulement sous forme de bouchons.
- Une zone BC d'écoulement laminaire pour laquelle l'accroissement est proportionnel à l'accroissement de vitesse.

La pente de cette droite est représentative de la viscosité plastique (ou rigidité).

- La portion CD correspond à la zone d'écoulement "turbulent" dont les lois sont identiques à celles des liquides newtoniens.

Le point C donne la valeur de la vitesse critique pour laquelle l'écoulement passe de laminaire à turbulent.

En écoulement laminaire, la courbe d'écoulement est caractérisée par la relation :

$$\begin{aligned} T &= A + BY \\ \text{ou } &= \tau_y + nY \\ \tau_y &= \text{Yield value (Lb/ft}^2\text{)} \\ n &= \text{Viscosité plastique (Lb/sec-ft)} \end{aligned}$$

Ces deux paramètres sont définis à l'aide d'un viscosimètre FANN V-6 modèle 35, du type rotatif, en mesurant les tensions de cisaillement exercées pour des vitesses de rotation de 600 et 300 tours par minute.

VIII. ÉCOULEMENT TURBULENT DES LAITIERS DE CIMENT

L'écoulement turbulent du laitier de ciment est obtenu si la vitesse du laitier est supérieure à une certaine vitesse critique.

Il est admis que cette vitesse est atteinte si le nombre de Reynolds est égal ou supérieur à 3000.

Pour une valeur de $Re = 3000$, le débit critique correspondant à cette vitesse est calculé d'après la relation :

$$Q_c = \frac{140 (D_h + D_p)}{P} \left(n + \sqrt{\frac{n^2 + (D_h - D_p)^2 \times \tau_y \times P}{2690}} \right)$$

dans laquelle :

- Q_c = débit critique Bbl/min
- D_h = diamètre du trou
- D_p = diamètre extérieur du tubage pouce
- P = densité du laitier lb/gall
- n = rigidité lb/sec-ft
- τ_y = Yield-value lb/ft²

Les paramètres rhéologiques n et τ_y sont définis en laboratoire ainsi que nous l'avons énoncé précédemment.

L'efficacité du déplacement en régime turbulent est contrôlé par deux facteurs :

- la vitesse de déplacement
- la durée du contact du laitier en face de la ou des zones intéressées.

IX. VITESSE DE DÉPLACEMENT

La vitesse de déplacement doit être suffisamment élevée pour permettre au laitier de dépasser la vitesse critique en tous points de l'espace annulaire.

Si l'on sait que le profil du trou est élargi en certains passages, la vitesse de déplacement doit être suffisante pour maintenir un régime turbulent dans ces élargissements. Il est recommandé d'effectuer un diamètreur avant la cimentation afin de définir le diamètre maximum. De légères variations de diamètre peuvent entraîner le passage du régime turbulent au régime laminaire.

CIMENTATIONS EN ÉCOULEMENT TURBULENT

I. Différentes formes d'écoulement

- 1 - Écoulement Sub-laminaire
- 2 - Écoulement laminaire
- 3 - Écoulement turbulent

II. Détermination des conditions de turbulence

- 1 - Calculs
 - Plastique Binghamien
 - Power Law
 - Introduction des programmes FANN et SLURP

- 2 - Nombre de Reynolds
- 3 - Vitesse critique
 - Différence entre μ et μ_p
 - Introduction notion de rigidité et Yield point

- Expression mathématique Q_c

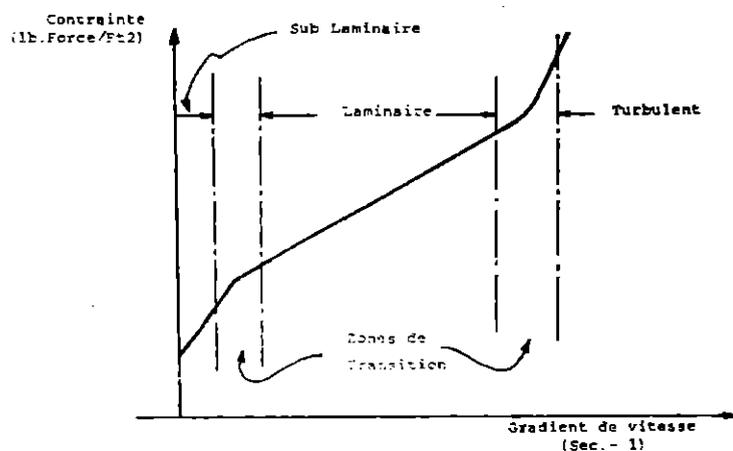
III. Cimentation en Écoulement Turbulent

- Avantages
- Limitations

I. DIFFÉRENTES FORMES D'ÉCOULEMENT

Les laitiers de ciment sont du type plastique binghamien.

BINGHAM a montré que la courbe d'écoulement, c'est-à-dire la contrainte (force appliquée pour bouger le laitier) en fonction du gradient de vitesse, a la forme suivante :



On distingue 3 zones d'écoulement, séparées par deux zones de transition.

1 - Écoulement sub-laminaire :

Le fluide se déplace à la manière d'un bouchon solide lubrifié par un mince film liquide sur les parois.

2 - Écoulement laminaire :

La contrainte est proportionnelle à la vitesse. Il est physiquement caractérisé par des plans glissant les uns sur les autres, parallèlement mais à des vitesses différentes. Le maximum de vitesse étant atteint au centre, et la couche au contact des parois ayant une vitesse nulle. Le profil de vitesse à la forme d'une balle.

3 - Écoulement turbulent :

Le profil de vitesse est rompu et l'écoulement est caractérisé par une foule de petits tourbillons répartis dans la masse liquide.

En général un écoulement turbulent donne de bons résultats et est en tous cas plus efficace qu'un écoulement laminaire au niveau de la dispersion du mud cake.

II. DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE TURBULENCE

1 - Calculs :

On trouve deux modèles mathématiques différents, qui s'appliquent aux laitiers de ciment, dans le but de déterminer les conditions de turbulence. Ce sont ;

- Le modèle dit plastique de BINGHAM
- Le modèle Power Law

Les deux modèles utilisent des données dérivées de mesures de viscosité prises au moyen d'un viscomètre FANN.

Certains laitiers de ciment se comporteront comme les fluides de Bingham et d'autres obéiront au modèle Power Law, suivant les différences de composition du laitier.

En général les différences entre les deux types de calcul sont peu importantes. Cependant, le programme FANN de D.S. utilisera des valeurs de viscosité brute et déterminera à quel modèle le laitier s'apparente le mieux. Les calculs pour déterminer la vitesse de pompage, les pertes de charge dues aux frictions, prennent pour base le modèle ainsi déterminé quand on les utilise dans le programme SLURP pour déterminer les conditions de placement.

2 - Nombre de Reynolds :

Le mode d'écoulement peut être déterminé en utilisant un modèle mathématique sans dimensions, dont la valeur indique si le fluide qui se déplace, se déplace en écoulement laminaire ou en écoulement turbulent.

Le nombre de REYNOLDS peut être déterminé comme suit.

$$Re = \frac{D \cdot V \cdot \rho}{\mu}$$

Dans lequel nous avons

- D = ϕ de la conduite (inches)
- V = vitesse d'écoulement (Ft/Sec)
- ρ = densité du laitier (lb/gal)
- μ = viscosité du laitier (cps)

On admet généralement que pour des valeurs de $Re < 2000$ l'écoulement d'un laitier de ciment est laminaire. Pour une valeur de $Re > 3000$ on admet que le laitier est en écoulement turbulent.

Pour des valeurs de Re comprises entre 2000 et 3000 le régime d'écoulement du laitier est dit transitoire entre l'écoulement laminaire et l'écoulement turbulent.

Dowell Schlumberger choisit une valeur de $Re = 3000$ pour les calculs. D'autres choisissent des valeurs de Re allant de 2000 à 2700.

Un Re de 3000 est néanmoins plus réaliste car il tient compte des facteurs suivants :

- Les dimensions du trou ne sont pas toujours connues avec toute la précision nécessaire.
- Les ciments présentent des différences d'une fabrique à une autre.
- Il y a des différences entre les propriétés rhéologiques du ciment obtenues en laboratoire et celles obtenues sur le chantier.
- Le laitier peut perdre une certaine proportion de son eau pendant le pompage.

Pour toutes ces raisons Dowell Schulmberger choisit une valeur de $Re = 3000$ et cette différence dans la valeur de Re est la raison principale des différences de valeur de vitesse de pompage.

3 - Vitesse critique :

Pour qu'un laitier de ciment se déplace en régime turbulent, il est nécessaire que la vitesse d'écoulement soit supérieure à un certain seuil ou vitesse critique.

Le choix d'un nombre de REYNOLDS = 3000 est utilisé pour déterminer cette vitesse critique. Il convient aussi d'introduire une notion fondamentale pour différencier un fluide Newtonien (eau) d'un fluide plastique Binghamien, au niveau de la viscosité.

Le Re pour un fluide Newtonien utilise une viscosité dite absolue (μ). Dues aux importantes variations des propriétés rhéologiques lorsqu'on passe d'un fluide Newtonien à un fluide plastique de Bingham, une notion de viscosité effective

plastique apparaît (μe) qui se retrouve dans l'expression mathématique de la vitesse critique. L'expression de cette viscosité fera apparaître deux termes nouveaux :

$$\left\{ \begin{array}{l} n \text{ ou rigidité du laitier (lb/ft.sec)} \\ \tau_y \text{ ou Yield point (lb/ft}^2\text{)} \end{array} \right.$$

n = représente la pente de la courbe Shear Stress/Shear Rate : c'est une mesure de viscosité.

τ_y = est représentée par la valeur du point d'intersection avec l'axe des y de la courbe ci-dessus mentionnée. D'une manière plus générale, c'est la force nécessaire pour commencer à déplacer un fluide.

N.B. : il convient ici de rapprocher la rigidité d'un laitier et sa viscosité plastique. La viscosité plastique d'un fluide plastique de Bingham a la même définition. Seule l'unité d'expression est différente ; elle est exprimée en lb/ft sec et en Cps.

Ceci étant dit, l'expression mathématique de la vitesse critique d'un laitier dans l'espace annulaire à la forme suivante :

$$Re = 3000$$

$$Q_c = \frac{140 (DH + D_p)}{\rho} \left[n + \sqrt{\frac{n^2 + (DH - D_p)^2 \tau_y \rho}{2690}} \right]$$

Avec :

Q_c = vitesse d'écoulement turbulent (BPM)

DH = ϕ du trou (inches)

D_p = ϕ extérieur des tiges (inches)

ρ = densité du laitier (lb/Gal)

n = rigidité du laitier (lb/ft.Sec)

τ_y = Yield point (lb/ft²)

Le laitier se déplaçant dans ces conditions exerce sur la formation une pression due aux forces de friction. Cette pression a l'expression suivante.

$$P = \frac{39 P Q_c^2 f}{DH - D_p}$$

P = pression due à la friction dans l'annulaire

f = coefficient de friction (sans dimension)

III. CIMENTATION EN ÉCOULEMENT TURBULENT

Cette technique de cimentation, qui a l'avantage du gain de temps, donne d'excellents résultats, particulièrement dans le cas de trous calibrés.

Théoriquement, il suffirait de prévoir un débit de pompage correspondant à la condition de turbulence dans la plus grande dimension de l'espace annulaire, pour être sûr de déplacer toute la colonne en régime turbulent. En pratique on aboutirait très vite à des limitations (techniques - HHP et risque d'excéder le frac gradient).

L'efficacité d'un régime turbulent est due aux multiples tourbillons créés dans la masse du laitier qui détruisent et dispersent le mud cake et permettent ainsi une meilleure adhérence du ciment sur le terrain.

L'efficacité d'un écoulement en régime turbulent sur la dispersion du mud cake est connue depuis 1948, et cette technique a été largement suivie et a considérablement amélioré le succès des opérations de cimentations primaires.

Deux des principaux facteurs qui rendent l'écoulement turbulent efficace sont :

- La vitesse de déplacement
- Le temps de contact du laitier et de ou des zones d'intérêt.

1 - La vitesse de déplacement :

Le déplacement doit être suffisamment élevé pour que le laitier dépasse le seuil de vitesse critique.

Dans des puits cavés, il est nécessaire de maintenir ce déplacement à un niveau suffisamment élevé pour nettoyer la cave. Il est incorrect de croire qu'un écoulement turbulent puisse être en permanence maintenu dans un trou cavé, si ce n'est lorsque la Q_c est déterminée d'après un log de calibration. De faibles variations dans la taille du trou peuvent provoquer le passage de l'écoulement turbulent à l'écoulement laminaire.

Exemple :

Vitesse de pompage nécessaire pour régime turbulent

DP ϕ 5 1/2 inches		Ciment net
7. 7/8 OH	8 5/8	10 3/4
16.9 BPM	23.3	+ 50 BPM

Il faut noter que si la condition de turbulence est déterminée pour une taille d'outil de 7 7/8 et que si le trou se cave jusqu'à seulement 8 5/8, une augmentation de 6.4 BPM sera nécessaire par rapport à ce qui a été calculé initialement pour passer la zone cavée.

2 - Le temps de contact ciment/formation :

En général le ciment doit être en régime turbulent et en contact avec les zones d'intérêt pour une durée de 10 minutes au moins. Le volume de laitier nécessaire pour obtenir un temps de contact de 10 minutes peut être déterminé par la relation suivante :

$$V = 56.1 \frac{Q_c}{V} \text{ Ft laitier}$$

Vitesse de pompage BPM

N.B. : Un temps de 10' est seulement un guide. L'expérience du champ peut commander d'autres valeurs.

3 - Utilité d'un tampon :

Comme dans le cas d'une cimentation en régime sub-laminaire, on peut envisager de précéder le laitier proprement dit, par un laitier spécial, ayant des caractéristiques physiques telles qu'il répond aux conditions requises, mais dont le but n'est pas de réaliser l'étanchéité.

De toute façon il est recommandé de précéder le laitier par un tampon d'eau contenant un dispersant adapté au type de boue, pour les 2 raisons suivantes :

- Le dispersant aidera à éliminer le cake.
- Le tampon d'eau en régime turbulent, augmentera le temps pendant lequel le terrain est soumis à un régime turbulent. Néanmoins en régime turbulent un tel bouchon tend à se mélanger à la boue qui la précède, ce qui diminue son efficacité.

4 - Inconvénients du régime turbulent :

Il nécessite une puissance hydraulique de pompage importante.

On peut néanmoins agir sur les paramètres rhéologiques du laitier et diminuer cette puissance (additifs) mais dans ce cas on risque de ne plus avoir les différences requises entre les seuils de cisaillement du laitier et de la boue.

Par les augmentations de pression qu'il entraîne, l'écoulement turbulent risque de fracturer la formation.

CONCLUSION :

On s'oriente à l'heure actuelle vers deux types d'écoulement qui sont opposés : le sub-laminaire et le turbulent. Le choix de l'un ou de l'autre dépend d'un compromis qui est fonction des conditions de sondage. Dans tous les cas, laitier et boue doivent présenter des caractéristiques données. Les contrôles des conditions d'écoulement n'est donc pas une solution en soi, mais le corollaire raisonné d'une situation donnée.

CIMENTATION DE SQUEEZE

I. INTRODUCTION

1 - Définition

Une cimentation de squeeze est une opération au cours de laquelle un laitier de ciment est forcé sous pression à un endroit déterminé dans un puits.

2 - Objectif :

Boucher ou remplir des perforations ou des passages derrière un casing, pour obtenir un joint entre le casing et la formation.

3 - Application :

Bouchages de perforations devenues inutiles.

- Bouchages de passages pour empêcher du gaz ou de l'eau d'envahir une zone à huile.
- Réparation d'un casing endommagé.
- Compléter ou améliorer une cimentation primaire.

4 - Méthodes de "squeeze" : 2 méthodes principales.

- La technique dite de *HAUTE PRESSION*, consiste à *fracturer la formation* et ensuite à *pomper un laitier de ciment* dans cette fracture, jusqu'à ce qu'une *pression de surface prédéterminée soit atteinte et tenue sans diminuer*. Pour cela on utilise généralement un ciment net avec une très grande valeur pour la filtration.

Cette technique présente des désavantages certains qui sont évités avec la technique dite de basse pression.

- La technique de *BASSE PRESSION*, ou pour être plus précis, celle du "ciment basse filtration" implique un placement du laitier au droit de l'intervalle perforé ; ensuite une pression suffisante pour former un "cake" de ciment deshydraté dans les perfos et les passages ou fractures qui peuvent se rencontrer à cet endroit là est appliquée.

Du ciment basse filtration (50-100 cc API) et un liquide de travail PROPRE, doivent être utilisés. Avec cette technique, il n'est pas nécessaire de fracturer la formation.

II. PROCESSUS DE DESHYDRATATION DU CIMENT (Mécanisme de la formation du cake)

Les particules de ciment ayant une taille de l'ordre de 20 à 75 μ sont trop grosses pour pénétrer dans les pores d'une formation. C'est pourquoi les particules de ciment s'appliquent à la surface d'une formation montrant une perméabilité granulaire.