

RAPPORT D'ÉTUDE

06/05/2015

DRS-15-149641-01420A

**CONTEXTE ET ASPECTS FONDAMENTAUX DU
FORAGE ET DE L'EXPLOITATION DES PUIITS
D'HYDROCARBURES**

INERIS

maîtriser le risque |
pour un développement durable |

Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures

Direction des Risques du Sol et du Sous-Sol

PRÉAMBULE

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

REMERCIEMENTS

Ce rapport a été soumis à la relecture de plusieurs experts dans le domaine du forage-puits : M. Jean BERA (GEP-AFTP, CLAR forage-puits), M. Yoann FAUCHER (Chargé de mission travaux pétroliers à la DREAL Aquitaine, Pôle National Offshore Forages), MM. Olivier SUJOL et Michel VAN DEN BOGAARD (respectivement chargé de mission travaux pétroliers et chef du pôle sous-sol à la DRIEE Ile de France) et M. Youssoupha DIOP (chargé de mission forages offshore au B3S). Nous les remercions chaleureusement pour leur relecture approfondie du document et leurs remarques constructives. Nous remercions également le BEPH (Bureau Exploration-Production des Hydrocarbures) pour ses compléments utiles, qui ont enrichi le contenu du rapport. Enfin, nous remercions le B3S (Bureau du Sol et du Sous-sol) pour son soutien et ses conseils avisés.

	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Franz LAHAIE	Auxane CHERKAOUI	Mehdi GHOREYCHI
Qualité	Ingénieur à la Direction des Risques du Sol et du sous-sol	Ingénieure à la Direction des Risques du Sol et du sous-sol	Directeur des Risques du Sol et du Sous-Sol
Visa			

RESUME

Ce rapport a été préparé par l'INERIS dans le cadre d'un programme d'appui mené auprès du Bureau du Sol et du sous-sol (B3S), de la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE).

Le MEDDE prépare actuellement un ensemble de textes visant à mettre à jour la législation et la réglementation française en matière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, notamment en vue de transposer la directive européenne 2013/30/UE sur la sécurité des opérations pétrolières et gazières offshore.

Ces textes étant relativement techniques, il a paru utile de les accompagner d'un document introductif – c'est l'objet du présent rapport – qui rappelle les principes fondamentaux et le vocabulaire spécifique de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures. Le but est de permettre ainsi une meilleure compréhension et appropriation de ces textes par les parties prenantes, notamment les agents de l'Etat, les collectivités et le public.

Ce rapport porte plus particulièrement sur les principes du forage et de l'exploitation des puits, depuis leur conception jusqu'à leur fermeture définitive. Il comporte également un bref panorama de la situation mondiale et française de l'industrie pétrolière et gazière, ainsi qu'une synthèse des normes et standards professionnels les plus utilisés dans cette industrie.

ABSTRACT

This report was prepared by INERIS under a support program for the Bureau of Soil and subsoil (B3S at DGPR), within the french Ministry of Ecology, Sustainable Development and the Energy (MEDDE).

The MEDDE is currently preparing a set of texts to update the French regulations relating to exploration and exploitation of hydrocarbons, notably to transpose in french law the European Directive 2013/30/EU on safety of offshore oil and gas operations.

As these texts are relatively technical, it seemed useful to prepare a support document – this report – which recalls the fundamental principles and specific vocabulary of the exploration and production of hydrocarbons. The aim is to enable stakeholders, especially state agents, communities and the public, to better understand and get acquainted with these texts.

This report mainly focuses on the principles of drilling and operating wells, from their design to their plugging and abandonment. It also includes a brief overview of the global and french oil and gas industry as well as a summary of the norms and standards most commonly used in this industry.

TABLE DES MATIÈRES

1. SITUATION DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES	9
1.1 Paysage mondial.....	9
1.2 Paysage français.....	14
2. CADRE REGLEMENTAIRE	19
2.1 Les textes applicables	19
2.1.1 A terre ou en mer territoriale.....	19
2.1.2 Sur le plateau continental	20
2.1.3 Le titre Forage du RGIE.....	20
2.2 Les principales étapes d'un projet d'exploitation et les procédures administratives correspondantes.....	22
2.2.1 Les principales étapes d'un projet d'exploitation	22
2.2.2 Les titres miniers.....	24
2.2.3 Les déclarations ou autorisations d'ouverture de travaux.....	26
2.2.4 Les obligations afférentes à la construction et à l'exploitation des puits..	27
2.2.5 L'arrêt définitif des travaux.....	29
3. CADRE NORMATIF	31
3.1 Généralités.....	31
3.2 Référence aux normes dans les réglementations	31
3.3 Recensement des principales normes en lien avec l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.....	32
4. LA CONCEPTION D'UN PUIITS	35
4.1 Préambule.....	35
4.2 Description et rôle d'un puits	35
4.3 Choix de la cible et de la trajectoire du puits	40
4.4 Choix de l'architecture du puits	42
4.5 Le programme de cimentation.....	45
4.5.1 Rôle de la cimentation	45
4.5.2 Détermination des hauteurs de cimentation	46
4.5.3 Formulation des laitiers de ciment	47
4.5.4 Détermination du volume de laitier nécessaire	48
4.5.5 Programme de centreurs	48
5. LES PRINCIPES, MOYENS ET ORGANISATION DE TRAVAUX DE FORAGE	51
5.1 Principes du forage	51
5.2 Le contrôle du puits	55
5.2.1 Notion de « fenêtre de forage »	55

5.2.2 Forage des formations à pertes.....	56
5.2.3 Techniques de forage avancées.....	57
5.3 Description d'une unité de forage.....	59
5.3.1 Eléments génériques.....	59
5.3.2 A terre.....	61
5.3.3 En mer.....	63
5.4 Les fluides de forage.....	71
5.5 Organisation humaine d'un chantier de forage.....	72
6. LES ETAPES D'UN FORAGE.....	77
6.1 Travaux préparatoires.....	77
6.1.1 A terre.....	77
6.1.2 En mer.....	77
6.2 Forage des formations peu profondes et mise en place du cuvelage de surface.....	78
6.2.1 A terre.....	78
6.2.2 En mer peu profonde.....	79
6.2.3 En mer profonde.....	79
6.3 Mise en place et tests du BOP.....	80
6.4 Leak-off test.....	81
6.5 Forage des formations intermédiaires.....	82
6.6 Diagraphies différées.....	83
6.7 Forage de la couche réservoir.....	84
6.8 Les tests de formation.....	84
6.9 Les essais de production.....	85
7. LA CIMENTATION.....	87
7.1 Préparation d'une opération de cimentation.....	87
7.2 Procédure de cimentation.....	88
7.3 Evaluation d'une cimentation.....	89
7.3.1 Analyse des paramètres en cours de cimentation.....	89
7.3.2 Diagraphies de cimentation.....	90
7.3.3 Essai en pression au sabot.....	92
7.4 Remédiation d'une cimentation défectueuse.....	92
7.5 Cimentation en mer profonde.....	93
8. LE CONTROLE DES VENUES.....	95
8.1 Détection d'une venue ou d'une perte.....	95
8.2 Le bloc d'obturation du puits.....	96
8.2.1 Fonction et composition d'un BOP.....	96
8.2.2 Commande des BOP.....	98
8.3 Procédure de contrôle d'une venue.....	99
9. LA COMPLETION D'UN PUIT.....	101

9.1	Définition et aspects généraux	101
9.2	Les équipements de complétion.....	102
9.3	Mise en place d'une complétion	105
9.4	Les perforations	105
9.5	Le traitement du puits.....	105
9.5.1	L'acidification	106
9.5.2	La fracturation hydraulique	106
10.	LA PHASE D'EXPLOITATION.....	109
10.1	Les principes de récupération des hydrocarbures.....	109
10.2	Les installations de production	110
10.2.1	A terre	110
10.2.2	En mer.....	110
10.3	La surveillance et la maintenance des puits.....	111
10.4	Les interventions sur puits.....	112
11.	LA FERMETURE D'UN PUIES.....	115
11.1	Fermeture définitive d'un puits	115
11.1.1	Conception d'une fermeture	115
11.1.2	Procédure de fermeture	117
11.2	Fermeture Provisoire d'un puits	118
12.	BIBLIOGRAPHIE	119
13.	LISTE DES ANNEXES	121

INTRODUCTION

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la mission d'appui de l'INERIS aux pouvoirs publics, plus particulièrement dans le cadre du programme EAT-DRS-07 mené auprès du Bureau du Sol et du Sous-sol (B3S) de la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR), au sein du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE).

Ce programme vise à fournir un appui technique au Ministère dans sa mission de régulation des activités d'exploration et d'exploitation par forages de ressources minières (hydrocarbures liquides ou gazeux, sel, géothermie) et de stockages souterrains (hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux, produits chimiques à destination industrielle, énergie, CO₂).

Le présent document porte plus spécifiquement sur les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux¹.

Il s'inscrit dans une démarche globale, menée par le Ministère, de révision des textes réglementaires applicables à ces activités, notamment :

- le titre Forage du Règlement Général des Industries Extractives (RGIE) et ses trois arrêtés d'application du 22 mars 2000 ;
- les décrets n°71-360, 71-361 et 71-362 du 6 mai 1971 relatifs à l'exploration du plateau continental et à l'exploitation de ses ressources naturelles.

Les textes en cours de préparation étant relativement techniques, il a paru important de les accompagner de documents supports, qui permettent une meilleure compréhension et appropriation de ces textes par les parties prenantes (notamment les agents de l'Etat, les collectivités et le public).

Le présent rapport est le premier de ces documents supports. Il vise à rappeler les principes fondamentaux et le vocabulaire spécifique de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures. Il porte plus particulièrement sur les principes du forage et de l'exploitation des puits, depuis leur conception jusqu'à leur fermeture définitive.

Le rapport présente successivement :

- un bref panorama de l'exploration et l'exploitation pétrolière et gazière dans le monde et en France ;
- un rappel du cadre réglementaire et normatif dans lequel ces activités sont menées sur le territoire ;

¹ Dans ce document, on utilisera plus souvent les termes de « pétrole » et de « gaz naturel ».

- les principes fondamentaux des opérations de forage et d'exploitation des puits ;
- une description des principaux équipements nécessaires à ces activités ;
- les principales étapes de mise en œuvre ;
- les éléments de vocabulaire propres à cette profession et la traduction anglaise des termes les plus fréquemment utilisés.

L'attention sera portée en priorité sur les aspects relatifs à la sécurité et à la protection de l'environnement.

Enfin, il est à noter que les techniques de forage et d'exploitation des puits abordées dans le cadre de ce rapport seront exclusivement celles mises en œuvre dans le cadre de gisements conventionnels². Néanmoins, bon nombre des problématiques que nous abordons ne sont pas spécifiques et se retrouvent dans l'ensemble des contextes d'exploitation des hydrocarbures, conventionnels et non conventionnels.

² C'est-à-dire que nous n'aborderons pas les techniques mises en œuvre dans le cadre de l'exploitation des gaz et huiles de schistes ou du gaz de charbon par exemple.

1. SITUATION DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

1.1 PAYSAGE MONDIAL

Sous l'effet de l'augmentation de la population mondiale et de la croissance économique des pays émergents, notamment la Chine, la consommation énergétique mondiale ne cesse de croître. Elle est ainsi passée de 5,4 à 13,3 Gtep³ entre 1972 et 2012 [1] et devrait se situer autour 18,2 Gtep en 2040 [2].

Cette demande énergétique reste aujourd'hui, en grande partie, pourvue par la production d'hydrocarbures, à savoir le pétrole (41%) et le gaz (15%). Les prévisions de l'AIE⁴ indiquent qu'en 2040, le pétrole et le gaz représenteront encore plus de 50% du mix énergétique mondial [2].

Face à cette demande toujours croissante et dans un contexte de ralentissement de la production issue des gisements existants, l'industrie pétrolière et gazière développe des projets visant à améliorer les techniques de récupération des hydrocarbures sur les gisements et d'autre part se tourne vers l'exploration de nouveaux champs.

En effet, grâce au développement de nouveaux concepts géologiques, à la réduction des coûts de certaines technologies utilisées en routine ainsi qu'au développement de nouvelles technologies, l'industrie pétrolière étend le champ de ses investigations à de nouveaux espaces (par exemple à des horizons géologiques plus profonds dans le sous-sol ou à des zones en mer par des profondeurs d'eau de plus en plus importantes) ou à de nouveaux thèmes (par exemple les hydrocarbures présents dans des roches très peu perméables)

Ainsi, les profondeurs des horizons géologiques explorés et exploités ne cessent d'augmenter (Figure 1). Il n'est plus rare en effet de réaliser des forages à des profondeurs supérieures à 4500 m, dans des conditions que l'on qualifie de haute pression haute température (HPHT) (Figure 2). Au-delà de la profondeur, les contextes de forage se sont étendus à des environnements plus complexes d'un point de vue structural et stratigraphique : zones faillées, zones de chevauchement, etc.

³ Gtep = milliards de tonnes équivalent pétrole ; Mtep= millions de tonnes équivalent pétrole

⁴ Agence Internationale de l'Energie

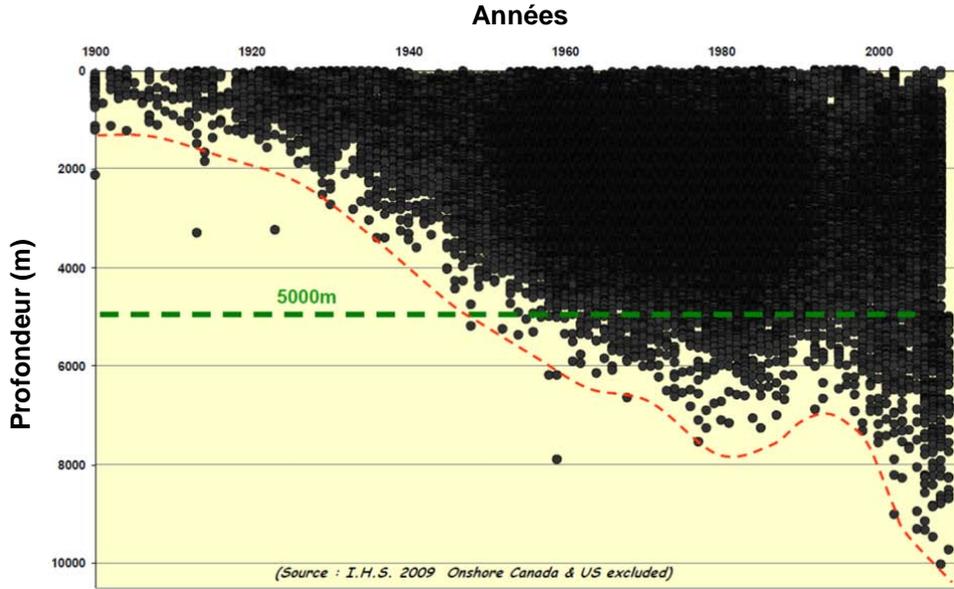


Figure 1 : Evolution de la profondeur des puits d'exploration d'hydrocarbures en fonction des années (source : [5])

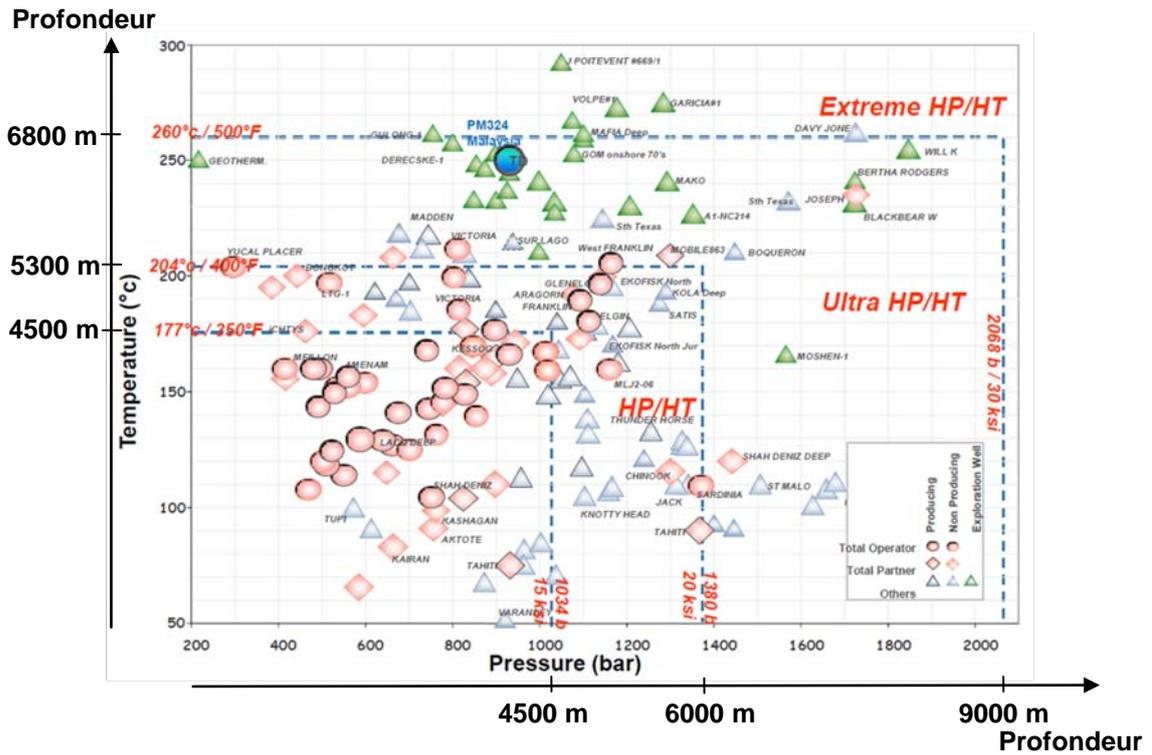


Figure 2 : Limites actuelles des pressions et températures opérées en exploration et en exploitation pétrolière (source : [5])
 Les profondeurs correspondantes indiquées ont été calculées en considérant un gradient géothermique moyen de 3,6°C/100m et un gradient lithostatique de 2,3 bars/10m.

D'autre part, le développement des forages en mer s'est accéléré depuis les années 1990. L'offshore représente aujourd'hui 35% de la production mondiale de pétrole et 19% de la production de gaz [8]. Plus de la moitié des découvertes ont lieu aujourd'hui en offshore, dont un tiers en offshore profond⁵.

La Figure 3 représente l'évolution de la profondeur d'eau des forages d'exploration en mer au cours du temps. Il est aujourd'hui possible de forer au-dessous de 2000 m, voire 3000 m d'eau et d'accéder ainsi aux gisements situés dans le sous-sol au pied des talus continentaux.

Enfin, les progrès réalisés dans le domaine des forages dirigés, des complétions ou encore, des techniques de récupération assistée des hydrocarbures (*enhanced oil recovery*, EOR) conduisent à une exploitation plus optimisée des champs, améliorant les taux de récupération.

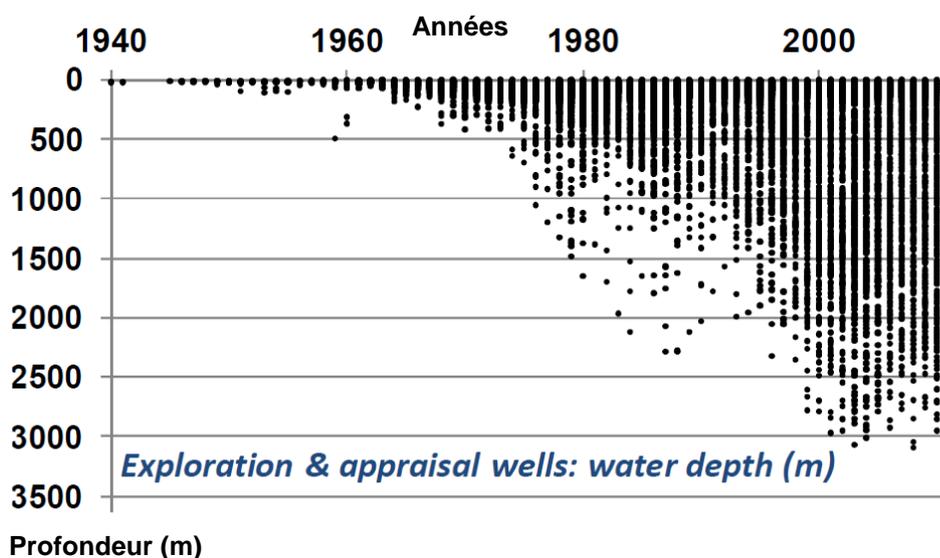


Figure 3 : Evolution de la profondeur d'eau des forages d'exploration en mer en fonction des années (source : [6])

⁵ c'est-à-dire au-delà de 400-500 m de profondeur d'eau

On dénombre aujourd'hui environ 30 000 gisements rentables de pétrole ou de gaz dans le monde. Parmi eux, 450 à 500 sont qualifiés de "géants" (réserves supérieures à 70 Mtep), et une soixantaine de "super-géants" (réserves supérieures à 700 Mtep).

Ces gisements sont très inégalement répartis : 60 % des "super-géants" sont au Moyen-Orient et représentent 40 % des réserves prouvées de la planète [3].

Tous les ans, environ 200 à 250 nouveaux gisements sont découverts [4]. La Figure 4 donne une vue des gisements découverts en 2014.

Enfin, le Tableau 1 donne quelques chiffres repères sur le forage et l'exploitation des puits d'hydrocarbures dans le monde.

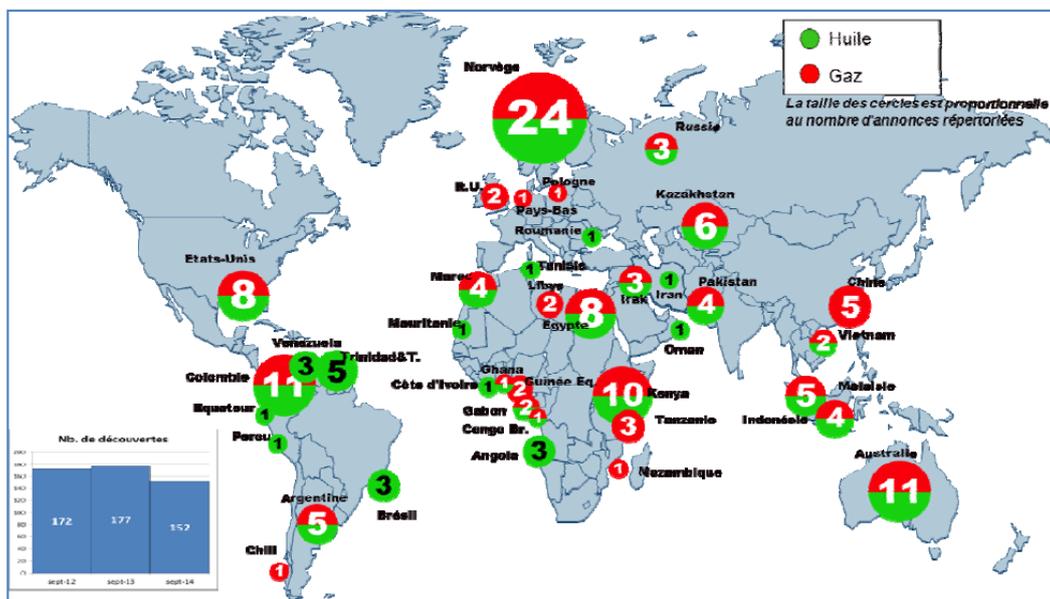


Figure 4 : Les nouveaux gisements découverts en 2014 (au 25 septembre 2014) (source : [4])

- Le premier puits d'hydrocarbures à caractère commercial a été foré en **1859**, à Titusville (Pennsylvanie)
- Environ **110 000** puits sont forés chaque année dans le monde, soit un puits toutes les 5 minutes
- **97%** des forages réalisés sont des forages à terre
- **54%** des puits forés à ce jour sont situés en Amérique du Nord, 28% en Asie-Pacifique, 7% en Russie, 5% en Amérique du sud et centrale, 3% au Moyen-Orient, 2% en Afrique et 1% en Europe
- La profondeur moyenne d'un puits d'hydrocarbures est d'environ **2000 m**
- La profondeur record d'un puits d'hydrocarbures est de **10 000 m**
- On parle d'offshore profond au-delà de **400-500 m** de profondeur d'eau et d'offshore ultra-profond au-delà de **2000 m** de profondeur d'eau
- Plus de **10 000** puits ont déjà été forés en offshore profond
- **27%** du personnel de l'exploration-production travaille en offshore.
- Le record de profondeur d'eau est de **3107 m** pour un puits d'exploration (Dhirubhai, Inde) et de 2935 m pour un puits d'exploitation (Tobago, Golfe du Mexique)
- Le déport horizontal le plus long jamais réalisé (forage dévié) est de **10,5 km** (Argentine)
- Un puits pétrolier a un rapport diamètre/longueur d'environ 10^{-5} , ce qui en fait un ouvrage comparativement **100** fois plus fin qu'un cheveu
- Environ **40%** des forages d'exploration trouvent du pétrole dans les zones peu connues. En offshore profond, c'est seulement **1 forage sur 5 ou 6** (soit moins de 20%).
- Le coût journalier moyen d'une unité de forage à terre est d'environ **30 k€** En mer, il est d'environ **200 k€** pour un jack-up*, **400 k€** pour une semi-sub* et **500 k€** pour un bateau.

Tableau 1 : Quelques chiffres clés sur le forage et l'exploitation des puits d'hydrocarbures dans le monde (sources : [4], [6], [7]), [8], [9], [10]). Les astérisques indiquent des termes qui seront définis plus loin dans le rapport

1.2 PAYSAGE FRANÇAIS

Même si au 19^{ème} siècle, le bassin de Pechelbronn a été un des berceaux de l'exploitation pétrolière mondiale, la France n'est pas connue pour ses ressources en hydrocarbures. Cependant, l'activité y a été continue depuis cette période et même si le rythme des opérations sur le terrain a notablement diminué ces dernières années, celui-ci a été parfois très intense (76 forages d'exploration ont été réalisés pendant la seule année 1986 - source BEPH).

Aujourd'hui, la production française annuelle de pétrole est de 0,8 Mtep⁶, ce qui représente environ 0,5 % de l'énergie primaire produite en France (139,1 Mtep) et 1 % de la consommation nationale de pétrole (77,9 Mtep) [1]. En ce qui concerne le gaz, la production française a considérablement diminué depuis la fin de la commercialisation du gaz de Lacq⁷. Néanmoins, elle atteint encore en 2014, un volume de 0,54 milliards de m³ (0,5 Mtep), soit 1% de la consommation nationale (source BEPH). En cumulé, la production annuelle de pétrole et de gaz en France se situe donc aujourd'hui autour de 1,3 Mtep.

Même si cette activité pétrolière et gazière peut être qualifiée de non négligeable, la France demeure assez loin des grands pays producteurs européens tels que le Royaume-Uni ou la Norvège. Pour comparaison, la production annuelle de pétrole et de gaz du Royaume-Uni est de 81 Mtep [11].

Historiquement, après plusieurs découvertes importantes dans les années 40-50, l'exploration pétrolière et gazière française s'est développée à partir des années 60-70 sur l'ensemble des bassins sédimentaires français, à terre comme en mer. Les principales découvertes ont surtout été faites à partir des années 1980 jusqu'aux années 1990 dans le bassin parisien et le bassin aquitain (Figure 5 et Figure 6). Les gisements les plus emblématiques restent cependant celui de Lacq, découvert en 1951 et celui de Parentis, découvert en 1956, qui ont donné lieu respectivement à des productions cumulées d'environ 255 milliards de m³ de gaz (230 Mtep) et 35 millions de m³ de pétrole (30 Mtep).

Aujourd'hui, la majeure partie de l'activité pétrolière se déroule entre ces deux régions, avec une prédominance du bassin parisien (60% de la production). La France dispose encore d'une soixantaine de gisements pétroliers et gaziers en exploitation. Les quatre principaux gisements, qui concentrent plus d'un tiers de la production, sont Parentis et Cazaux en Aquitaine, Champotran et Itteville dans le bassin parisien [12].

On trouvera en ANNEXE A la carte des titres miniers d'hydrocarbures accordés sur le territoire français au 1^{er} juillet 2014 [13].

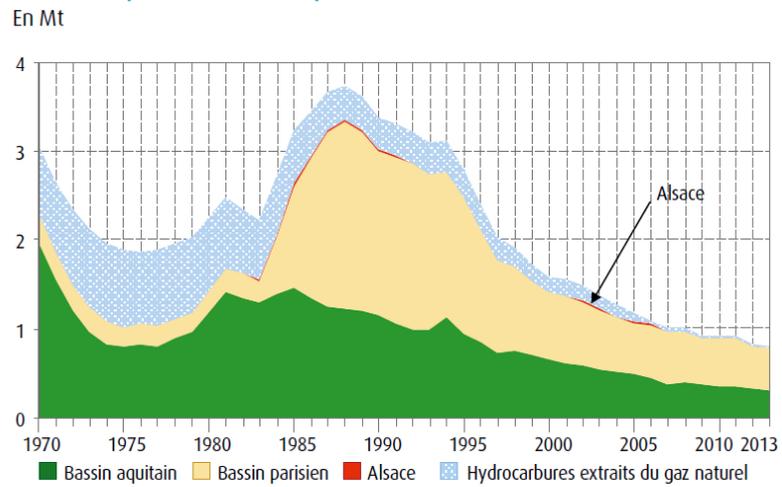
⁶ Chiffre de 2013

⁷ autre que pour les besoins en H₂S de l'industrie chimique du bassin de Lacq.

Depuis le début des années 2000, l'intérêt des compagnies pétrolières se porte également de plus en plus sur les ressources en hydrocarbures que pourrait receler le sous-sol du plateau continental français, notamment au large de la Guyane, dans le canal du Mozambique autour des îles Eparses ou encore au large de l'archipel de Saint-Pierre et Miquelon.

Les recherches récentes les plus avancées en offshore profond ont eu lieu au large de la Guyane (sur le permis dit de « Guyane Maritime »), où cinq forages ont été réalisés entre 2011 et 2013, sous environ 2000 m d'eau et à une profondeur totale de 6000 m.

Le Tableau 1 donne quelques chiffres repères sur les forages et l'exploitation des puits d'hydrocarbures en France. Le Tableau 3 donne un aperçu des principaux acteurs français impliqués dans ce domaine.



Source : DGEC

En kt

	1965	1973	1979	1990	2000	2005	2010	2012	2013
Pétrole brut :	2 987	1 254	1 197	3 023	1 417	1 055	896	807	793
Bassin aquitain	2 442	981	975	1 157	663	460	348	337	315
Bassin parisien	521	273	220	1 854	747	588	541	464	473
Alsace	24	-	-	12	8	7	7	5	5
Hydrocarbures extraits du gaz naturel	569	873	848	352	173	45	29	27	19
Total	3 556	2 127	2 045	3 375	1 590	1 100	925	834	812

Source : DGEC

Figure 5 : Production de pétrole en France [1]

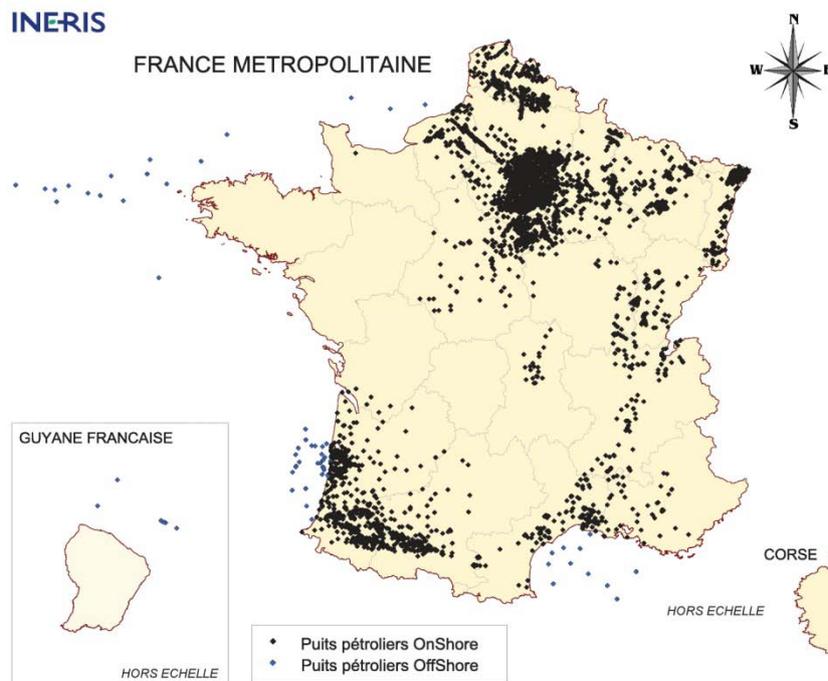


Figure 6 : Localisation des puits d'hydrocarbures en France (en exploitation, inactifs ou fermés) (données source : BSS BRGM et GEODERIS)

- La production française annuelle de pétrole est de **0,8 Mtep**
- On estime à environ **6000** le nombre total de puits forés en France pour la recherche ou l'exploitation d'hydrocarbures
- Environ **600** puits sont en exploitation, les autres sont inactifs ou bouchés et abandonnés
- Environ **2/3** des puits en exploitation sont situés dans le Bassin de Paris, les autres sont pour la plupart dans le bassin aquitain
- Environ **80%** des puits en exploitation sont producteurs, les autres sont injecteurs
- En moyenne depuis 10 ans, une **quinzaine** de nouveaux puits d'hydrocarbures sont forés chaque année en France
- Au 1er janvier 2014, les réserves de pétrole françaises étaient estimées à **11,5 Mtep**, soit environ 14 ans d'exploitation au rythme actuel

Tableau 2 : Quelques chiffres clés sur le forage et l'exploitation des puits d'hydrocarbures en France (sources : [1] [14], [15],[16])

- Les principaux exploitants : VERMILION, LUNDIN, GEOPETROL, SPPE
- Les principaux contractants de forage : ENTREPOSE Drilling, SMP, ITAG, KCA DEUTAG
- Les principales organisations professionnelles : UFIP (Union Française des Industries Pétrolières), GEP-AFTP (Groupement des Entreprises et des Professionnels des hydrocarbures et des énergies connexes)
- Les principaux services de l'administration centrale : DGPR (Direction Générale de la Prévention des Risques), DGEC (Direction Générale de l'Energie et du Climat), DGALN (Direction Générale de l'Aménagement, du Logement et de la Nature), toutes trois faisant partie du Ministère de l'Ecologie, de l'Energie et du Développement Durable (MEDDE), ainsi que le Ministère de l'économie, de l'industrie et du numérique (MEIN)
- Les principaux services déconcentrés de l'Etat en lien avec l'exploration-production des hydrocarbures : DRIEE Ile de France, DREAL Aquitaine et PNOF (Pôle National Offshore Forages : cellule d'appui pour les travaux et titres en mer), DEAL Guyane, DREAL Alsace, DREAL Lorraine
- Les principaux instituts de recherche et d'expertise : IFPEN, CEDRE, IFREMER, BRGM, INERIS

Tableau 3 : Les principaux acteurs français en lien avec l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

En droit français, les hydrocarbures liquides ou gazeux sont des substances qui relèvent du régime légal des mines. Les travaux menés en vue de leur recherche ou de leur exploitation sont donc prioritairement⁸ régis par le code minier (CM) et ses textes d'application.

Si le cadre juridique applicable aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures est globalement le même à terre et en mer, en revanche, les procédures précisant les modalités de déroulement des travaux et de leur suivi sont différentes selon que les travaux ont lieu à terre, en mer territoriale ou sur le plateau continental (voir ANNEXE B pour un rappel sur les zones juridiques du droit international de la mer).

Nous présentons ci-après les textes applicables dans ces différents cas.

Notons que certains de ces textes sont en cours de révision, notamment en vue de transposer les dispositions de la directive européenne 2013/30/UE du 12 juin 2013 relative à la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer, dont la mise en application interviendra le 19 juillet 2015. Par ailleurs, l'ensemble de ces textes pourraient être amenés à évoluer à l'occasion de la prochaine refonte du code minier.

Nous présentons donc ci-après un état de la réglementation actuelle mais il convient de garder à l'esprit que celle-ci sera amenée à évoluer prochainement.

2.1 LES TEXTES APPLICABLES

2.1.1 A terre ou en mer territoriale

A terre ou en mer territoriale, les textes réglementaires applicables sont :

- le décret 2006-648 du 2 juin 2006 « relatif aux titres miniers et aux titres de stockages souterrains », qui précise entre autres les conditions de délivrance des titres miniers et les obligations des détenteurs de titres ;
- le décret 2006-649 du 2 juin 2006 modifié « relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockages souterrains et à la police des mines et des stockages souterrains », qui précise les conditions d'ouverture et d'arrêt des travaux miniers et des stockages souterrains ainsi que les modalités d'exercice de la surveillance administrative et de la police des mines.

Les principales procédures administratives prévues par ces deux décrets sont décrites dans la section 2.2.

⁸ Au-delà des spécificités de la mine, le droit commun s'applique aux activités minières.

2.1.2 Sur le plateau continental

Sur le plateau continental, sous réserve des conventions internationales auxquelles la France est partie, les activités d'exploration et d'exploitation des ressources du sous-sol sont non seulement régies par le code minier mais aussi par la loi 68-1181 du 30 décembre 1968 « relative à l'exploration du plateau continental et à l'exploitation de ses ressources naturelles » et ses trois décrets d'application suivants :

- le décret 71-360 du 6 mai 1971 portant application de la loi 68-1181 du 30 décembre 1968 ;
- le décret 71-361 du 6 mai 1971 portant dispositions pénales pour l'application de la loi n° 68-1181 du 30 décembre 1968
- le décret 71-362 du 6 mai 1971 relatif aux autorisations de prospections préalables de substances minérales ou fossiles dans le sous-sol du plateau continental.

En dehors de quelques spécificités précisées dans ces textes, la loi 68-1181 prévoit que, pendant le temps où les activités d'exploration ou d'exploitation sont exercées sur le plateau continental, les lois et règlements français s'appliquent sur les installations et dispositifs⁹ utilisés pour ces opérations, ainsi qu'aux installations et dispositifs eux-mêmes, comme s'ils se trouvaient en territoire français métropolitain (article 5 de la loi 68-1191).

Autrement dit, le code minier, le code de l'environnement et autres législations et réglementations françaises s'appliquent, sauf préjudice aux dispositions prévues dans la loi 68-1181 et ses décrets d'application, pendant le temps des opérations.

Les « opérations » commencent à partir du moment où les installations et dispositifs sont positionnés sur la zone afin de mener les travaux. Pendant les phases de transport de ces installations, celles-ci sont considérées comme des bateaux et sont donc soumises aux règles du droit maritime international.

2.1.3 Le titre Forage du RGIE

En ce qui concerne la sécurité et la santé au travail, les activités d'extraction des hydrocarbures étaient, jusqu'en 2009, soumises à un régime d'exception, le Règlement Général des Industries Extractives (RGIE). Depuis la promulgation de la loi 2009-526 du 12 mai 2009, dite « loi Warsmann », ces activités, comme les autres activités des mines, relèvent désormais du code du travail.

⁹ La loi 68-1181 entend par « installations et dispositifs » :

- « les plates-formes et autres engins d'exploration ou d'exploitation, ainsi que leurs annexes ; ;
- les bâtiments de mer qui participent directement aux opérations d'exploration ou d'exploitation. »

Pour tenir compte néanmoins des spécificités des entreprises et établissements relevant des mines, le législateur a prévu que les dispositions du code du travail puissent être complétées ou adaptées par décret (art. L180-1 du CM). Ainsi, depuis 2009, des travaux importants sont menés, sous l'égide du B3S, pour reverser dans la partie réglementaire du code minier les dispositions spécifiques de sécurité et de santé du RGIE, non prévues dans le code du travail ou pour lesquelles le code du travail est mal adapté.

Le RGIE comporte 21 titres, dont certains sont particulièrement en lien avec les activités d'extraction des hydrocarbures, notamment les titres Forages, Electricité, Bruit, Règles Générales ou Entreprises extérieures. Pour l'instant, aucun de ces titres n'a encore été codifié dans le code minier.

Le titre le plus en lien avec l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures est le titre « Recherches par forage, exploitation de fluides par puits et traitement de ces fluides », appelé couramment titre Forage.

Institué par le décret 86-287 du 25 février 1986, le titre Forage a été révisé en 2000 par le décret 2000-278 du 22 mars 2000. Ce décret était accompagné d'une circulaire, parue à la même date, et de trois arrêtés d'application :

- l'arrêté du 22 mars 2000 « relatif à la protection du personnel et aux équipements de forage des travaux de forages et d'interventions lourdes sur les puits », dit arrêté Equipements ;
- l'arrêté du 22 mars 2000 « relatif aux cuvelages des sondages et des puits », dit arrêté Cuvelages ;
- l'arrêté du 22 mars 2000 « relatif à la protection du personnel et à la maîtrise des venues dans les travaux de forage ou d'interventions lourdes sur des puits », dit arrêté Venues.

C'est dans le titre Forage et ses trois arrêtés d'applications que sont rassemblées l'essentiel des règles techniques applicables aux travaux de forage et d'exploitation des puits menés en France, que ce soit à terre ou en mer.

Notons qu'un décret et un arrêté relatifs aux « travaux de recherche par forage et d'exploitation par puits de substances minières » sont en cours de rédaction et abrogeront le titre Forage. Dans l'attente, celui-ci reste applicable, sous réserve de ne pas porter préjudice aux dispositions du code du travail.

2.2 LES PRINCIPALES ETAPES D'UN PROJET D'EXPLOITATION ET LES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES CORRESPONDANTES

2.2.1 Les principales étapes d'un projet d'exploitation

Un projet d'exploration et d'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures comporte quatre étapes :

1. la phase de recherches, qui consiste à reconnaître des formations géologiques et à détecter l'emplacement d'une éventuelle accumulation d'hydrocarbures. Cette phase comprend des travaux de reconnaissance du sous-sol par des techniques non intrusives (sismique, gravimétrie, etc.) et par la technique du forage, seule à même de pouvoir conclure à la présence ou non d'hydrocarbures dans le sous-sol ;
2. la phase de délinéation ou de qualification de l'accumulation détectée, qui peut comporter à nouveau les travaux mentionnés ci-dessus et qui vise à définir les conditions techniques et économiques de l'exploitation de cette accumulation ;
3. la phase d'exploitation, c'est-à-dire la (ou les¹⁰) phase(s) de développement du gisement et de production des hydrocarbures ;
4. la phase d'abandon¹¹, comprenant la fermeture définitive (bouchage) des puits, le démantèlement des installations et la réhabilitation du site.

Les deux premières étapes se déroulent dans le cadre du titre minier d'exploration, les deux suivantes dans le cadre du titre minier d'exploitation (ou concession).

La Figure 7 résume les principales procédures administratives qui jalonnent les différentes étapes d'un projet. Ces procédures sont décrites dans les sections qui suivent.

L'ANNEXE C fournit un exemple de déroulement d'un projet d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures. Cet exemple est représentatif d'un projet à terre dans une zone mature, telle que le bassin parisien.

¹⁰ A l'occasion d'une évolution des techniques, il est possible de redévelopper un gisement

¹¹ appelée juridiquement « arrêt définitif des travaux »

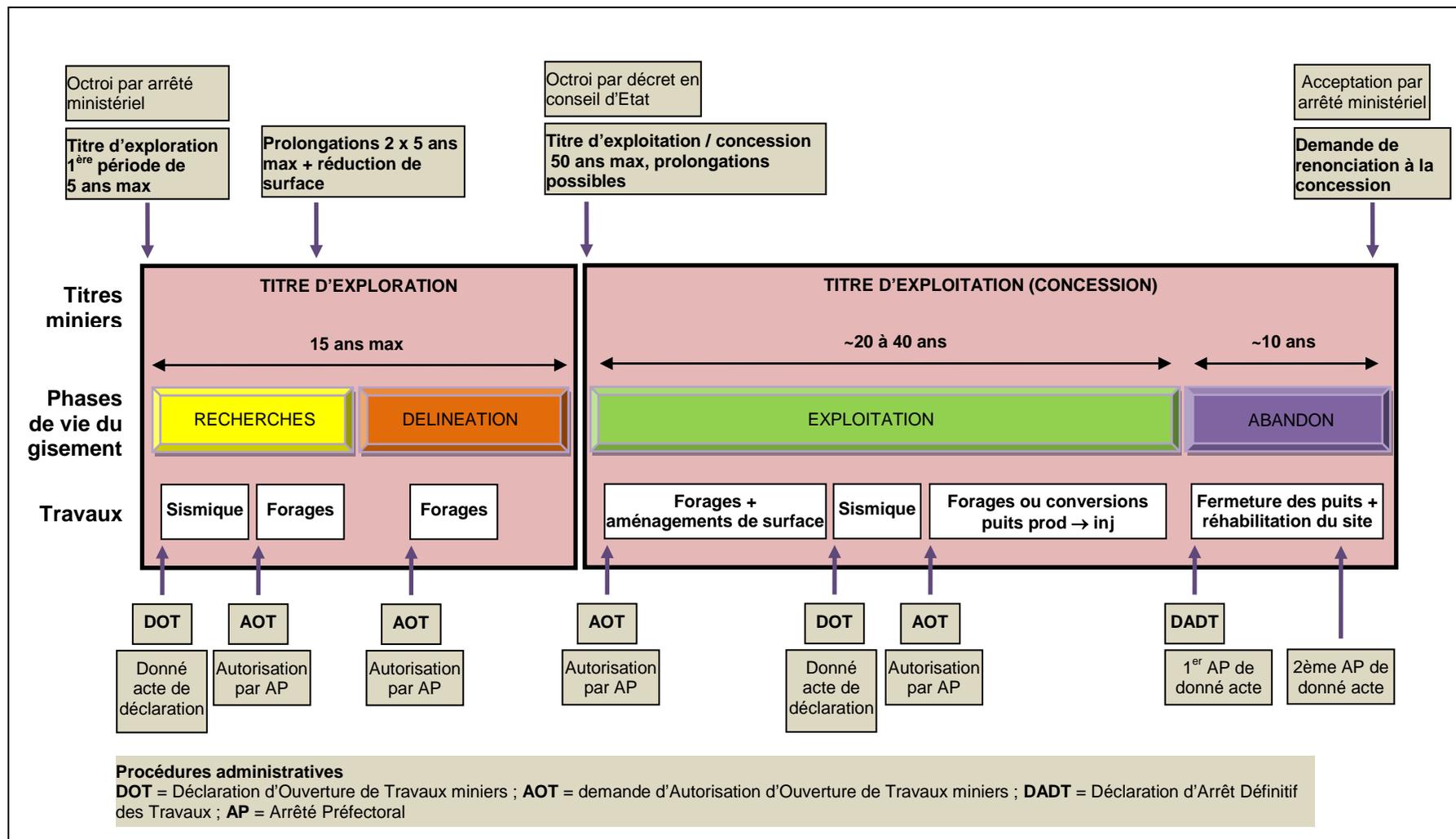


Figure 7 : Présentation schématique des principales étapes d'un projet d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et des procédures administratives correspondantes.

2.2.2 Les titres miniers

2.2.2.1 TITRES D'EXPLORATION

Une société, ou un groupe de sociétés conjointes et solidaires, qui souhaite entreprendre des recherches d'hydrocarbures sur le territoire français ou dans le domaine public maritime dépose dans un premier temps une demande de permis exclusif de recherches (PER). Ce permis confère notamment à son titulaire :

- le droit exclusif d'effectuer tous travaux de recherches sur un secteur géographique donné ;
- le droit de disposer librement des produits extraits à l'occasion de ces travaux ;
- la possibilité exclusive de demander une concession sur le gisement découvert dans la zone couverte par le permis.

Pour obtenir ce titre, la société doit apporter la preuve de ses capacités techniques et financières à mener à bien les travaux de recherches envisagés et à assumer ses obligations, entre autres, en matière de sécurité et de préservation de l'environnement.

Cette demande est mise en concurrence et soumise à la consultation des services intéressés et du public. Après règlement de la concurrence, le titre est accordé par arrêté ministériel pour une durée maximale de cinq ans. Cette durée peut être prolongée au maximum deux fois. La zone couverte par le titre est réduite de moitié lors de la première prolongation et du quart de la surface restante lors de la deuxième prolongation.

Pour des recherches situées sur le plateau continental, celles-ci peuvent être menées soit dans le cadre d'un PER, soit dans le cadre d'une autorisation de prospections préalables (APP). L'APP est accordée par le ministre chargé des mines, pour une durée n'excédant pas deux ans. Elle permet d'exécuter des recherches sur une surface donnée, mais sans accorder de droits exclusifs à son titulaire. D'autre part, elle ne permet pas d'exécuter des sondages au-delà d'une profondeur de 300 m.

2.2.2.2 TITRES D'EXPLOITATION

Afin de pouvoir développer et exploiter un gisement, une société¹² doit être titulaire d'un titre d'exploitation ou concession.

¹² ou un groupe de sociétés conjointes et solidaires

Une concession est accordée par décret en conseil d'Etat, au terme d'une procédure définie par le décret 2006-648. Cette procédure prévoit notamment une enquête publique, la consultation des services intéressés et des maires des communes sur lesquelles porte la demande.

Une concession est accordée pour une durée maximale de 50 ans. Elle peut faire l'objet de prolongations par périodes successives de 25 ans maximum.

En fin d'exploitation, le titulaire demande à renoncer à sa concession après avoir exécuté les formalités d'arrêt des travaux (voir § 2.2.5). L'acceptation de cette renonciation est prononcée par arrêté du ministre chargé des mines. Cet acte vaut transfert de la responsabilité de la mine à l'Etat.

2.2.2.3 OBLIGATIONS LIEES AUX TITRES

Au-delà de l'obligation de maintenir ses capacités techniques et financières et de respecter l'ensemble des conditions dans lesquelles son titre a été délivré, l'exploitant est tenu :

- dans le cadre du titre d'exploration :
 - de présenter au préfet, dans le mois qui suit l'octroi du permis, le programme de travail du reste de l'année en cours, avant le 31 décembre de chaque année, le programme de travaux de l'année suivante et, au début de chaque année, le compte rendu des travaux réalisés au cours de l'année écoulée ;
 - de respecter l'engagement financier souscrit lors de la demande et de tenir une comptabilité spécifique permettant de contrôler l'exécution de cet engagement financier ;
 - et dès qu'un gisement a été reconnu exploitable, de demander l'octroi d'une concession ou de renoncer au droit à concession.
- dans le cadre du titre d'exploitation, d'adresser au préfet :
 - deux mois avant la fin de l'année civile, un programme de travaux pour l'année civile à venir ;
 - avant le 31 mars de l'année suivante, un rapport relatif aux incidences de la concession sur l'occupation des sols et sur les caractéristiques essentielles du milieu environnant. Ce rapport présente notamment les travaux réalisés en vue d'éviter la mise en communication des réservoirs aquifères traversés au cours des forages.

L'exploitant adresse également au ministre chargé des mines :

- tous les ans, en fin d'année civile, les prévisions de production pour les cinq années à venir ;

- tous les ans, en fin d'année civile, la liste récapitulative des sondages effectués et de l'état des puits existants, en précisant s'ils sont secs, productifs, sous injection, mis en sommeil ou fermés ;
- chaque mois, des états permettant de suivre la production de ses gisements et les stocks de pétrole brut qu'il entretient.

Enfin, l'exploitant doit se soumettre, à toute phase du projet, aux visites d'inspection de l'autorité compétente et lui remettre à cette occasion les documents, échantillons et matériels nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

2.2.3 Les déclarations ou autorisations d'ouverture de travaux

Un titre minier n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser des travaux. Selon leur importance, ceux-ci sont soumis à déclaration ou autorisation préfectorale.

Dans le cas où le titre minier est détenu par plusieurs compagnies en association, celles-ci désignent parmi elles un opérateur ou exploitant, c'est-à-dire la personne morale qui sera chargée de mener techniquement les travaux.

En général, lorsque les travaux envisagés utilisent des méthodes non intrusives, ils sont soumis à déclaration. L'exploitant doit dans ce cas adresser au préfet concerné une déclaration d'ouverture de travaux (DOT), à laquelle il doit joindre notamment un mémoire technique, une étude de dangers, un document de sécurité et de santé¹³ et une étude des incidences sur l'environnement des travaux envisagés.

Le préfet dispose alors d'un délai de deux mois pour donner acte de la déclaration et édicter les prescriptions qu'il juge nécessaires à la réalisation des travaux. Passé ce délai, le déclarant peut entreprendre les travaux.

A la fin de la campagne, les données acquises dans le cadre de ces travaux sont transmises au Bureau de l'Exploration et de la Production des Hydrocarbures (BEPH), service de l'Etat notamment en charge de la collecte, de la préservation et de la mise à disposition des données recueillies dans le cadre de ces activités.

Dans le cas de travaux de forage de recherche ou de délinéation, l'exploitant doit adresser au préfet une demande d'autorisation d'ouverture de travaux (AOT) de forage. Cette demande comprend notamment un mémoire technique, une étude de dangers, une étude d'impact, un document de sécurité et de santé et un exposé des conditions d'arrêt des travaux.

¹³ c'est l'équivalent du document unique pour les industries extractives

Après enquête publique et consultation des services intéressés, le préfet donne son autorisation par arrêté préfectoral, édictant les prescriptions nécessaires. Le demandeur peut ensuite entreprendre les travaux.

Enfin, dans le cas de travaux d'exploitation, qui peuvent comprendre non seulement la réalisation de nouveaux forages (forages de développement) mais aussi l'aménagement des installations nécessaires à l'exploitation (collectes, plates-formes pour manifolds, etc.), l'exploitant doit déposer auprès du préfet une demande d'autorisation d'ouverture de travaux (AOT) d'exploitation. Cette demande est instruite dans les mêmes conditions qu'une demande d'AOT de forages de recherches, c'est-à-dire avec consultations et enquête publique. L'autorisation est accordée par arrêté préfectoral, assortie d'un ensemble de prescriptions.

2.2.4 Les obligations afférentes à la construction et à l'exploitation des puits

Lorsqu'un exploitant a obtenu les autorisations nécessaires pour mener des travaux de recherches ou d'exploitation impliquant la réalisation de puits, il doit se soumettre, lors de la conception, de la construction, de l'exploitation et de la fermeture de ces puits, à un certain nombre d'obligations. Celles-ci sont définies dans le titre Forage du RGIE, dans le décret 2006-649 ou sont édictées dans les arrêtés préfectoraux d'autorisation. Les principales obligations sont rappelées ci-après.

2.2.4.1 OBLIGATIONS LIÉES À DES TRAVAUX DE FORAGE

Au moins un mois avant le début de travaux de forage, l'exploitant transmet à l'autorité compétente (AC)¹⁴ un programme de forage, qui décrit la conception, les conditions techniques de réalisation du ou des forages envisagés, les mesures prises pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement, ainsi que les conditions prévisionnelles de fermeture du (des) puits¹⁵. Le démarrage effectif des travaux est soumis à l'accord de l'AC sur ce programme.

Lorsque le forage a démarré, des comptes-rendus réguliers (journaliers ou hebdomadaires selon la nature et les enjeux liés aux travaux) sont transmis à l'autorité compétente.

¹⁴ L'autorité compétente désigne ici le service du préfet en charge de la police des mines (DREAL, DEAL, DRIEE selon les régions)

¹⁵ Il convient de noter que le contenu d'un programme de forage sera nécessairement moins précis en phase d'exploration, période pendant laquelle le projet est soumis de fait à de nombreuses incertitudes, qu'en phase d'exploitation où l'exploitant bénéficie de la connaissance acquise lors des forages précédents et où il est alors possible de disposer de programmes de forage plus « calibrés ».

A l'issue des travaux, l'exploitant remet à l'AC un rapport de fin de forage, qui décrit les modifications éventuelles apportées au regard du programme de forage et commente les résultats des contrôles et essais réalisés. Une copie de ce rapport, ainsi que l'ensemble des données recueillies au cours du forage, sont par ailleurs transmis au BEPH.

2.2.4.2 OBLIGATIONS LIÉES À L'EXPLOITATION DES PUITES

En phase d'exploitation, l'exploitant établit et tient à jour un programme de surveillance et de maintenance de ses puits, dans lequel il précise la nature et la fréquence des tests et contrôles prévus ainsi que les opérations de maintenance préventive envisagées.

Certains puits peuvent être temporairement arrêtés, pour des raisons techniques ou économiques. Au-delà d'un an d'arrêt d'exploitation, le puits doit être déclaré comme mis en sommeil (décret FO 2000, art.1, définition 30). La nature et les modalités des contrôles des puits mis en sommeil sont fixées par l'exploitant sous sa responsabilité. S'il l'estime utile, le préfet peut toutefois demander à l'exploitant de modifier ou de compléter les modalités retenues ou lui demander des informations ou des explications supplémentaires.

2.2.4.3 OBLIGATIONS LIÉES AUX INTERVENTIONS LOURDES SUR LES PUITES

En cas de nécessité de procéder à une intervention lourde sur un puits (voir § 10.4), l'exploitant transmet à l'AC un programme d'intervention lourde, qui décrit la nature des travaux envisagés et les mesures prises pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement pendant cette intervention.

A l'issue de l'intervention, l'exploitant transmet à l'AC un rapport d'intervention lourde, qui précise les modifications éventuelles apportées au regard du programme d'intervention et commente les résultats des contrôles et essais réalisés.

2.2.4.4 OBLIGATIONS LIÉES À LA FERMETURE DES PUITES

Il existe deux formes de fermeture d'un puits, la fermeture provisoire et la fermeture définitive.

La fermeture provisoire s'adresse à des puits que l'exploitant envisage de mettre en exploitation à terme mais dont la mise en production est ajournée pour des raisons techniques ou économiques¹⁶. Sauf autorisation du préfet, la durée de fermeture provisoire d'un puits ne doit pas dépasser 2 ans pour les puits en mer et 4 ans pour les puits à terre. De plus, une surveillance de l'ouvrage doit être opérée pendant cette période.

Avant de procéder à une fermeture provisoire, l'exploitant doit faire parvenir à l'AC, suffisamment à l'avance, un programme de fermeture provisoire. Les travaux de fermeture ne peuvent débuter que lorsque l'AC a donné son accord sur ce programme.

Dans le cas où un puits nécessite d'être fermé définitivement¹⁷, l'exploitant transmet à l'AC, si possible deux mois à l'avance, un programme de fermeture définitive du puits. Les travaux de fermeture ne peuvent débuter que lorsque l'AC a donné son accord sur ce programme.

A l'issue des travaux de fermeture, qu'il s'agisse d'une fermeture provisoire ou définitive, l'exploitant transmet à l'AC un rapport de fermeture, décrivant de façon complète et précise l'état du puits après sa fermeture.

2.2.5 L'arrêt définitif des travaux

Lorsqu'il souhaite mettre fin à ses travaux d'exploration ou d'exploitation, l'exploitant doit accomplir les formalités d'arrêt définitif des travaux définies aux articles L163-1 à L163-12 du code minier et aux articles 43 à 51 du décret 2006-649. En général, il procédera d'abord à la fermeture définitive de l'ensemble des puits, selon les modalités précisées au § 2.2.4.4.

L'exploitant fait connaître son intention de mettre fin aux travaux concernés en adressant au préfet, six mois au moins avant la fin des travaux, une déclaration d'arrêt définitif des travaux (DADT). Cette déclaration est accompagnée notamment d'un mémoire technique, dans lequel l'exploitant doit exposer les mesures déjà prises et celles qu'il envisage de mettre en œuvre pour préserver les intérêts mentionnés à l'art L161-1 du code minier, pour faire cesser de façon générale les désordres et nuisances de toute nature engendrés par ses activités, pour prévenir les risques de survenance de tels désordres et pour ménager, le cas échéant, les possibilités de reprise de l'exploitation.

¹⁶ La fermeture provisoire concerne typiquement des puits d'exploration ou de délinéation, dont les résultats pétroliers se sont avérés positifs, et que l'exploitant décide de fermer provisoirement dans l'attente d'une meilleure appréciation du gisement.

¹⁷ soit parce qu'il s'agit d'un puits d'exploration ou de délinéation qui s'est révélé improductif, soit parce qu'il s'agit d'un puits d'exploitation en fin de vie.

Dans le cas où des risques importants susceptibles de mettre en cause la sécurité des biens ou des personnes ne pourraient pas être éliminés lors des opérations de fermeture, l'exploitant doit indiquer les mesures, en particulier de surveillance, qu'il estime devoir être poursuivies après l'arrêt des travaux.

Après avoir mené les consultations nécessaires, le préfet donne acte de la déclaration par un 1^{er} arrêté de donné acte, dans lequel il édicte les prescriptions techniques, notamment de surveillance, qu'il juge devoir être mises en œuvre lors de l'arrêt des travaux.

Lorsque les mesures envisagées par l'exploitant ou prescrites par l'autorité administrative ont été exécutées et après récolement des travaux par l'AC, l'exploitant transmet au préfet un rapport. En cas de recevabilité de ce rapport, le préfet donne acte des mesures prises par un 2^{ème} arrêté de donné acte. Cette formalité met fin à l'application de la police des mines.

L'exploitant peut alors renoncer à son titre de concession, selon les modalités décrites au § 2.2.2.2.

3. CADRE NORMATIF

3.1 GÉNÉRALITÉS

L'exploration et l'exploitation pétrolière s'appuie sur un ensemble de bonnes pratiques, héritées de la longue expérience de cette industrie et mises à jour régulièrement. Autrefois limitées au périmètre de chaque compagnie, ces bonnes pratiques tendent aujourd'hui à être mises en commun et harmonisées [17], conduisant à l'élaboration de nombreuses normes, standards ou guides.

On estime que l'industrie pétrolière compte au moins 20 000 textes normatifs, élaborés par plus de 130 organisations, industrielles, nationales, régionales ou internationales [17].

Dans le domaine de l'exploration-production, les textes de référence sont élaborés essentiellement au sein de deux organismes :

- l'ISO (International Standard Organisation), en particulier son comité technique TC67 ;
- l'API (American Petroleum Institute) ;

Notons que ces dernières années, l'ISO et l'API se sont rapprochés pour harmoniser un certain nombre de leurs textes. Ainsi, certains textes sont aujourd'hui reconnus à la fois par l'ISO et l'API.

3.2 RÉFÉRENCE AUX NORMES DANS LES RÉGLEMENTATIONS

On voit aujourd'hui, de plus en plus souvent, les autorités des pays s'appuyer sur les normes pour encadrer les activités de l'exploration et de l'exploitation pétrolière.

Ainsi, les pays les plus actifs dans le domaine pétrolier (Norvège, Royaume-Uni, Etats-Unis, Canada, Brésil) font tous référence explicitement aux normes dans leur réglementation. Ces normes y sont citées sous forme de recommandations (*guidelines*) voire d'exigences réglementaires [18].

Les normes étant régulièrement contrôlées et mises à jour, la référence aux normes dans la réglementation donne à celle-ci un caractère évolutif.

Il est toutefois intéressant de remarquer que les pays ne font pas référence aux mêmes normes. En effet, seules 13% des normes citées dans une réglementation le sont dans plusieurs pays [18]. Un travail important reste donc à mener, sur le plan international, pour rapprocher les textes normatifs et réglementaires.

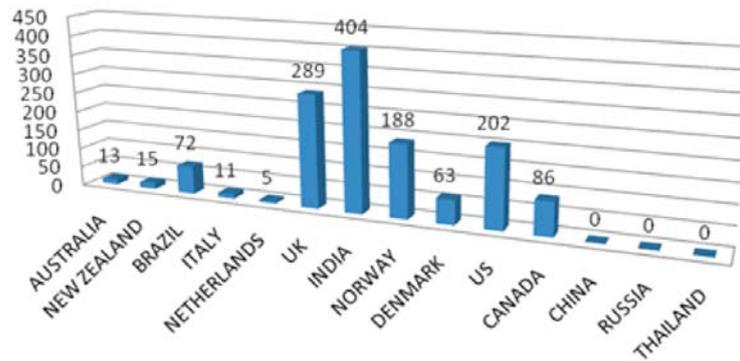


Figure 8 : Nombre de références à des normes ou standards professionnels dans les réglementations de différents pays (source : OGP)

3.3 RECENSEMENT DES PRINCIPALES NORMES EN LIEN AVEC L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

Nous avons rassemblé, en ANNEXE D, les principaux textes normatifs (normes, standards, guides) en lien avec l'exploration-production des hydrocarbures. Ce recensement a été effectué à partir de l'interrogation des bases de données des principales organisations (ISO, API, NORSOK, DNV, etc.) et des synthèses de normes déjà existantes (OGP) Nous aboutissons ainsi à un total de 340 textes, que nous avons classés par thèmes.

Le diagramme de la Figure 9 présente le nombre de normes dans chaque thème et le Tableau 4 présente une sélection des normes les plus souvent référencées, notamment dans les réglementations.

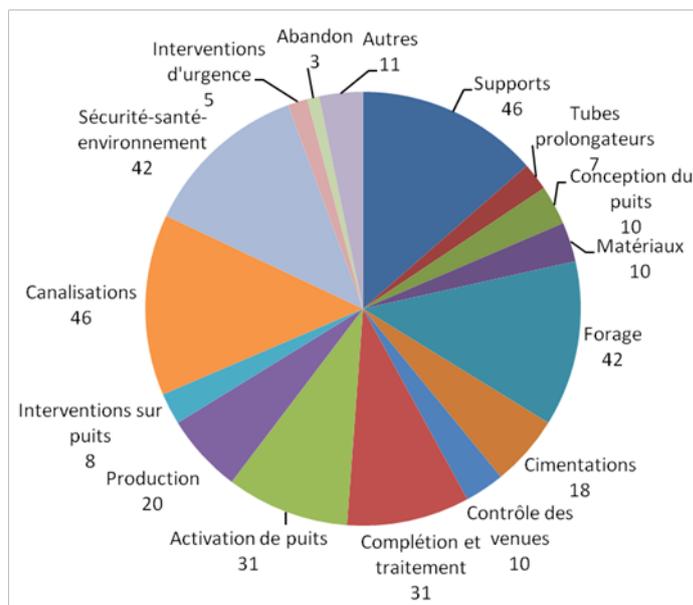


Figure 9 : Représentation par thèmes des normes et standards du secteur de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures.

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance	Commentaires
Abandon	Oil&gas UK	2011	Guidelines for the qualification of materials for the suspension and abandonment Wells		
Canalisations	ISO	13623:2009	Systèmes de transport par conduites		Référencé par au moins 3 régulateurs
Canalisations	API	RP 14E	Recommended Practice For Design And Installation Of Offshore Production Platform Piping Systems		Référencé par au moins 3 régulateurs
Canalisations	ISO	13628-11:2007/C 1:2008	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 1: Systèmes de canalisations flexibles pour applications sous-marines et en milieu marin	API RP 17B	Référencé par au moins 3 régulateurs
Canalisations	ISO	13628-2:2006/C 1:2009	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 2: Systèmes de canalisations flexibles non collées pour applications sous-marines et en milieu marin	API SPEC 17J	Référencé par au moins 4 régulateurs
Cimentation	API	TR 10TR1	Cement Sheath Evaluation		
Cimentation	ISO	10427-3:2003	Équipement de cimentation de puits -- Partie 3: Essais de performance des équipements de cimentation des cuvelages	API RP 10F	
Cimentation	ISO	10427-1:2001	Équipement de cimentation de puits -- Partie 1: Centreurs de tubes de cuvelage	API SPEC 10D	
Cimentation	API	STD 65-Part 2	Isolating Potential Flow Zones During Well Construction		
Complétion et traitement	ISO	10417:2004	Systèmes de vannes de sécurité de fond de puits -- Conception, installation, fonctionnement et réparation	API RP 14B	Référencé par au moins 4 régulateurs
Complétion et traitement	ISO	10432:2004	Équipement de forage vertical -- Vannes de protection de fond de puits	API SPEC 14A	Référencé par au moins 4 régulateurs
Complétion et traitement	ISO	10423	Équipement de forage et de production -- Équipement pour têtes de puits et arbre de Noël	API SPEC 6A	Référencé par au moins 5 régulateurs
Conception du puits	API	RP 96	Deepwater Well Design and Construction		
Conception du puits	ISO	TR 10400:2007	Équations et calculs relatifs aux propriétés des tubes de cuvelage, des tubes de production, des tiges de forage et des tubes de conduites utilisés comme tubes de cuvelage et tubes de production	API TR 5C3	
Contrôle des venues	API	STD 53	Blowout Prevention Equipment Systems For Drilling Operations		
Contrôle des venues	API	RP 59	Recommended Practice For Well Control Operations		
Forage	ISO	13534:2000	Équipement de forage et de production -- Vérification, maintenance, réparation et fabrication à partir de matériaux recyclés du matériel de levage	API RP 8B	Référencé par au moins 3 régulateurs
Production	API	STD 2000	Venting atmospheric and low pressure storage tanks		Référencé par au moins 3 régulateurs
Production	API	STD 617	Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services		Référencé par au moins 3 régulateurs
Sécurité-santé-environnement	ISO	13702:2013	Contrôle et atténuation des feux et des explosions dans les installations en mer -- Exigences et lignes directrices	API RP 2FB	Référencé par au moins 3 régulateurs
Sécurité-santé-environnement	ISO	23251:2006/C 1:2007/A 1:2008	Systèmes de dépressurisation et de protection contre les surpressions	API STD 521	Référencé par au moins 4 régulateurs
Sécurité-santé-environnement	ISO	10418:2003/C 1:2008	Plates-formes de production en mer -- Analyse, conception, installation et essais des systèmes essentiels de sécurité de surface		Référencé par au moins 3 régulateurs
Sécurité-santé-environnement	API	RP 14C	Recommended Practice For Analysis, Design, Installation, And Testing Of Basic Surface Safety Systems For Offshore Production Platforms		Référencé par au moins 4 régulateurs
Sécurité-santé-environnement	NFPA	NFPA 15	Standard on installation of water spray systems		Référencé par au moins 3 régulateurs
Interventions d'urgence	NORSOK	Z-013	Risk and emergency preparedness assessment		Référencé par au moins 3 régulateurs
Interventions d'urgence	ISO	15544:2000/A 1:2009	Installations de production en mer -- Exigences et lignes directrices pour les interventions d'urgence		Référencé par au moins 3 régulateurs
Interventions d'urgence	UKOOA		Guidelines for the management of competence and training in emergency response		Référencé par au moins 3 régulateurs
Matériaux	ISO	15156-1:2009	Matériaux pour utilisation dans des environnements contenant de l'hydrogène sulfuré (H2S) dans la production de pétrole et de gaz -- Partie 1: Principes généraux pour le choix des matériaux résistant au craquage		Référencé par au moins 4 régulateurs
Sécurité-santé-environnement	ISO	16530-2:2014	Intégrité du puits -- Partie 2: Intégrité du puits pour la phase opérationnelle		
Sécurité-santé-environnement	ISO	17776:2000	Installations des plates-formes en mer -- Lignes directrices relatives aux outils et techniques pour l'identification et l'évaluation des risques		
Sécurité-santé-environnement	NORSOK	D-010	Well integrity in drilling and well operations		
Supports	API	RP 2D	Operation And Maintenance Of Offshore Cranes		Référencé par au moins 3 régulateurs
Supports	ISO	19901-8:2013	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 8: Reconnaissance des sols en mer		
Supports	IMO	MODU code	Code for the construction and equipment of mobile offshore drilling units		Référencé par au moins 5 régulateurs

Tableau 4 : Sélection des textes normatifs les plus souvent référencés dans le domaine de l'exploration-production pétrolière

4. LA CONCEPTION D'UN PUIITS

4.1 PRÉAMBULE

Les sections qui vont suivre rentrent plus concrètement dans les aspects techniques liés au forage et à l'exploitation des puits.

Notre intention n'est pas de fournir ici un traité des forages pétroliers. Il existe en effet de nombreux ouvrages dans ce domaine [7][19]. Elle est de rappeler aux parties prenantes, en particulier non nécessairement spécialistes (collectivités, associations, public) les notions essentielles et les éléments de vocabulaire permettant de bien comprendre les textes réglementaires (souvent très techniques) en application dans ce domaine.

En raison de l'usage très fréquent de l'anglais dans le domaine pétrolier, la traduction anglaise des termes utilisés sera, autant que possible, fournie entre parenthèses.

Par ailleurs, du fait que l'industrie pétrolière utilise essentiellement les unités anglo-saxonnes, certaines valeurs seront plus simples à exprimer dans ces unités. Pour se repérer, un tableau d'équivalence est fourni en ANNEXE E.

Enfin, notons qu'il existe de nombreux glossaires de l'exploration et de l'exploitation pétrolière, accessibles en ligne sur internet. On recommande ceux, très complets, de la société Schlumberger [20], de la *Society of Petroleum Engineers* [21] ou du *Department of Labor* des Etats-Unis [22].

En langue française, on peut citer également le glossaire fourni à l'article 1^{er} du titre Forages du RGIE [23] ou encore les bulletins de la Commission Générale de Terminologie et de Néologie relatifs au vocabulaire du pétrole [24][25][26][27].

4.2 DESCRIPTION ET RÔLE D'UN PUIITS

Un puits est un trou foré dans le sous-sol à des fins de reconnaissance, d'évaluation ou d'exploitation d'une ressource.

Les rôles essentiels d'un puits sont :

- de permettre l'accès à la formation géologique visée ;
- d'assurer une communication hydraulique optimale avec cette formation ;
- de permettre aux effluents contenus dans cette formation de remonter efficacement et en sécurité vers la surface (pour un puits de production) ;
- de collecter un ensemble de données importantes pour la capitalisation de la connaissance du sous-sol.

Un puits est foré par intervalles ou phases successives de diamètres décroissants et concentriques. A la fin de chaque phase, le trou est revêtu d'une colonne de tubes en acier de diamètre légèrement inférieur au trou foré.

Cette colonne est appelée cuvelage (casing) lorsqu'elle remonte jusqu'en surface ou colonne partielle¹⁸ (*liner*) lorsqu'elle ne recouvre pas toute la hauteur du puits (voir Figure 10).

¹⁸ L'intérêt du liner par rapport au cuvelage est notamment de :

- préserver un diamètre plus important dans la partie supérieure d'un puits pour y placer des équipements de production
- limiter le nombre de cuvelages à suspendre dans la tête de puits
- réduire les coûts du cuvelage (moins d'acier mis en place) .

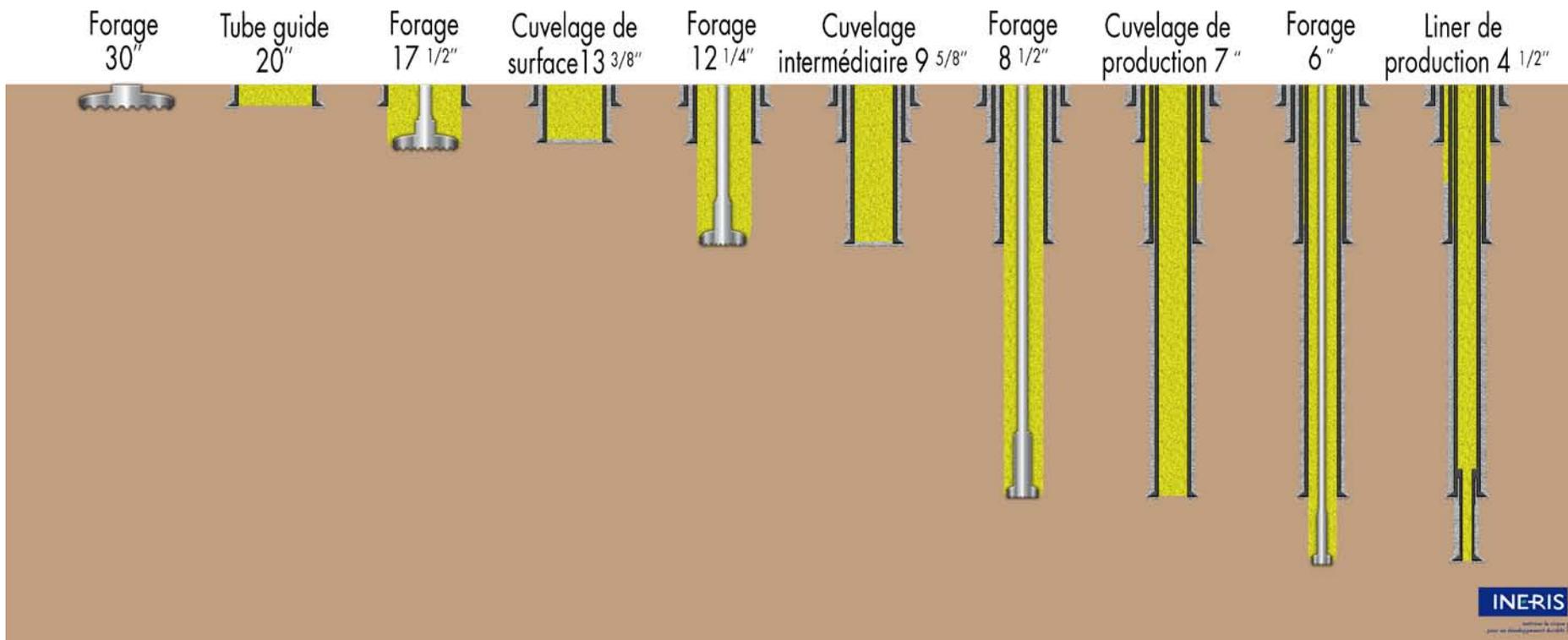


Figure 10 : Phases de forage d'un puits – exemple représentatif d'un forage à terre

Chaque colonne est scellée aux terrains à l'extrados par du ciment. Ce ciment est mis en place par circulation, c'est-à-dire qu'un laitier de ciment (phase liquide) est pompé à l'intérieur de la colonne, circule jusqu'au sabot (*shoe*), puis remonte dans l'espace annulaire entre la colonne et le terrain¹⁹.

Selon leur profondeur dans le puits, les colonnes prennent une terminologie bien précise.

La première colonne descendue s'appelle le tube guide (ou tube conducteur). Cette colonne a pour fonction de :

- soutenir les terrains non consolidés de surface (ou du fond de la mer) ;
- guider la remontée du fluide de forage lors de la phase suivante ;
- guider la remontée du ciment lors de la cimentation de la colonne suivante ;

A terre, la profondeur du tube guide n'excède pas quelques dizaines de mètres. En mer, où l'épaisseur des terrains non consolidés est plus importante, sa profondeur peut aller jusqu'à plusieurs centaines de mètres.

La colonne suivante s'appelle le cuvelage de surface. Cette colonne est cimentée jusqu'en surface. Ses fonctions principales sont de :

- coffrer les formations peu profondes, souvent instables ;
- protéger les aquifères supérieurs et éviter leur pollution par les boues de forage ou par les effluents du puits ;
- offrir une assise stable pour les équipements de tête de puits qui seront installés à son sommet.

Les colonnes suivantes sont les cuvelages (ou *liners*) intermédiaires. Elles ont pour rôle :

- d'isoler les formations qui seraient susceptibles d'entraîner des problèmes en cours de forage des formations sous-jacentes : éboulement des parois, gonflement, coincement de la garniture, etc. ;
- d'isoler les formations contenant des fluides sous forte pression, dont le contrôle nécessite une boue lourde qui peut ne pas être adaptée au forage des formations sous-jacentes ;
- d'isoler les formations fragiles qui, si elles ne sont pas recouvertes, peuvent être sujettes à des pertes partielles ou totales pendant le forage des formations sous-jacentes ;
- d'isoler des formations vulnérables (sel massif par exemple), qui nécessitent d'être forées avec une boue particulière (par exemple une boue salée saturée de densité 1,3), que les formations sous-jacentes peuvent ne pas supporter ;

¹⁹ On parle dans ce cas de circulation directe. La circulation inverse consistant à injecter un fluide dans l'espace annulaire pour le faire remonter par l'intérieur de la colonne.

- d'éviter une fracturation des terrains sous le sabot du cuvelage précédent en cas de venue (*kick*), c'est-à-dire de remontée non souhaitée de fluides de formation dans le puits (Figure 11).

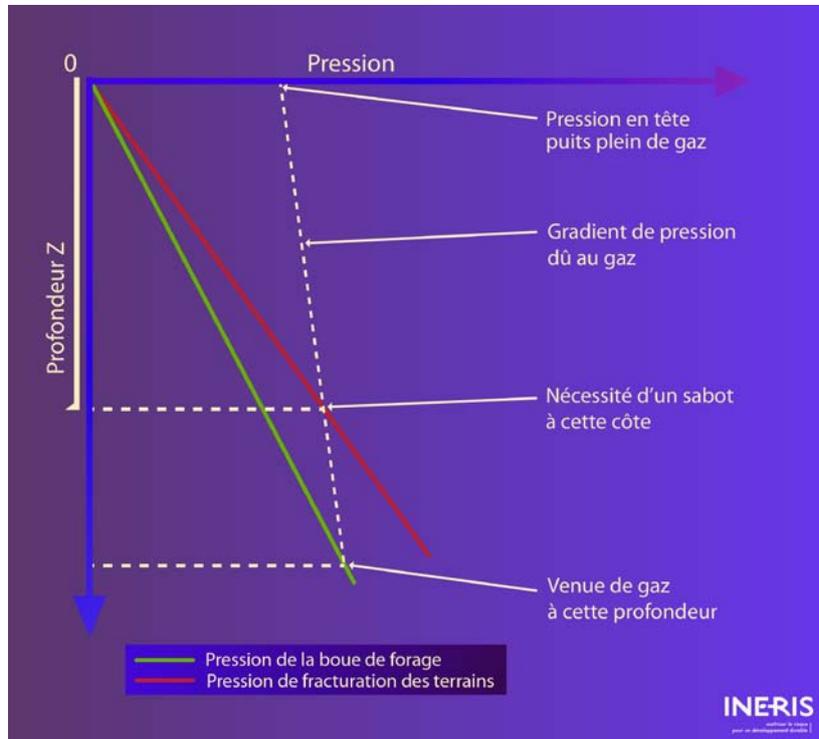


Figure 11 : Illustration graphique de la nécessité de poser des colonnes intermédiaires pour éviter le risque d'éruption dans les terrains lors du forage (d'après [19])

Enfin, la dernière colonne descendue est appelée cuvelage ou liner de production. Cette colonne est posée soit au toit de la couche réservoir soit traverse celle-ci (voir § 9.1). Au-delà des fonctions attribuées à une colonne intermédiaire, la colonne de production a aussi pour rôle :

- d'assurer une étanchéité aussi parfaite que possible sur toute sa hauteur de façon à :
 - isoler la couche réservoir des formations sus-jacentes ;
 - isoler, le cas échéant, les différents niveaux du réservoir pour une mise en production sélective du puits ;
- de répondre aux besoins d'exploitation du réservoir, c'est-à-dire héberger le tube de production (*tubing*).

Au fur et à mesure de leur mise en place dans le puits, les cuvelages sont ancrés dans un équipement appelé tête de suspension de cuvelages (*casing head*), situé en tête de puits. Les *liners*, quant-à-eux, sont ancrés sur la paroi interne d'une des colonnes sus-jacentes, au moyen d'une tête de suspension de liner (*liner hanger*).

Dès que l'on arrive à l'approche d'horizons géologiques qui le justifient, le puits est équipé d'un dispositif de sécurité appelé bloc d'obturation de puits (*Blow out preventer stack* ou *BOP stack*). Le BOP est constitué d'un ensemble d'obturateurs qui ont pour fonction de mettre le puits en sécurité en cas de venue.

A l'issue du forage, le puits est complété, c'est-à-dire préparé et équipé en vue de sa mise en exploitation (production ou injection). En particulier, le BOP est remplacé par une tête de puits de production (*christmas tree*).

4.3 CHOIX DE LA CIBLE ET DE LA TRAJECTOIRE DU PUIITS

Le premier aspect de la conception d'un puits consiste à définir la cible et la trajectoire du puits.

Le choix de la cible repose sur l'ensemble des informations géologiques, hydrogéologiques et structurales disponibles sur la zone concernée²⁰ et pour les puits de développement, sur des critères de production du gisement.

Une fois la cible définie, il faut fixer l'emplacement de la tête de puits. Celui-ci va dépendre de considérations à la fois techniques, économiques et environnementales.

A terre, l'emplacement de la tête de puits va être guidé en grande partie par :

- la disponibilité foncière des terrains en surface ;
- le souci de limiter au mieux les nuisances et impacts environnementaux liés aux travaux (notamment en milieu urbain ou péri-urbain) ;
- les considérations logistiques, notamment de transport et de traitement des effluents.

Depuis les années 1980 et l'utilisation du forage dévié, il est d'usage de regrouper les puits sur des plates-formes communes (*clusters*). Ceci permet de mutualiser les installations de collecte, de traitement et de transport et de réduire l'empreinte environnementale des puits et, en mer, des plates-formes. En revanche, cela implique de réaliser des forages plus longs et dirigés. Un nombre optimum de puits par *cluster* est donc à trouver entre le bénéfice que représente le fait de regrouper les puits et les coûts ainsi que les risques liés à la réalisation de forages avec des dépôts trop importants. A terre, un nombre classique de puits par cluster est de 2 à 5 puits mais il n'est pas rare de trouver des clusters comportant 5 à 10 puits.

En mer, l'emplacement de la tête de puits, et donc de l'unité de forage qui va réaliser les travaux, va être guidé essentiellement par :

²⁰ Ces informations peuvent provenir de nombreux types de sources : données sismique, données de puits, etc.

- le souci d'éviter des zones à forts risques d'instabilité du fond de la mer (glissements de terrain) susceptibles de déstabiliser les pieds de l'installation de forage (pour celles qui s'appuient sur le fond de la mer) ou de mettre en péril l'intégrité de la partie superficielle du puits ;
- le souci de limiter les impacts écologiques, notamment sur la faune marine ;
- pour les puits de développement, le souci de regrouper si possible les puits en cluster, afin de rassembler géographiquement les infrastructures nécessaires à la production, au traitement, au stockage et au transbordement des hydrocarbures. Comme pour les forages à terre, un nombre optimal de puits par cluster est à trouver. En mer, un cluster regroupe typiquement entre 6 et 8 puits.

Une fois définis les points de départ et d'arrivée d'un puits, il faut dessiner la trajectoire à suivre. Quelques formes de trajectoires types sont montrées sur la Figure 12.

La trajectoire la plus répandue est la trajectoire en forme de J. Elle est constituée d'une première partie verticale jusqu'à une cote appelée KOP (*kick-off point, KOP*). Commence alors une phase de montée en angle (*build up*), dont le rayon de courbure est plus ou moins prononcé. Le forage se termine par une phase stabilisée dans son inclinaison.

Dans le cas d'une trajectoire en S, la phase stabilisée est suivie d'une courbure faisant diminuer l'angle d'inclinaison (*drop off*).

Une des règles généralement admises est que la montée en angle d'un puits ne doit pas commencer avant que le cuvelage de surface ne soit descendu et cimenté. On s'attachera également, le plus souvent, à placer le KOP dans des terrains de bonne résistance mécanique, afin de faciliter la montée en angle.

Le gradient de montée en angle est généralement de l'ordre de $1^\circ/10$ m mais peut varier entre $0,5^\circ/10$ m et $7^\circ/10$ m [7].

Le choix de l'angle maximal de déviation doit tenir compte du fait que les problèmes techniques ont tendance à augmenter avec l'angle d'inclinaison. Au-delà de 30° , on commence à voir apparaître des problèmes :

- de frottement des tiges de forage ou des colonnes (cuvelages, liners) lors de leur descente,
- de tenue du trou,
- de cimentation défectueuse, liée par exemple à des problèmes de centrage.

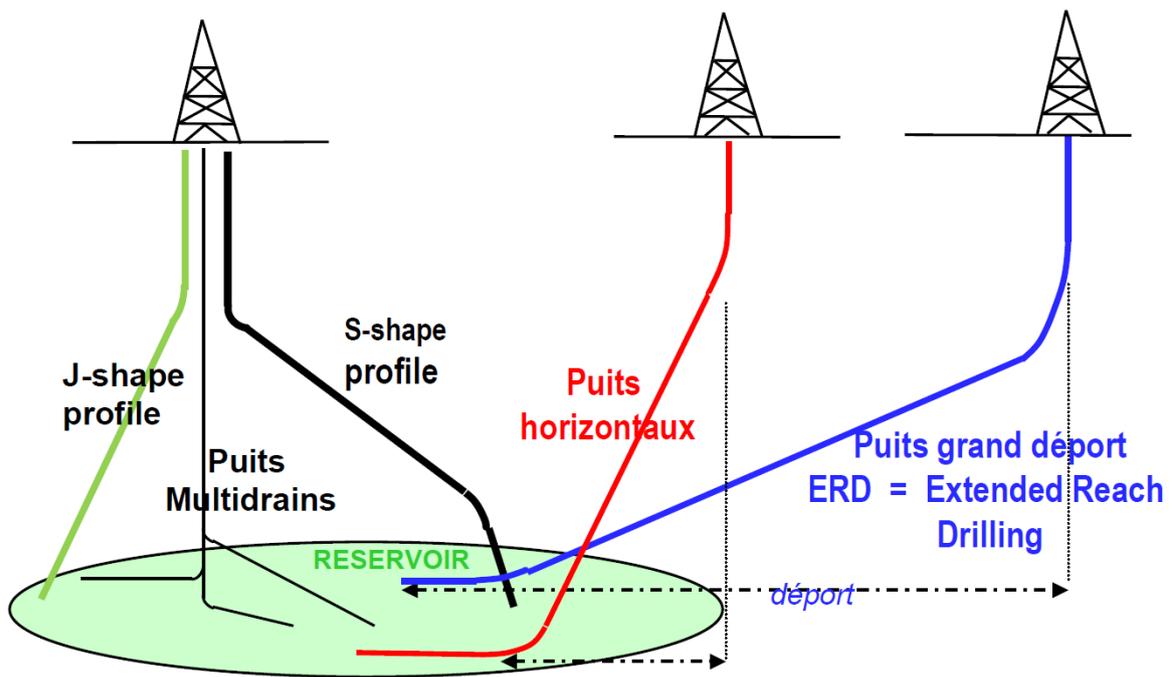


Figure 12 : Trajectoires types de puits (source : GEP-AFTP)

4.4 CHOIX DE L'ARCHITECTURE DU Puits

Une fois fixé l'emplacement et le profil du puits, il convient de définir les caractéristiques de construction de l'ouvrage qui permettront à ce dernier d'atteindre son objectif dans les meilleures conditions opérationnelles, de coût et de sécurité possibles.

Le choix de l'architecture du puits réside essentiellement dans le choix des éléments suivants :

- le nombre de phases de forage à réaliser jusqu'à la cible ;
- le diamètre et la profondeur d'arrêt de chaque phase ;
- la nature des colonnes à descendre à chaque phase (cuvelages ou *liners*) et pour les *liners*, la profondeur du point d'ancrage (*top of liner, TOL*) ;
- les caractéristiques des colonnes à descendre : diamètre, épaisseur, nuance d'acier (grade), géométrie et filetages des raccords.

Il est difficile, et hors de l'objectif du présent rapport, de résumer l'ensemble des critères qui président au choix de l'architecture d'un puits. La méthodologie générale est la suivante :

- 1) Déterminer le diamètre nécessaire du dernier cuvelage (cuvelage de production). Ce diamètre est fonction des paramètres de production (ou d'injection) visés pour le puits : débit, type de complétion (simple ou multiple), etc.
- 2) Définir les cotes auxquelles des colonnes doivent être posées, notamment en fonction de la position des formations à isoler (aquifères de surface, formations sous forte pression, formations à pertes, massifs de sel, etc.), du profil estimé de la pression de pore et de la pression de fracturation et de la lithologie prévue (les sabots doivent être positionnés dans des terrains compétents et de faible perméabilité) ;
- 3) Déduire les diamètres des différentes colonnes et phases de forage à partir de la dernière colonne et en remontant vers la surface. Ce faisant, il est important de respecter les écarts minimum entre deux diamètres consécutifs fixés par la profession (cf. standard API SPEC 5CT et norme ISO 11960). Les diamètres standards de cuvelages sont les suivants : 4 ½, 5, 5 ½, 6 5/8, 7, 7 5/8, 8 5/8, 9 5/8, 10 ¾, 11 ¾, 13 3/8, 16, 18 5/8, 20.

Il convient également de choisir les caractéristiques des colonnes à descendre : épaisseur, nuance d'acier, types de raccords. Pour cela, l'exploitant va devoir estimer les contraintes maximales de traction, d'écrasement (*collapse*) et d'éclatement (*burst*) auxquelles les colonnes seront soumises tout au long de la vie du puits²¹ et choisir les caractéristiques des colonnes de façon qu'elles puissent résister à ces efforts. Des coefficients de sécurité sont définis par la profession et par la réglementation (articles 2 à 5 de l'arrêté « cuvelages » du 22 mars 2000). L'exploitant devra aussi prendre en compte la possibilité d'une diminution de la résistance des colonnes avec le temps, en cas d'exposition à des environnements agressifs : H₂S, CO₂, etc.

Dans le cas où des pressions ou températures importantes sont anticipées et risquent d'exposer les colonnes de surface à des contraintes dépassant leur résistance mécanique (puits HPHT par exemple), il est courant de protéger les colonnes de surface en prolongeant le liner de production par une colonne de raccordement (*tie-back*).

La Figure 13 et la Figure 14 présentent deux architectures de puits, la première correspondant typiquement à un puits à terre, tel qu'on peut le trouver dans le bassin parisien, l'autre à un puits en mer profonde, tel qu'on peut le trouver dans le golfe du Mexique ou au large de la Guyane.

²¹ C'est-à-dire lors des phases de descente, de cimentation, de forage des formations sous-jacentes, d'exploitation, d'arrêt, etc.

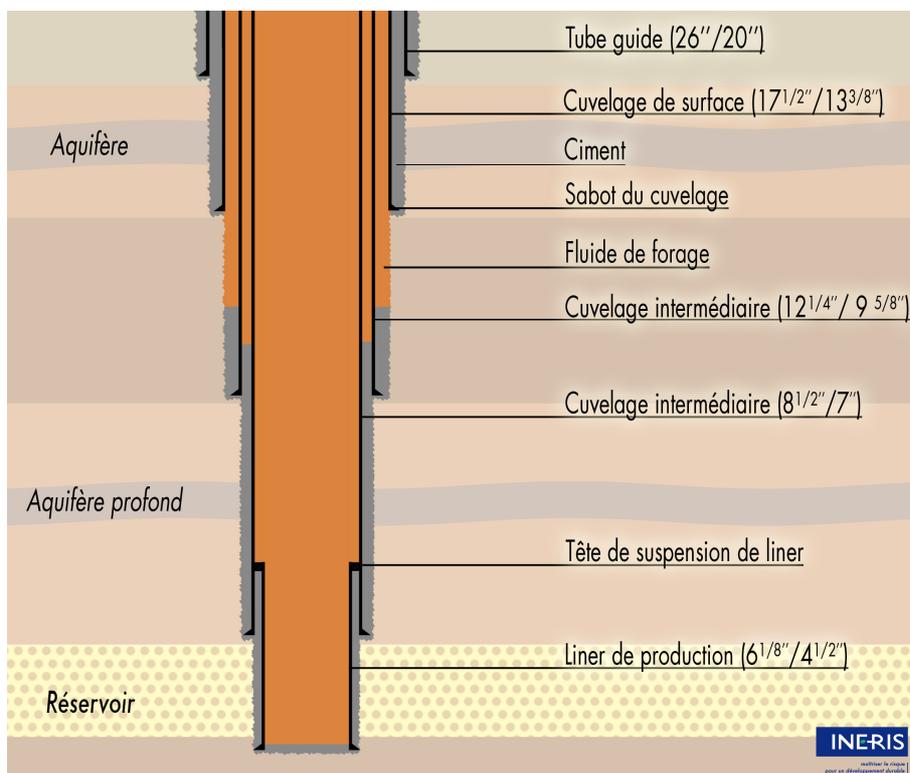


Figure 13 : Exemple d'architecture d'un puits à terre. Les représentations d'aquifères sont données à titre d'exemple et ne constituent pas une généralité

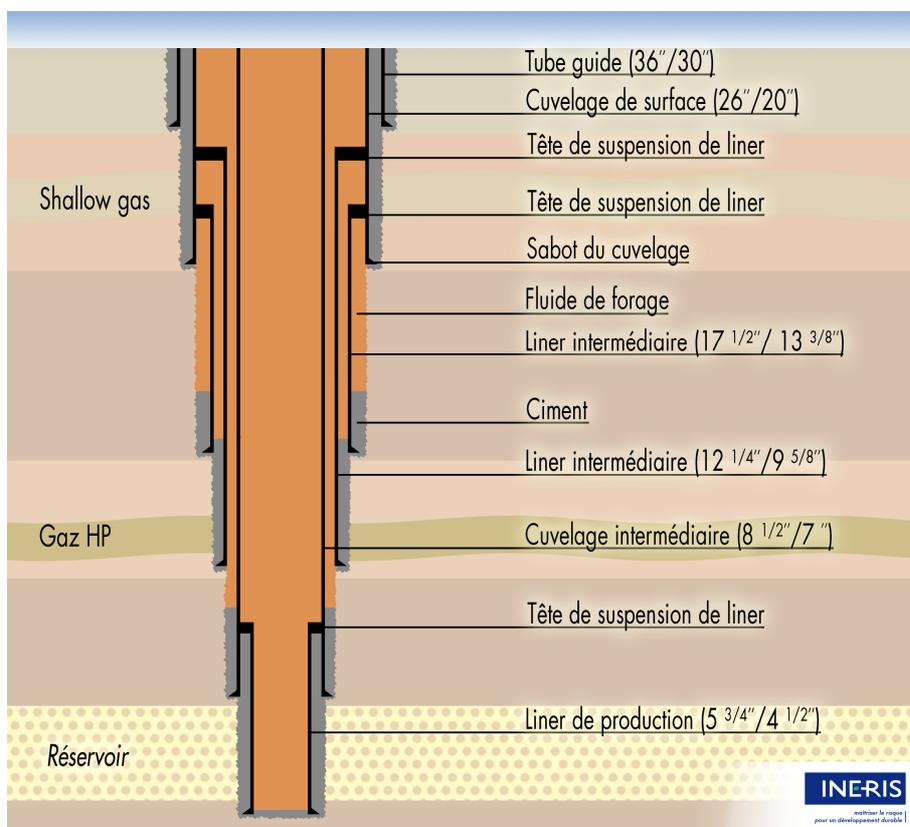


Figure 14 : Exemple d'architecture d'un puits en mer profonde. Les représentations de gaz à faible profondeur (shallow gas) et de gaz à haute pression (Gaz HP) sont données à titre d'exemple et ne constituent pas une généralité

Un des principes importants qui régissent la conception d'un puits est que les coefficients de sécurité doivent être d'autant plus grands que le niveau de connaissance préalable sur les formations est faible.

Pour un puits d'exploration, où par définition la géologie du sous-sol est peu connue et où l'on ne connaît pas à l'avance les difficultés qu'il est possible de rencontrer (pertes de circulation, argiles gonflantes, nappes aquifères, pressions anormales), il conviendra de prendre des coefficients de sécurité plus importants que pour un puits réalisé dans un gisement mature, où les caractéristiques des couches traversées sont mieux connues.

4.5 LE PROGRAMME DE CIMENTATION

4.5.1 Rôle de la cimentation

La qualité de la gaine de ciment qui scelle les cuvelages aux terrains, appelée cimentation primaire, est un élément essentiel de la sécurité des puits.

La cimentation primaire a pour fonction :

- de sceller la colonne concernée aux terrains et assurer ainsi une bonne tenue mécanique du puits ;
- d'isoler, en cours de forage, les formations qui sont situées derrière la colonne de celles que le trépan va forer dans la phase suivante ;
- d'empêcher la communication entre les formations recouvertes par la colonne ;
- de protéger la colonne contre la corrosion externe due aux fluides contenus dans les couches traversées.

La bonne conception de cette cimentation revêt donc une importance primordiale. Elle nécessite une bonne connaissance :

- des gradients de température auxquels sera soumis le laitier de ciment tout au long de sa descente puis de sa remontée dans l'annulaire ;
- la nature des fluides avec lesquels le laitier de ciment sera mis en contact lors de cette opération (boue, fluides de formation) ;
- les conditions environnementales dans lesquelles le laitier de ciment sera amené à s'hydrater une fois dans l'annulaire (pression, température) ;
- la nature et la perméabilité des formations qui feront face à la zone cimentée (par exemple formations salifères, formations très fracturées sujettes à des pertes, défauts de calibrage du trou, etc.) ;
- la pression de pore et la pression de fracturation de ces formations.

4.5.2 Détermination des hauteurs de cimentation

Un aspect important de la conception d'un programme de cimentation consiste à définir la hauteur de remontée du ciment derrière les cuvelages (*top of cement, TOC*).

Dans tous les cas, le cuvelage de surface sera cimenté sur toute sa hauteur, pour des raisons de stabilité des têtes de puits et de protection des formations superficielles.

Pour les colonnes suivantes (colonnes intermédiaires et colonne de production), les pratiques varient selon le contexte (terre, mer), la géologie rencontrée, les règles internes des sociétés pétrolières et les réglementations des pays. Elles sont avant tout dictées par la position des niveaux perméables, dont l'isolement doit être assuré.

De manière générale, il convient que les colonnes intermédiaires soient cimentées sur une hauteur d'au moins 150 m au dessus du sabot [19]. Il va de soi qu'il ne s'agit pas seulement ici de respecter la hauteur prescrite (150 m) mais aussi de s'assurer que la cimentation mise en place soit de bonne qualité.

Lorsque les conditions le nécessitent (zones contenant des fluides corrosifs, couches contenant des fluides devant être protégés), la cimentation sera effectuée jusqu'au dessus du sabot de la colonne précédente (typiquement 100 m au dessus). Ceci permet :

- de protéger la colonne vis-à-vis de la corrosion externe ;
- d'isoler hydrauliquement les formations qui le nécessitent ;
- un meilleur ancrage de la colonne aux terrains et une plus grande résistance aux contraintes d'écrasement.

Pour les liners, la cimentation sera le plus souvent effectuée jusqu'en tête (TOL). Cette mesure permet de :

- sceller mécaniquement le liner dans la colonne précédente ;
- favoriser l'étanchéité entre les deux colonnes²².

²² Notons que la présence de ciment, à elle seule, ne suffit pas à assurer l'étanchéité entre le liner et la colonne précédente. Celle-ci est aussi souvent assurée par un packer d'étanchéité, placé en tête du liner. Néanmoins, pour pouvoir considérer que la cimentation joue un rôle favorable à l'étanchéité, il est recommandé que la hauteur de cimentation entre le liner et la colonne précédente soit au comprise au moins entre 80m et 150m, suivant les diamètres considérés [19].

En mer profonde, en revanche, il n'est pas d'usage de faire remonter le ciment au dessus du sabot du cuvelage précédent dans la mesure où les têtes de puits sous-marines, par conception, ne permettent pas (à ce jour) de purger les annulaires cimentés. Le fait de laisser ouvert l'entrefer évite donc à la pression annulaire de monter excessivement et de mettre en péril l'intégrité de la partie supérieure du puits. Des études spécifiques sont à effectuer au cas par cas.

4.5.3 Formulation des laitiers de ciment

Le laitier de ciment doit aussi répondre à un certain nombre d'exigences techniques, parfois contradictoires, qu'il convient de déterminer au préalable :

- un temps de pompabilité suffisant pour pouvoir faire circuler le laitier de ciment jusqu'à la zone à cimenter, sans toutefois que ce temps soit trop long et retarde les opérations de forage ;
- une rhéologie qui permette au laitier de ciment d'être circulé facilement, tout en déplaçant efficacement la boue au devant de lui lors de sa remontée dans l'annulaire. On favorisera pour cela un régime d'écoulement turbulent ;
- une densité qui soit suffisante pour que le ciment, après hydratation, offre de bonnes caractéristiques de résistance mécanique et d'étanchéité, mais qui ne soit pas trop élevée pour ne pas fracturer les terrains lors de la mise en place du laitier.

Notons par ailleurs que dans le cas de forages déviés, la formulation du laitier et sa mise en place doivent limiter au maximum le phénomène de sédimentation, qui tend à générer un défaut de cimentation sur la génératrice supérieure du puits.

A partir de ces exigences et sur la base d'études préalables (pouvant faire appel à la modélisation numérique), une formulation du laitier de ciment est proposée. Cette formulation consiste d'une part, en une composition donnée de la base sèche (type de ciment-poudre) et d'autre part, en une composition de l'eau additivée. Cette dernière comprend de l'eau, des additifs liquides et des additifs solides.

Des classes de ciments standards (classe A à J) sont proposées par la profession : leurs caractéristiques sont fournies dans la norme ISO 10426-1 (API SPEC 10A).

En ce qui concerne les additifs, ceux-ci peuvent avoir des rôles variés : accélérateurs, retardateurs, allégeants, alourdissants, agents de contrôle de filtration, fluidifiants, anti-moussants, gélifiants, etc.

En principe, les formulations proposées doivent être testées en laboratoire, de façon à vérifier que les propriétés du laitier d'une part (densité, viscosité, temps de prise, stabilité, chaleur d'hydratation, mouillabilité), et du ciment hydraté d'autre part (perméabilité, résistance mécanique, module d'élasticité), répondent aux exigences souhaitées. Dans un souci de représentativité, ces tests doivent idéalement être réalisés avec la base de ciment et l'eau prélevées sur la plateforme.

Généralement, deux formulations de laitier sont préparées pour chaque phase, l'une, dense, pour assurer une bonne cimentation au sabot (laitier de queue) et l'autre, plus légère (laitier de tête), pour remplir la partie supérieure de l'annulaire. Cette différenciation des densités de laitiers de ciment sur la hauteur de la colonne a pour intérêt d'éviter d'appliquer une pression trop importante au niveau du sabot, qui serait susceptible de fracturer les terrains. Typiquement les laitiers de queue sont de classe G et de densité 1,9.

Dans le cas où la hauteur de la colonne à cimenter est trop importante pour que les terrains au sabot puissent en supporter la pression, il peut s'avérer nécessaire de recourir à une cimentation étagée. Celle-ci consiste en une première opération de cimentation, permettant de cimenter la base de la colonne jusqu'à une hauteur prédéfinie, puis une deuxième, voire une troisième opération, pour cimenter le reste de la colonne.

4.5.4 Détermination du volume de laitier nécessaire

Au-delà de la formulation du ciment, il est important de déterminer le volume théorique de laitier à pomper dans le puits, afin que la remontée du ciment derrière le cuvelage s'opère jusqu'à la hauteur prévue. Ce volume est calculé à partir :

- du volume théorique d'annulaire à remplir ; ce volume est obtenu à partir d'une part, de la connaissance du volume théorique du trou nu et d'autre part du diamètre du cuvelage à cimenter ;
- de la hauteur souhaitée de remontée des ciments de tête et de queue dans l'annulaire (*TOC*).

Notons que ce volume théorique devra être ajusté, avant l'opération de cimentation, en fonction du volume réel du trou déterminé par un diamétreur (voir § 6.6). L'écart entre le volume théorique et le volume réel de ciment nécessaire peut atteindre 20 à 30% sur les premières phases de forage²³.

4.5.5 Programme de centreurs

Un autre aspect important de la conception d'une cimentation est le bon centrage du *cuvelage* (ou *liner*) autour duquel le ciment va prendre place. Ainsi, l'exploitant doit établir un programme précis, définissant le type, le nombre et la position prévisionnelle des centreurs dans le puits.

Les zones privilégiées de positionnement des centreurs sont :

²³ Notons que dans certains cas, le volume de laitier nécessaire est calculé en prenant une majoration forfaitaire de 20, 30 (voire 50%) du volume théorique, sans nécessairement réaliser une mesure du volume réel du trou par diamétreur.

- au bas de la colonne,
- au droit du sabot de la colonne précédente,
- de part et d'autre des dispositifs de cimentation étagée (le cas échéant).

La fréquence des centreurs doit être plus importante dans les sections inclinées du puits que dans les parties verticales.

5. LES PRINCIPES, MOYENS ET ORGANISATION DE TRAVAUX DE FORAGE

5.1 PRINCIPES DU FORAGE

Si les premiers puits pétroliers étaient réalisés par battage²⁴, le principe de forage universellement utilisé aujourd'hui est celui du forage rotatif (*rotary drilling*). Apparu au début du 20^{ème} siècle, le forage *rotary* consiste à entraîner un outil en rotation de manière à broyer ou à découper les terrains situés au devant de lui, tout en injectant en continu un fluide de forage (boue) de façon à évacuer les déblais de roche hors du trou (Figure 15).

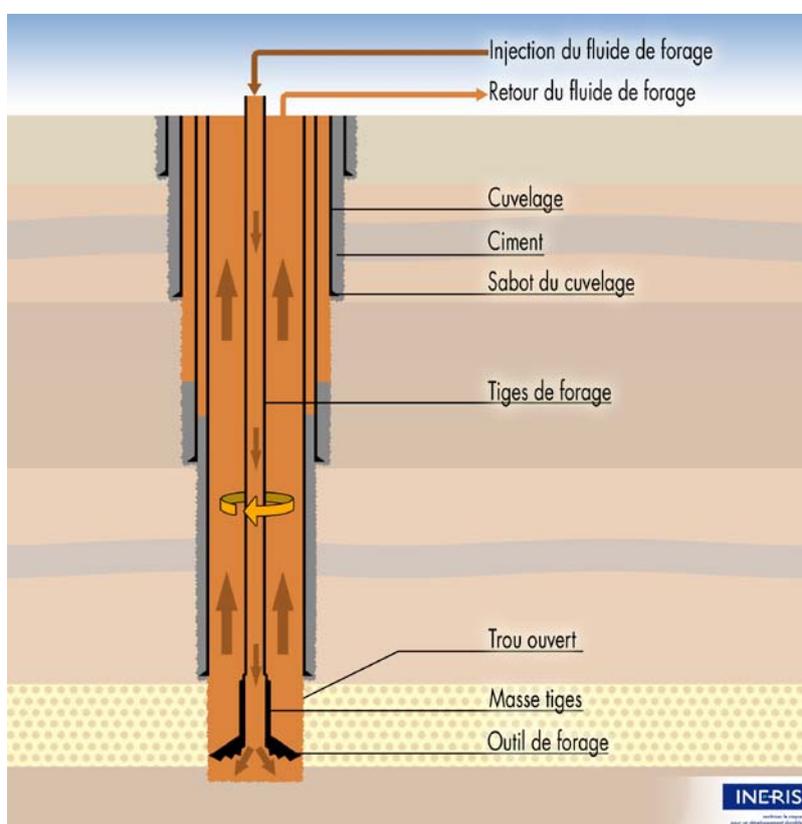


Figure 15 : Principe du forage rotatif

²⁴ Technique consistant à laisser tomber une tige lourde dans le puits, suspendue au bout d'un balancier, afin d'éclater la roche en débris. Le trou était ensuite rempli d'eau et la boue résultant du mélange de l'eau et des débris de roche était vidée à l'aide d'un outil cylindrique munie d'un clapet, ouvert à la descente et fermé lors de la remontée au treuil [19].

L'outil de forage ou trépan (*drill bit*), est relié à la surface par un ensemble d'éléments tubulaires vissés les uns aux autres appelé garniture de forages (*drill stem*). Le fluide de forage est pompé en surface à l'intérieur de la garniture, circule jusqu'à l'outil puis remonte à l'extérieur des tiges, par l'annulaire, en évacuant ainsi les déblais de roche (*cuttings*) vers la surface.

Selon la nature des terrains, différents types d'outils peuvent être utilisés (voir Figure 16) :

- des trépan à molettes ou tricônes : ce type d'outil est généralement utilisé dans des roches tendres ou de dureté moyenne de type calcaire ou craie ;
- des trépan monoblocs diamantés de type PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*), utilisés dans des roches plus dures.



Figure 16 : Outils de forage (source : IFP training)

La vitesse d'avancement est très variable selon la dureté de la roche. Elle peut aller de 30 mètres/heure à quelques dizaines de centimètres par heure.

Lorsque la boue remonte en surface, celle-ci est débarrassée de ses déblais par des équipements en série (tamis vibrants, dessableurs, centrifugeuse) visant à éliminer les particules solides de plus en plus fines. La boue est ensuite circulée dans des bacs (*mud tanks*) puis réinjectée dans la garniture par l'intermédiaire de pompes haute pression (Figure 17).

Les déblais sont quant à eux récupérés dans des borbiers et analysés en continu par le géologue, constituant des éléments essentiels du suivi technique de l'avancement du forage. Selon le contexte environnemental, la nature des fluides contenus dans les déblais et la réglementation, les déblais non conservés sont rejetés ou éliminés dans les filières adaptées.

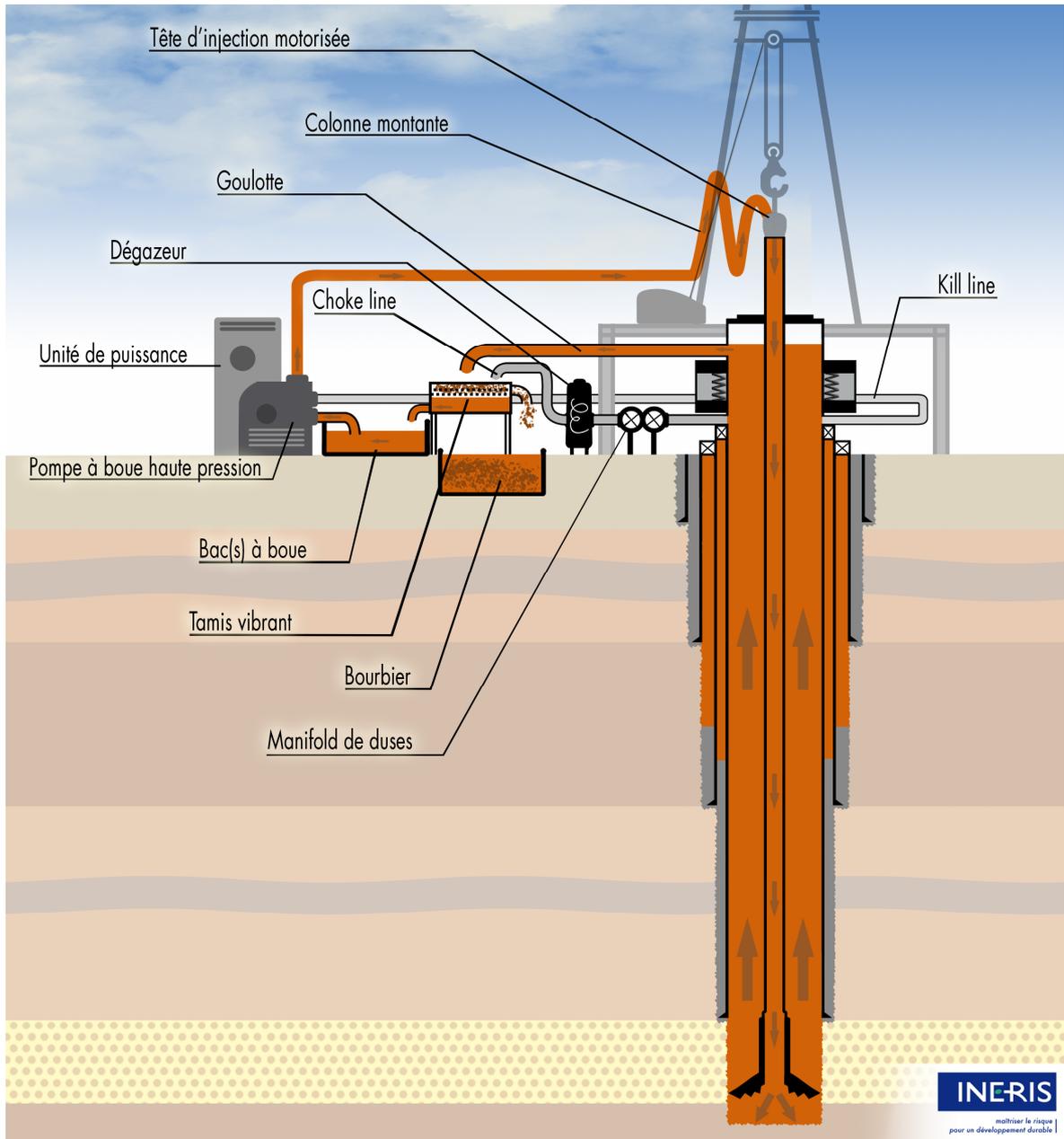


Figure 17 : Schéma de principe du circuit boue

L'entraînement en rotation de l'outil de forage peut être opéré de trois manières :

- par une table de rotation (*rotary table*), située sur le plancher de forage, à l'intérieur de laquelle la garniture de forage est entraînée au moyen d'une tige d'entraînement ou tige carrée (*kelly*) ;
- par une tête d'injection motorisée (*top drive*), c'est-à-dire un moteur rotatif, suspendu au crochet de l'appareil de forage, qui vient se visser au sommet de la garniture ;
- par un moteur de fond (*mud motor*), entraînant en rotation le trépan. L'énergie motrice est fournie par la circulation du fluide de forage qui entraîne le moteur de fond. C'est le principe utilisé dans le cas des forages directionnels.

En cours de forage, des données sont acquises par un ensemble de capteurs situés sur la plate-forme. Ces données sont transmises notamment vers la cabine du chef de poste, qui peut ainsi contrôler le bon déroulement des opérations et en cas de problème, prendre les mesures correctives nécessaires. Les données recueillies sont notamment :

- le poids sur l'outil (*Weight On Bit, WOB*) (que le foreur s'efforce de maintenir constante en laissant descendre la garniture de forage à la même vitesse que l'avancement de l'outil) ;
- la vitesse de rotation (*Rotation Per Minute, RPM*) (en général fixe) ;
- le couple de rotation ;
- la vitesse d'avancement (*rate of penetration, ROP*) : ce paramètre renseigne sur la nature des formations traversées et constitue aussi un indicateur de venue (voir § 8.1) ;
- le débit d'injection de boue (en général fixe) : ce paramètre est calculé à partir du nombre de coups de pompes par minute. Connaissant le volume de boue injecté à chaque coup de pompe, on en déduit le débit ;
- la pression de refoulement aux pompes ;
- la densité de la boue (entrée/sortie) ;
- la teneur en gaz de la boue (à la sortie du puits) ;
- le niveau (et donc le volume) de boue dans les bacs : c'est un indicateur important pour détecter une éventuelle venue.

Notons que le foreur dispose également, dans certains cas, d'un ensemble d'informations provenant d'instruments de mesure placés au fond, à l'arrière de l'outil de forage. Il s'agit :

- d'une part, d'informations sur les conditions de fond (température, azimuth, inclinaison de l'outil, etc.). Ces informations sont qualifiées de mesures en cours de forage (*measurements while drilling, MWD*) ;
- d'autre part, d'informations sur la nature des formations traversées. Ces informations sont qualifiées de diagraphies en cours de forage (*logging while drilling, LWD*).

Une partie de ces informations est transmise en surface en temps quasi-réel par l'envoi d'ondes de pression dans la colonne de boue (*mud pulses*). Les autres informations sont stockées dans des mémoires de fond et lues lors de la remontée de la garniture, en fin de phase.

Lorsque l'outil a foré l'équivalent d'une longueur de tige (30 ft, soit ~9 m), une nouvelle tige est vissée sur la garniture de forage et le forage reprend. La longueur de stockage des tiges (gerbage) dans le mât dépend de la hauteur du mât. Les plus gros appareils de forage permettent d'ajouter une longueur de 3 tiges (un *stand*) en même temps.

Lorsqu'une phase de forage est terminée, la garniture de forage est retirée du puits et le cuvelage (ou *liner*) destiné à revêtir la section découverte du puits est descendu, sous l'effet de son propre poids. Notons que chaque descente de colonne est une opération spéciale, comme nous le verrons au § 7.1.

Une fois descendu, le cuvelage (ou *liner*) est cimenté et ancré dans sa tête de suspension. Lorsque l'étanchéité de la colonne cimentée a été vérifiée, le forage est repris à l'intérieur de cette colonne, avec un outil de diamètre plus petit, jusqu'à la profondeur prévisionnelle de la phase suivante. Une nouvelle colonne est alors descendue et cimentée, et ainsi de suite jusqu'à la profondeur finale.

5.2 LE CONTRÔLE DU PUIITS

5.2.1 Notion de « fenêtre de forage »

La technique de forage classique consiste à forer en surpression (*overbalanced*). C'est-à-dire que la pression exercée par la boue dans le puits (p_b) doit être supérieure à la pression des fluides contenus dans les formations traversées (p_{pore}). Toute violation de cette règle conduit à une intrusion de fluides de formation (eau, huile ou gaz) dans le puits, phénomène que l'on appelle venue (*kick*). Cette venue, si elle n'est pas contrôlée, peut aboutir à une éruption (*blowout*).

A contrario, la pression exercée par la boue ne doit pas être trop forte, d'une part parce que cela réduit la vitesse d'avancement du forage et d'autre part parce que la pression ne doit pas dépasser la pression de fracturation (p_{frac}) de la roche et conduire à des pertes de boue dans les terrains (*circulation loss*), qui peuvent être extrêmement dommageables pour la qualité des aquifères sensibles traversés et/ou pour la sécurité du puits.

L'art du forage consiste donc à maintenir la pression de boue dans une fenêtre de poids de boue de forage (*mud weight window*), que nous appellerons de manière raccourcie fenêtre de forage, délimitée d'un côté par p_{pore} et de l'autre par p_{frac} ²⁵ (voir Figure 18).

La pratique courante consiste à maintenir une pression au fond p_b 15 à 20 bars au dessus de p_{pore} .

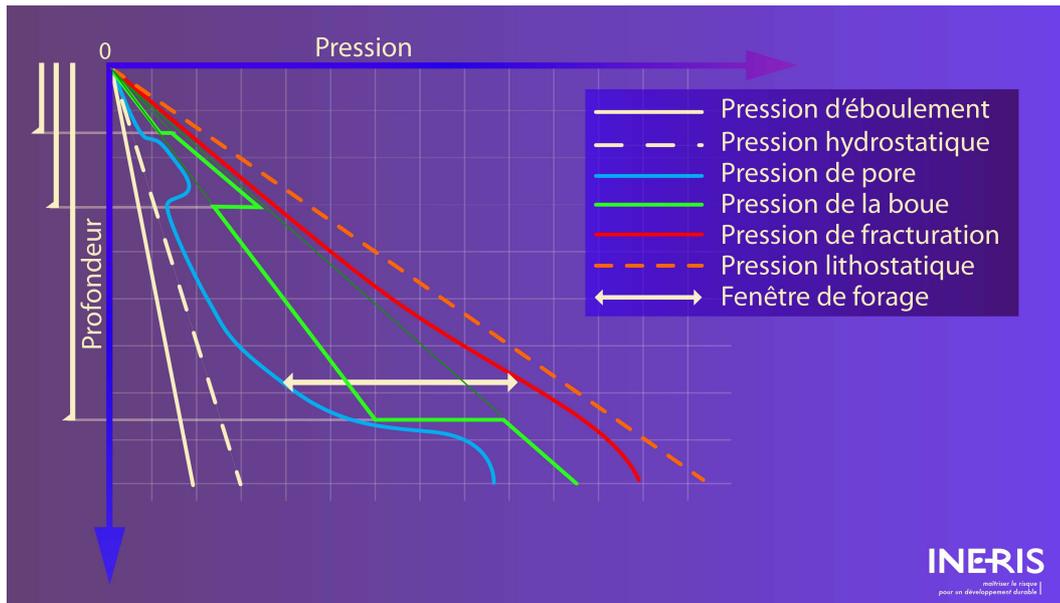


Figure 18 : Evolution type de la pression de pore et de la pression de fracturation avec la profondeur et représentation de la fenêtre de forage

5.2.2 Forage des formations à pertes

Si les formations très perméables (ou fracturées) sont souvent intéressantes pour les opérateurs (car pouvant contenir des hydrocarbures), ce sont aussi des formations très délicates à forer. En effet, des quantités importantes de boue peuvent alors être injectées dans les formations, au point qu'il n'y ait plus (ou pratiquement plus) de retour de boue en surface.

Au-delà des quantités de boue perdues, la diminution de la hauteur de la colonne de boue dans l'annulaire mène à un déséquilibre des pressions dans le puits qui peut conduire à une venue.

²⁵ En réalité, si l'on tient compte des incertitudes sur les valeurs de p_{pore} et p_{frac} , des pertes de charges et d'autres facteurs tels que le *ballooning* (retour partiel de la boue dans le puits lorsque l'on arrête la circulation), la fenêtre de forage est plus étroite que le simple intervalle $[p_{\text{pore}}, p_{\text{frac}}]$

Il est possible de lutter contre les pertes de circulation de différentes façons :

- en ajoutant à la boue des colmatants : coquilles de noix, noyaux d'abricot, fibres de bois, etc. ;
- en posant un bouchon de ciment au droit de la formation à pertes ;
- en injectant en continu dans l'annulaire une quantité équivalente à la boue perdue afin de maintenir l'équilibre des pressions dans le puits ;
- en forant en sous-pression (*underbalanced*), voir § 5.2.3.

5.2.3 Techniques de forage avancées

La recherche de nouveaux gisements, profondément enfouis ou sous de grandes hauteurs d'eau, conduit à réaliser des forages dans des conditions où la fenêtre de forage est de plus en plus étroite et où le principe de forage *overbalanced* est de plus en plus difficile à respecter (Figure 19).

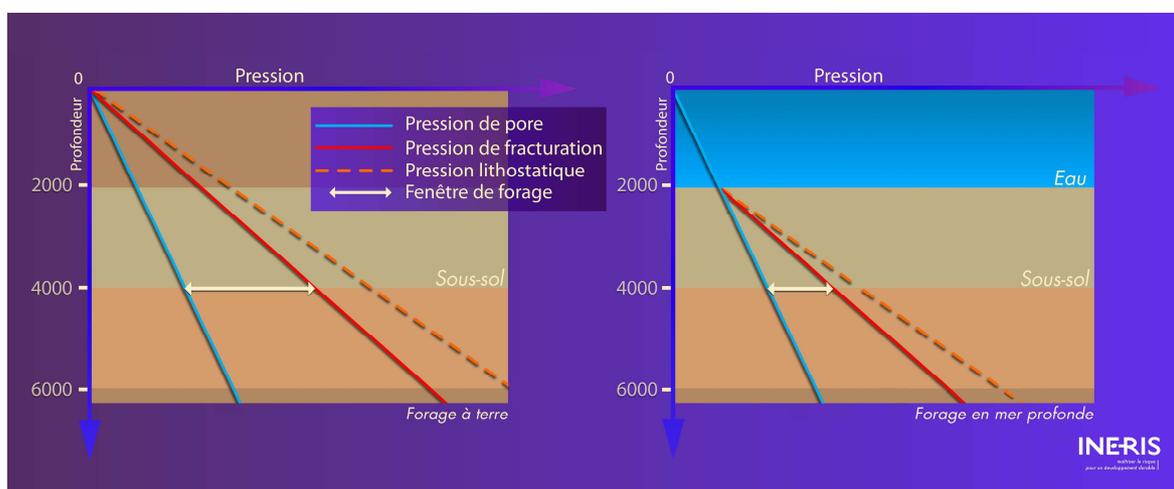


Figure 19 : Illustration de l'impact de la grande profondeur d'eau sur la largeur de la fenêtre de forage

Face à ces difficultés, l'industrie pétrolière a développé un ensemble de techniques de forage alternatives.

5.2.3.1 FORAGE EN SOUS-PRESSION

Le forage en sous-pression (*underbalanced drilling, UBD*) consiste à forer avec une boue de faible densité de sorte que la pression au fond de puits (p_b) soit constamment inférieure à la pression de formation (p_{pore}) (Figure 20). Autrement dit, le puits est techniquement en état de venue permanente (Figure 21).

Cette technique nécessite une équipe spécialement formée et un ensemble d'équipements spécifiques en surface, pour contrôler et gérer les effluents du puits. Le forage est opéré avec un BOP rotatif, maintenu constamment fermé, la boue et les effluents étant évacués par la *choke line* (voir § 8.2.1).

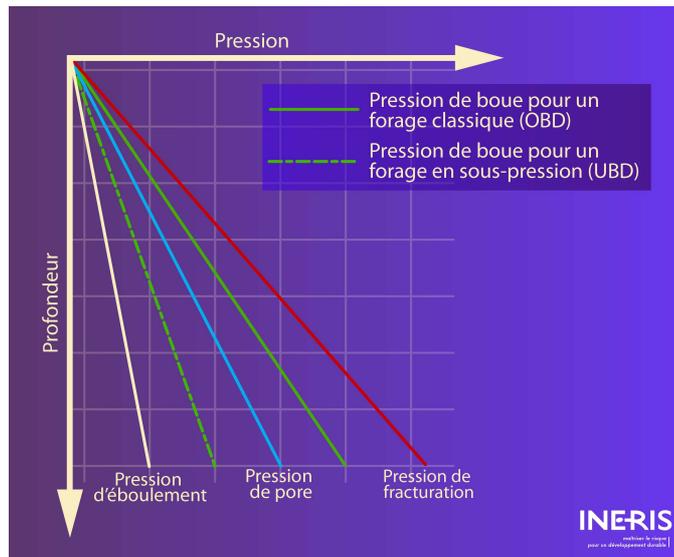


Figure 20 : Illustration du profil de pression dans l'annulaire dans le cas d'un forage classique et d'un forage UBD

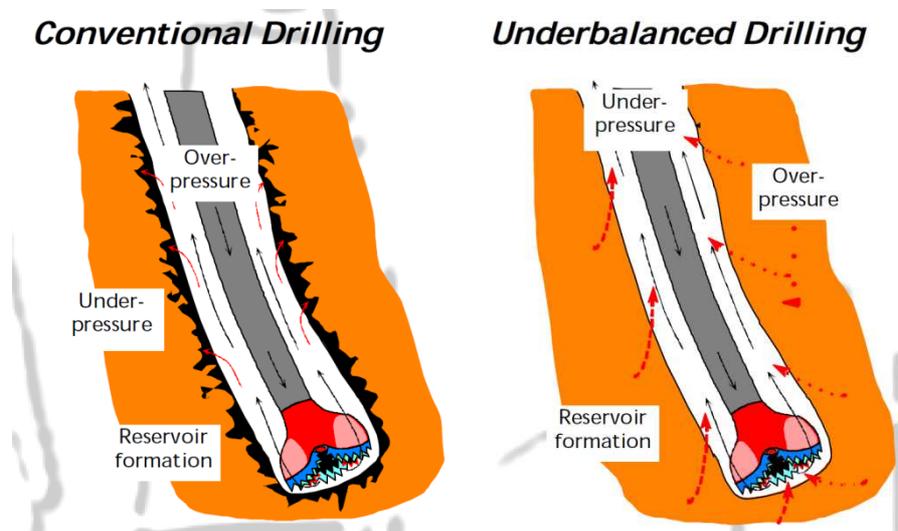


Figure 21 : Comparaison entre le forage en sous-pression et le forage classique (source : [28])

5.2.3.2 FORAGE EN PRESSION CONTRÔLÉE

Le forage en pression contrôlée (*managed pressure drilling, MPD*) regroupe un ensemble de techniques (*constant-bottom hole pressure, mud-cap method, dual gradient method*) qui ont pour objectif de contrôler le profil de pression dans l'annulaire de manière que celui-ci s'accorde au mieux à la fenêtre de forage imposée par les formations traversées.

Ces techniques ont en commun d'être opérées en contrôlant la pression en tête de l'annulaire, par l'intermédiaire de duses situées à l'entrée du *choke manifold*. En jouant à la fois sur la densité de la boue et la pression en tête de puits, le profil de pression dans l'annulaire est ajusté aux limites p_{pore} et p_{frac} imposées par les terrains.

Une synthèse des techniques de forage en pression contrôlée est présentée dans Malloy, 2007 [29].

5.3 DESCRIPTION D'UNE UNITÉ DE FORAGE

5.3.1 Eléments génériques

Une unité ou appareil de forage (*rig*) est un ensemble d'équipements permettant d'assurer les fonctions de levage, de rotation, de pompage, de traitement des fluides de forage, de sécurité et de puissance nécessaires au forage.

Il existe de nombreux types d'appareils et leur conception est différente à terre et en mer. Néanmoins, on retrouve dans tous les cas les éléments communs suivants :

- les éléments constitutifs de la garniture de forage, principalement :
 - le trépan (*drill bit*) ;
 - le moteur de fond (*mud motor*), dans le cas d'un entraînement de l'outil par moteur de fond ;
 - les stabilisateurs (*stabilisers*) ;
 - les instruments de mesures à l'avancement (*measurement while drilling, MWD*) et de diagraphies à l'avancement (*logging while drilling, LWD*). ;
 - les masses-tiges (*drill collars*) ;
 - les tiges de forage²⁶ (*drill pipes*) et leurs raccords (*tool joints*) ;
 - la tige carrée (*kelly*), dans le cas d'un entraînement de la garniture par une table de rotation.

²⁶ La suite d'éléments situés sous les tiges de forage (du trépan aux masses-tiges) est appelée la BHA (*borehole assembly*)

- une structure métallique permettant de soutenir le poids de la garniture et de manœuvrer celle-ci :
 - une tour (*derrick*) ou un mât (*mast*) de forage²⁷ ;
 - un ensemble de poulies fixes (*crown block*) et un ensemble de poulies mobiles (*traveling block*) pour le mouflage du câble ;
 - un câble de forage (*rotary drilling line*) ;
 - un crochet (*hook*) ;
 - un treuil (*drawworks*).
- un plancher de forage (*drill floor*) et un poste de commande (*dog house*) ;
- un équipement pour l'entraînement en rotation. Il peut s'agir :
 - d'une table de rotation (*rotary table*) ;
 - d'une tête d'injection motorisée (*top drive*) ;
 - d'un moteur de fond (voir plus haut).
- des équipements de circulation, de traitement et de stockage de la boue et de récupération des déblais :
 - des pompes à boue haute pression (*mud pumps*) ;
 - des pompes centrifuge basse pression ;
 - une colonne montante ;
 - une tête d'injection (*swivel*) ;
 - des tamis vibrants (*shakers*) ;
 - des hydrocyclones (*desanders, desilters*)
 - une centrifugeuse ;
 - des bacs à boue (*mud tanks*) ;
 - des bourbiers ou bacs de récupération des déblais.
- une unité de puissance, constituée de moteurs diesels ou diesel-électriques. L'unité de puissance apporte notamment l'énergie nécessaire au fonctionnement :
 - du treuil ;
 - du moteur d'entraînement rotatif (sauf dans le cas d'un moteur de fond) ;
 - des pompes à boue.
- des équipements de sécurité :

²⁷ Un derrick est une structure qui doit être montée verticalement, ce qui nécessite des opérations longues et délicates, tandis que le mât est une structure articulée à sa base, ce qui lui permet d'être montée horizontalement puis relevée en position verticale. Le derrick est adapté aux unités flottantes (puisque'il n'a pas à être démonté) tandis que le mât est mieux adapté aux forages à terre.

- un bloc d'obturation du puits ou BOP (*Blowout preventer stack*) et ses conduites annexes (*choke line, kill line*), qui permettent d'obturer le puits et de contrôler une éventuelle venue d'effluents dans le puits ;
 - un manifold de duses (*choke manifold*) pour permettre de contrôler la pression en tête de l'annulaire, notamment lors de l'application d'une procédure de contrôle de venues ou dans le cas d'un forage en pression contrôlée ;
 - un diverter (équipement de dérivation) ;
 - des dégazeurs (mud gas separator, poor boy degasser) ;
 - une torchère.
- des ateliers et stockages divers :
 - zones de stockage pour les tubulaires (tiges de forage, cuvelages) ;
 - magasins de stockage de produits consommables divers ;
 - ateliers de mécanique et soudure.

5.3.2 A terre

A terre, au-delà des équipements décrits ci-dessus, un chantier de forage comprend également :

- une réserve d'eau pour les besoins divers en eau : fluide de forage, nettoyage, lutte contre les incendies ;
- des bassins de rétention des eaux (eau de nettoyage, eaux pluviales) ;
- des cuves de carburants ;
- des cabines de chantier pour le personnel et les sociétés de services ;
- des voies d'accès et de circulation.

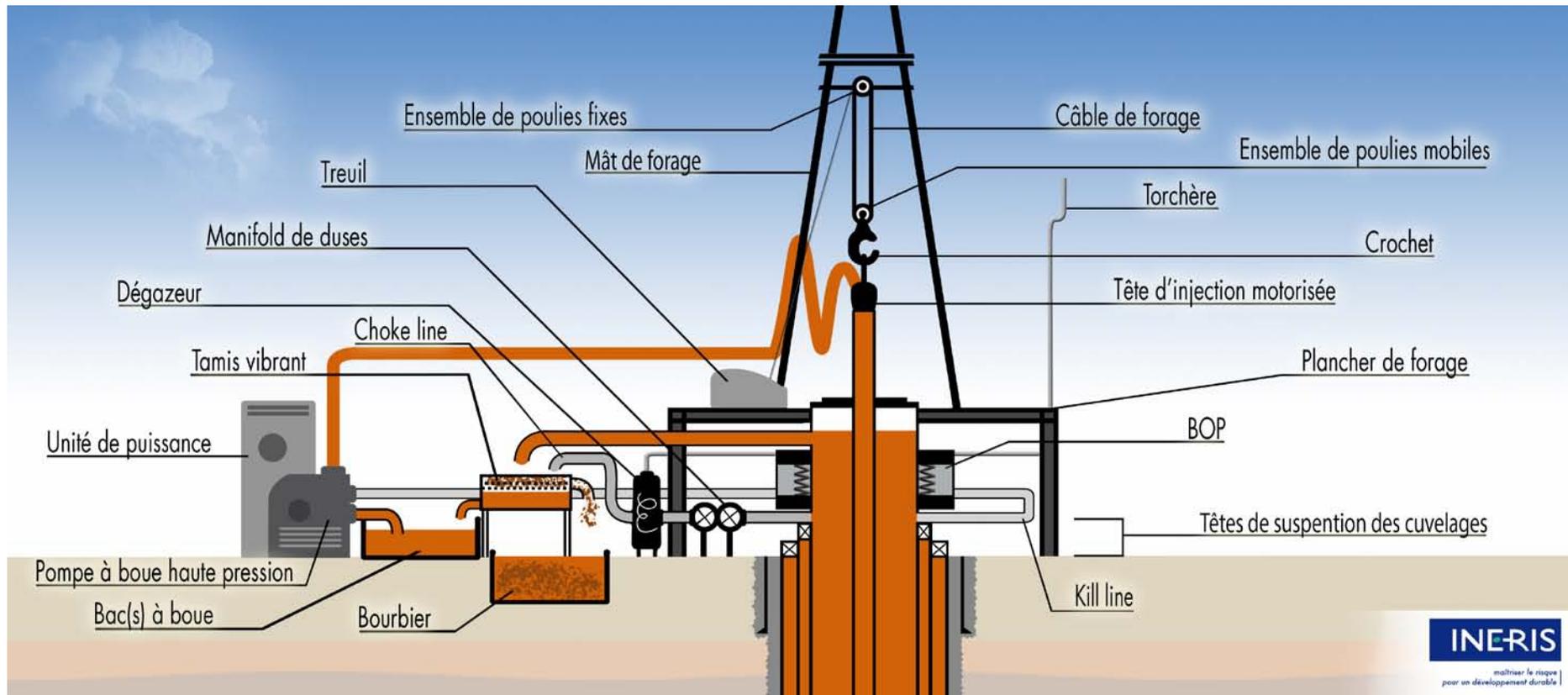


Figure 22 : Description schématique d'un appareil de forage à terre

5.3.3 En mer

En mer, l'appareil de forage remplit les mêmes fonctions qu'un appareil de forage à terre. La différence principale est qu'il est placé sur (ou intégré à) un support marin (fixe ou mobile) et que le forage est opéré au travers d'une tranche d'eau, ce qui nécessite un certain nombre d'équipements supplémentaires.

En raison de l'isolement, le support doit contenir en permanence un certain nombre de services qui ne seraient présents qu'au moment de l'emploi lors d'un forage à terre (cimentation, *logging*) ainsi que des services ou installations spécifiques supplémentaires (hélicoptère, plongeurs, mesures météo, hébergement, restauration, etc.). De plus, des bateaux de support logistique (*supply boats*) doivent être présents en soutien de l'unité de forage pour assurer la sécurité, la logistique, récupérer les déchets, etc.

Ces conditions accroissent la complexité d'une unité de forage en mer et expliquent le coût journalier très supérieur à celui d'un appareil de forage à terre.

Afin d'assurer la sécurité de l'unité de forage vis-à-vis des risques de collision, d'éruption et conformément aux règles internationales (art 4 de la loi 68-1181 du 30 déc 1968), un périmètre de sécurité de 500 m est défini autour de l'installation, dans lequel aucun bateau n'est autorisé à pénétrer sans autorisation.

On distingue deux grands types de supports de forage, les supports fixes, c'est-à-dire qui s'appuient sur le fond de la mer et les supports flottants ou mobiles. Chaque type de support est adapté à des profondeurs d'eau différentes (Figure 23).

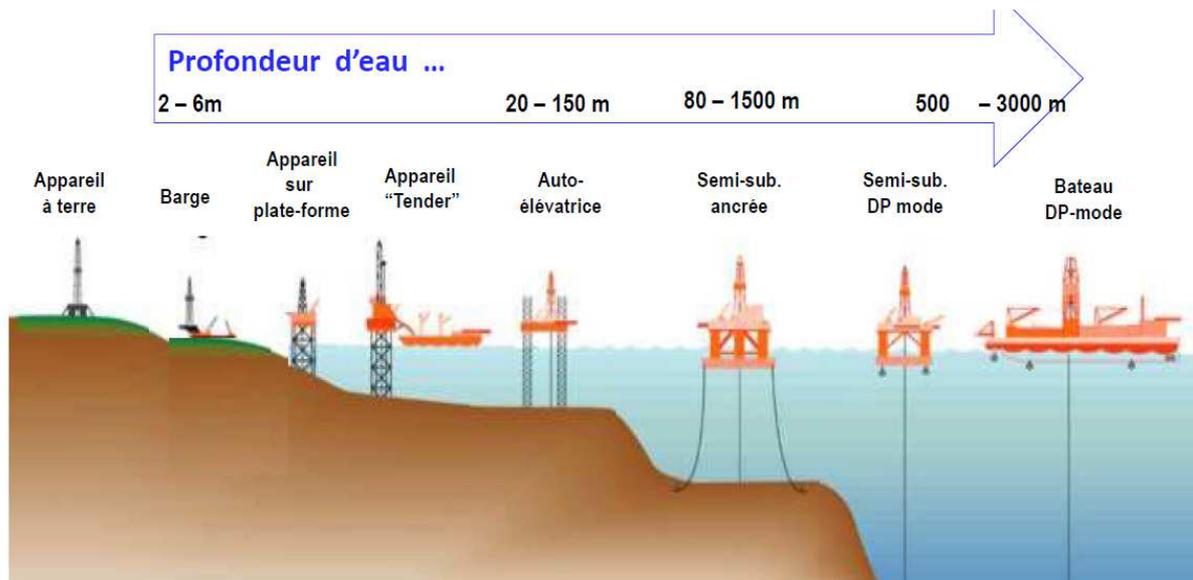


Figure 23 : Les types de supports de forage en mer (source : IFP training)

5.3.3.1 LES SUPPORTS FIXES

Les supports fixes sont des installations posées sur le fond de la mer. Le forage y est réalisé à travers un tube conducteur (*conductor pipe*) qui traverse la tranche d'eau (Figure 24). Le tube conducteur est une colonne en acier qui a les mêmes fonctions qu'un tube guide vis-à-vis des terrains mais qui remonte jusqu'au niveau du support.

Les têtes de puits, ainsi que les équipements de sécurité (BOP), sont situés sur le support. Ces équipements ne sont pas soumis aux mouvements des vagues et des courants. Le forage y est donc assez similaire à un forage à terre.

Les principaux supports fixes utilisés pour le forage sont :

- les barges de forage (*swamp barge*) : conçues pour opérer dans des profondeurs d'eau minimales (jusqu'à 2 m), elles se posent sur le fond de l'eau par ballastage pendant les opérations de forage ;
- les plates-formes auto-élévatrices (*jack-up*) : ce type de plate-forme opère dans des profondeurs d'eau comprises entre 20 et 120 m environ. Elle repose au fond de la mer sur des piles en treillis métalliques, qui sont relevées lorsque la plate-forme est en transit et qui sont descendues lorsque la plate-forme est positionnée pour des opérations de forage. Les plate-formes auto-élévatrices existent en deux versions, celles où le derrick est situé sur la plate-forme, utilisées généralement pour les forages d'exploration, et celles où le derrick est positionné sur une plate-forme secondaire, fixée en porte-à-faux par rapport à la plate-forme principale (*cantilever*), utilisée généralement pour effectuer des forages de développement à partir d'une plate-forme de production ;
- les plates-formes fixes de production avec appareil de forage intégré (*compact-rig*) : certaines plates-formes de production disposent d'un appareil de forage intégré. De forme généralement compacte, celui-ci est construit en même temps que la plate-forme et appartient généralement à l'exploitant. Il permet de réaliser les forages en phase de développement et peut éventuellement ne pas être démonté et être maintenu sur la plate-forme après la mise en production. Il est ainsi directement disponible en cas d'incident ou de besoin d'intervention sur puits (*workover*), ce qui évite la mobilisation et l'amenée d'un appareil de *workover* qui, en cas de mauvais temps, peut prendre plusieurs semaines ;
- les plates-formes fixes de production avec tender de forage (*tender rig*) : le forage en *tender* consiste à ne laisser sur la plate-forme de production que les fonctions de levage (mât), de rotation et de sécurité (BOP) (limitant ainsi le poids et la place occupée sur cette plate-forme). Tous les autres équipements de forage, y compris le logement du personnel, se trouvent à bord d'un autre support situé à proximité immédiate de la plate-forme. Cette forme de forage ne peut s'opérer que dans des eaux calmes.

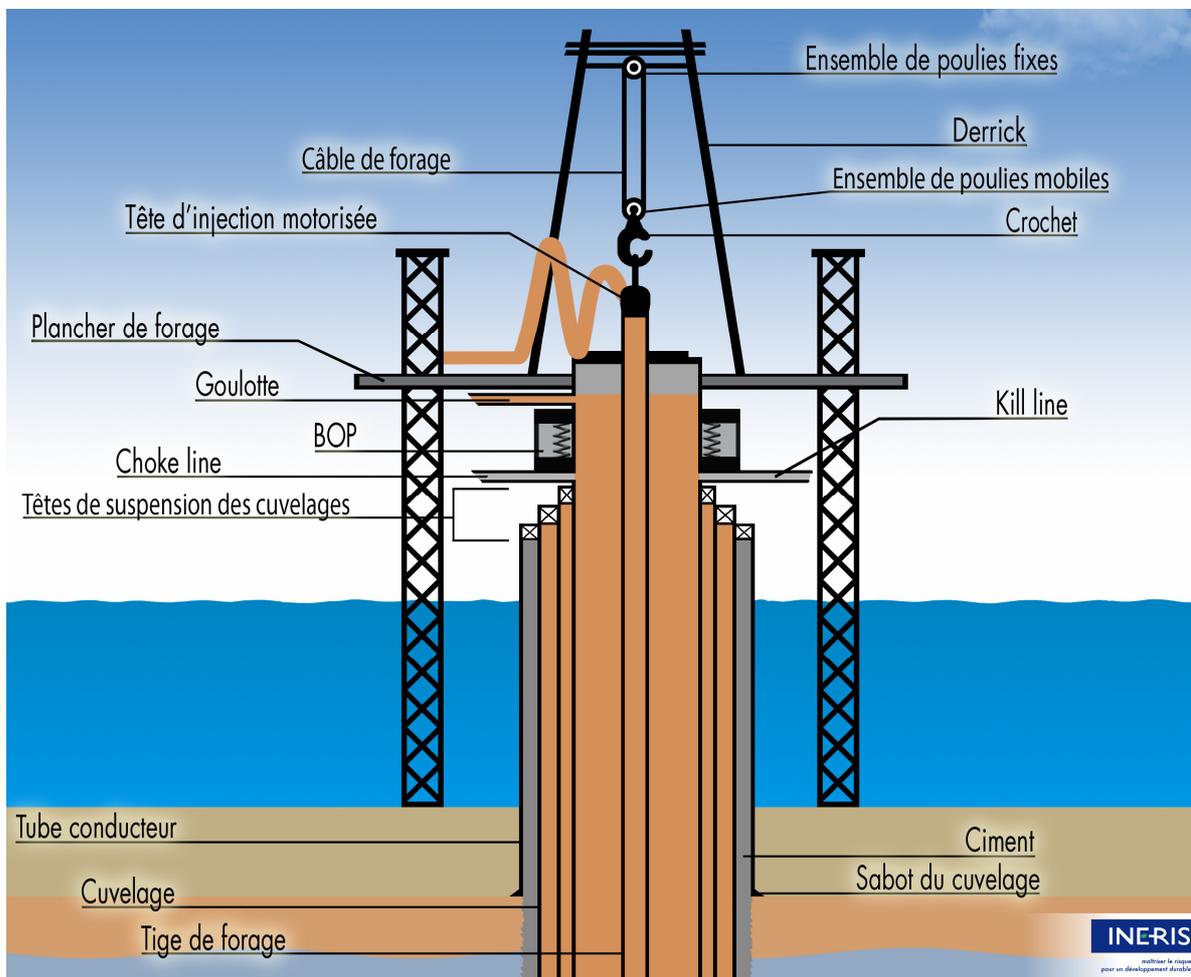


Figure 24 : Schéma de principe d'une opération menée depuis un support fixe (exemple d'une plate-forme auto-élevatrice)

5.3.3.2 LES SUPPORTS FLOTTANTS

Lorsque la profondeur d'eau dépasse 100-120 mètres, les forages sont généralement réalisés à partir de supports flottants. Leur position peut être maintenue fixe, à la verticale du puits, par deux types de dispositifs :

- un système d'ancrage funiculaire, c'est-à-dire avec des câbles (ou chaînes) reliés à des ancres. La tension sur les différentes lignes d'ancrage permet d'immobiliser la position du support à la verticale du puits ;
- des propulseurs conjugués à un système de positionnement satellitaire appelé système positionnement dynamique (*dynamic positioning ou DP*).

Les têtes de puits et les équipements de sécurité reposent dans ce cas sur le fond marin et le forage est réalisé à travers une colonne appelée tube prolongateur (*drilling riser*) (Figure 25).

A cause des mouvements de la houle et des variations de niveau des marées, un tel support ne peut rester fixe par rapport au fond marin. Ceci nécessite des dispositifs de compensation de longueur, à la fois pour le tube prolongateur et pour la garniture de forage. Ceux-ci sont basés sur l'utilisation de vérins.

Les principaux types de supports mobiles de forage sont :

- les plates-formes semi-submersibles ou « semi-sub » : constitués de pontons immergés assurant la flottaison et reliés à un pont par des colonnes. Les semi-sub ont la caractéristique, une fois ballastées, d'être relativement stables, même par forte houle. Les semi-sub peuvent être ancrées ou à positionnement dynamique ;
- les bateaux de forage : il s'agit de véritables navires dédiés aux opérations de forage (Figure 26). Particulièrement mobiles, ils sont adaptés à l'exploration (déplacements fréquents), notamment en zones isolées ou en offshore ultra-profond. Leur maintien à la verticale du puits est assuré par positionnement dynamique.

Les unités mobiles de forages sont soumises à un code de construction et de certification appelé code MODU (*Mobile Offshore Drilling Unit*) auquel elles doivent se conformer²⁸.

²⁸ Notons que les plates-formes auto-élevatrices, bien qu'elles soient fixes, sont également soumises au code MODU du fait de leur mobilité lorsqu'elles ne sont pas en opération de forage.

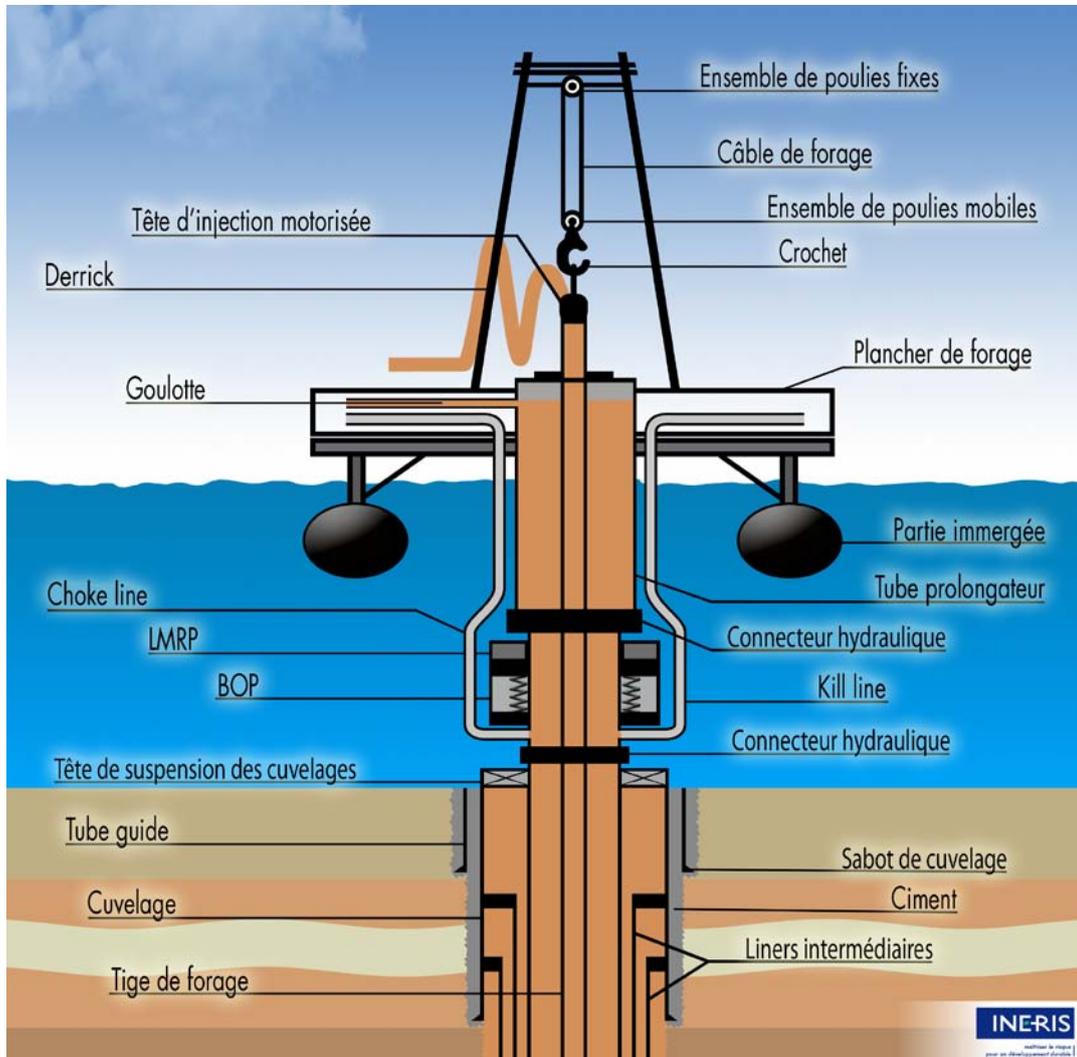


Figure 25 : Schéma de principe d'une opération menée depuis un support flottant (exemple d'une plate-forme semi-submersible)



Figure 26 : Bateau de forage (source : [30])

5.3.3.3 LE TUBE PROLONGATEUR

Dans le contexte d'un forage opéré à partir d'un support mobile, le tube prolongateur est un conduit reliant le support au BOP et à la tête de puits située au fond de la mer (Figure 27).

Faisant partie intégrante de l'unité de forage, il constitue un prolongement du puits à travers la tranche d'eau et permet d'effectuer l'ensemble des opérations de forage de manière relativement similaire à ce qui se fait à terre ou en mer peu profonde [32].

Ses fonctions sont principalement les suivantes :

- guider et protéger les équipements à introduire dans le trou : garniture de forage, cuvelages, sondes de diagraphe, etc. ;
- contenir la boue de forage et permettre la remontée des déblais jusqu'en surface ;
- servir de moyen de manœuvre pour la descente et la remontée du BOP, dont le poids élevé (plusieurs centaines de tonnes) ne permet pas la descente au bout d'un train de tiges ;
- servir de support à différentes lignes périphériques intégrées de sécurité et de service : lignes de sécurité du BOP (*choke et kill lines*), lignes hydrauliques de commande du BOP, ligne d'activation pour la remontée de la boue dans le tube prolongateur (*booster line*).
- servir de support aux câbles multiplex de commande des BOP.

Le tube prolongateur est constitué d'un ensemble d'éléments ou joints, généralement de 75 ft de longueur (environ 23 m), dont la flottabilité est calculée pour compenser le poids du tube.

Le premier joint en tête du tube prolongateur est le joint télescopique (*slip joint*). Ce joint, assorti d'un système de tensionneurs (sortes de vérins), permet d'amortir les mouvements du support liés à la houle et d'éviter que le tube prolongateur subisse en conséquence des contraintes de traction ou de flambage trop importantes. Le dernier joint en pied du tube prolongateur est un joint articulé (*flex joint*), qui permet au tube prolongateur de s'incliner d'un certain angle par rapport à la verticale du puits.

Sous ce joint articulé et le BOP se trouve un élément appelé *Lower Marine Riser Package (LMRP)*, qui a pour fonction essentielle la commande du BOP et la déconnexion au puits.

Un des points dont le foreur doit constamment s'assurer est que l'angle du tube prolongateur à ses deux extrémités ne soit pas trop important, afin de ne pas entraver par frottement la rotation du train de tiges à l'intérieur du tube prolongateur et d'autre part, ne pas trop solliciter les deux joints situés aux extrémités (joint télescopique et joint articulé). Les règles métier (API RP 16Q, ISO 13624) imposent que l'angle maximal en tête et en pied du tube prolongateur soit de 2° en moyenne et de 4° en pic.

Le foreur dispose de 2 moyens pour contrôler ces angles. D'une part, augmenter la tension (dans des limites admissibles) pour redresser le tube prolongateur et diminuer l'angle aux deux extrémités. D'autre part, il peut modifier la position du support (en modifiant le point de consigne dans le cas d'un support à positionnement dynamique ou en modulant la tension sur les lignes d'ancrage dans le cas d'un support ancré).

Une étude préalable (*global riser analysis*) est réalisée afin de déterminer, pour des conditions données de forage (densité de la boue, tension en tête, force du courant, houle, etc.), les cercles de déport du support à l'intérieur desquels les angles restent inférieurs aux limites mécaniques des équipements. Si le support flottant ne parvient pas à rester à l'intérieur de ces cercles, du fait par exemple d'une dérive du support (*drift off*), les opérations de forage sont arrêtées, le puits est mis en sécurité (par fermeture du BOP) et le tube prolongateur et le LMRP sont déconnectés en attendant que la cause de l'interruption soit maîtrisée.

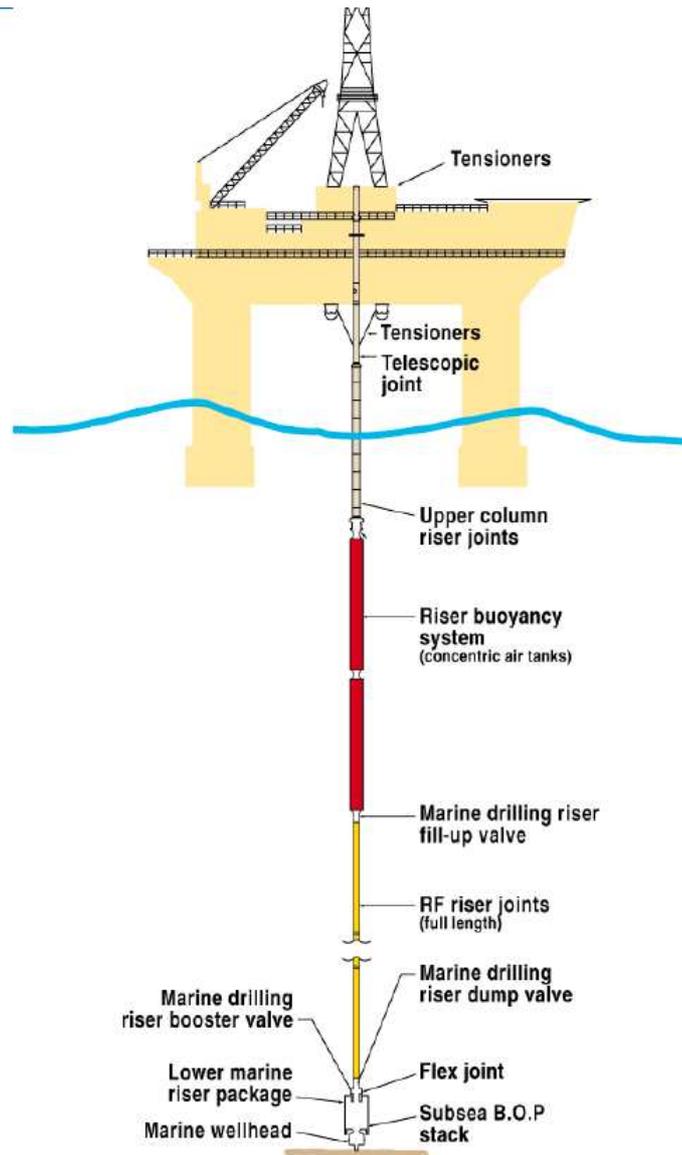


Figure 27 : Schéma de principe d'un tube prolongateur [32]

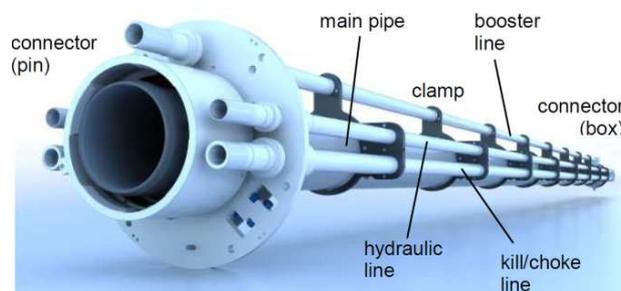


Figure 28 : Description d'un joint de riser (source : [32])

5.4 LES FLUIDES DE FORAGE

Le fluide de forage (appelé communément boue de forage) a une multiplicité de rôles lors d'une opération de forage :

- permettre la remontée des déblais ;
- assurer la stabilité des parois du trou ;
- lubrifier et limiter les échauffements de l'outil de forage ;
- maintenir en place, par la pression hydrostatique qu'il exerce, les fluides contenus dans les terrains traversés ;
- faire office d'énergie d'entraînement pour le moteur de fond (le cas échéant) ;
- transmettre les informations des outils de mesure en cours de forage.

Sa formulation est donc choisie, à chaque phase de forage, pour qu'il remplisse au mieux l'ensemble de ces tâches.

En ce qui concerne la remontée des déblais, le fluide de forage sera d'autant plus efficace que sa vitesse de remontée dans l'annulaire sera grande²⁹, et que sa viscosité sera forte. D'autre part, le fluide de forage doit avoir la capacité de se gélifier lorsqu'il n'est plus en mouvement (propriété de thixotropie), afin de maintenir les déblais en suspension lorsque la circulation s'arrête (lors des phases de manœuvre de tiges par exemple).

En ce qui concerne la stabilité du puits, on cherchera, en dehors de la couche réservoir, à ce que le fluide de forage favorise le dépôt d'un film de particules sur les parois du puits (*cake*), afin d'isoler les formations perméables du trou foré et de permettre des hauteurs de découvert plus importantes sans déstabilisation des terrains.

En ce qui concerne le contrôle des venues, c'est la densité du fluide de forage qui sera le paramètre déterminant. Cette densité doit être telle que la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage au fond du puits reste dans la fenêtre de forage évoquée au § 5.2.1.

On ajoutera que :

- pour le forage des formations peu profondes, c'est-à-dire avant la pose du cuvelage de surface, le fluide de forage ne doit pas avoir d'effets délétères sur l'environnement en cas de pertes. A terre, il s'agira d'une boue à l'eau simple ou additionnée de bentonite (pour donner à la boue la viscosité appropriée). En mer, il s'agira d'une boue à l'eau de mer additionnée d'attapulgite (argile spécialement adaptée à l'eau de mer) ;

²⁹ La vitesse annulaire dépend du débit et de la largeur de l'annulaire. Elle varie généralement entre 25 m/min et 60 m/min.

- pour la traversée de massifs de sels, le forage pourra être réalisé avec une boue salée saturée ;

La description détaillée de la composition d'un fluide de forage est hors du champ du présent rapport. On peut seulement rappeler qu'il existe schématiquement trois types de fluides de forage :

- les fluides à base d'eau (*water-based mud, WBM*) : ils sont composés essentiellement d'eau, de bentonite, de soude et de polymères biodégradables. La bentonite est une argile dont les particules ont la propriété de rester très longtemps en suspension dans l'eau en l'absence d'agitation. La viscosité de la boue est essentiellement contrôlée par la proportion de bentonite ajoutée à l'eau. Les WBM sont plus couramment utilisées à terre, particulièrement en face des aquifères sensibles ;
- les fluides à base d'huile (*oil-based mud, OBM*) : il s'agit d'huile minérale ou de synthèse. Ces fluides ont un excellent pouvoir de lubrification et préservent les formations en paroi du trou (elles évitent notamment l'hydratation des formations argileuses gonflantes). Toutefois, leur caractère inflammable et potentiellement polluant font qu'ils demandent des précautions toutes particulières d'utilisation. Leur usage n'est pas autorisé en France ;
- les fluides à base d'huile de synthèse organique (*synthetic based mud, SBM*) : ils comportent les mêmes avantages que les boues à l'huile, tout en étant moins nocifs pour l'environnement. Les SBM sont très couramment utilisés en mer.

Les fluides de forage peuvent comporter également un certain nombre d'additifs, dont la nature est variée et dépend des effets qu'on en attend. : alourdissants (barite BaSO₄ ou galène PbS), alcalinisants, bactéricides, anti-mousse, émulsifiants, floculants, réducteurs de filtrat, colmatants, etc.

5.5 ORGANISATION HUMAINE D'UN CHANTIER DE FORAGE

Un chantier de forage implique un grand nombre d'acteurs et nécessite une définition claire des rôles et des responsabilités de chacun d'entre eux.

Typiquement, une opération de forage fait intervenir les personnes (physiques ou morales) suivantes :

- L'exploitant (*operator*) : il s'agit de la société pétrolière qui assure la maîtrise d'ouvrage du chantier. C'est l'exploitant qui a la responsabilité globale des travaux et qui assure l'interface avec l'autorité compétente. Il rédige les documents réglementaires et rend compte périodiquement à l'autorité compétente de l'avancement du forage. Il est représenté sur site par le superviseur forage, qui assure la maîtrise d'œuvre des travaux. L'exploitant possède des moyens d'ingénierie, d'expertise et de décision (centres décisionnels régionaux ou globaux), qui permettent de guider le superviseur forage, en temps quasi-réel, dans ses actions opérationnelles. Le contact

privilegié du superviseur forage au niveau du centre décisionnel est le superintendant forage (aussi appelé superviseur senior de forage) ;

- Le superviseur forage (company man) : c'est le représentant de l'exploitant sur le site. Son rôle est d'assurer la maîtrise d'œuvre des travaux, notamment l'interface avec le contractant de forage. Selon les cas, la maîtrise d'œuvre est assurée par un salarié de l'exploitant lui-même, ou bien sous-traitée à une entreprise extérieure spécialisée dans la supervision de forages ;
- Le contractant de forage : c'est l'entreprise contractée par l'exploitant pour opérer les travaux de forage. Elle fournit les équipements (unité de forage) et les moyens humains nécessaires à la mise en œuvre des équipements fournis ;
- Le chef de chantier (toolpusher) : c'est le représentant sur site du contractant de forage. Il est responsable de la logistique du chantier, du bon fonctionnement de l'appareil de forage, suit le déroulement des travaux, organise les réunions de chantier (*pre-job meetings*) et est responsable de la sécurité du personnel de forage ;
- Le chef de poste (driller) : c'est la personne qui « conduit » l'appareil de forage. Il est relayé par un assistant-foreur (*driller assistant*), qui travaille par postes avec lui ;
- Le personnel de forage (personnel du contractant de forage) :
 - l'accrocheur ;
 - le personnel de plancher (*roughnecks* ou *roustabouts*) ;
 - le personnel support (mécanique, soudure, électricité) ;
- Les prestataires de services : un chantier de forage implique un grand nombre de prestataires, contractés par l'exploitant. Ils peuvent, selon leur rôle et le contexte (terre, mer), être présents sur site toute la durée du chantier ou seulement pendant la phase où ils interviennent. Les principaux prestataires de services présents sur un chantier sont les suivants. Notons qu'une même société peut opérer plusieurs de ces prestations :
 - le « boueux » : c'est le prestataire en charge de la formulation et de la préparation des fluides de forage ;
 - la société de mud logging : c'est le prestataire en charge des contrôles réalisés sur les fluides de forage (densité, teneur en gaz, etc.). Il dispose en particulier d'un géologue qui suit, interprète et synthétise l'ensemble des données géologiques acquises en cours de forage. Notons que la fonction de « boueux » et de *mud logging* est parfois assurée par la même entreprise ;
 - la société de cimentation : elle réalise la fabrication, les tests et la mise en place de la cimentation ;

- la société de diagraphie (*logging*) ;
- la société de vissage et de contrôle des cuvelages ;
- le déviateur : c'est le prestataire en charge de la mesure et du contrôle de la direction et de l'inclinaison du forage (dans le cas de forages dirigés) ;
- la société en charge de l'évacuation des déchets solides et liquides.

En mer, les travaux de forage reposent globalement sur la même organisation qu'à terre, à la différence près qu'elle fait intervenir quelques acteurs supplémentaires :

- le commandant de marine du support flottant : appartenant au personnel du contractant de forage, c'est le responsable de l'ensemble des opérations de marine : amenée du support sur la zone, positionnement, ancrage, etc. En cas de danger imminent lié au bateau (conditions météo, perte de positionnement, etc.), il a le pouvoir d'un commandant de navire ;
- La société en charge du véhicule commandé à distance (*remotely operated vehicle, ROV*). Le ROV est un engin descendu au fond de l'eau dès le début des opérations de forage. Il dispose de caméras et de bras articulés commandables à distance permettant de visualiser les opérations au fond et d'effectuer des interventions légères sur les équipements sous marins ;
- la compagnie aérienne en charge du transfert du personnel entre la côte et le support ;
- la ou les sociétés navales chargées de la sécurité en mer et du soutien logistique (*safety-rescue boats* et *supply boats*).

La Figure 29 récapitule les principaux acteurs et l'organisation d'un chantier de forage.

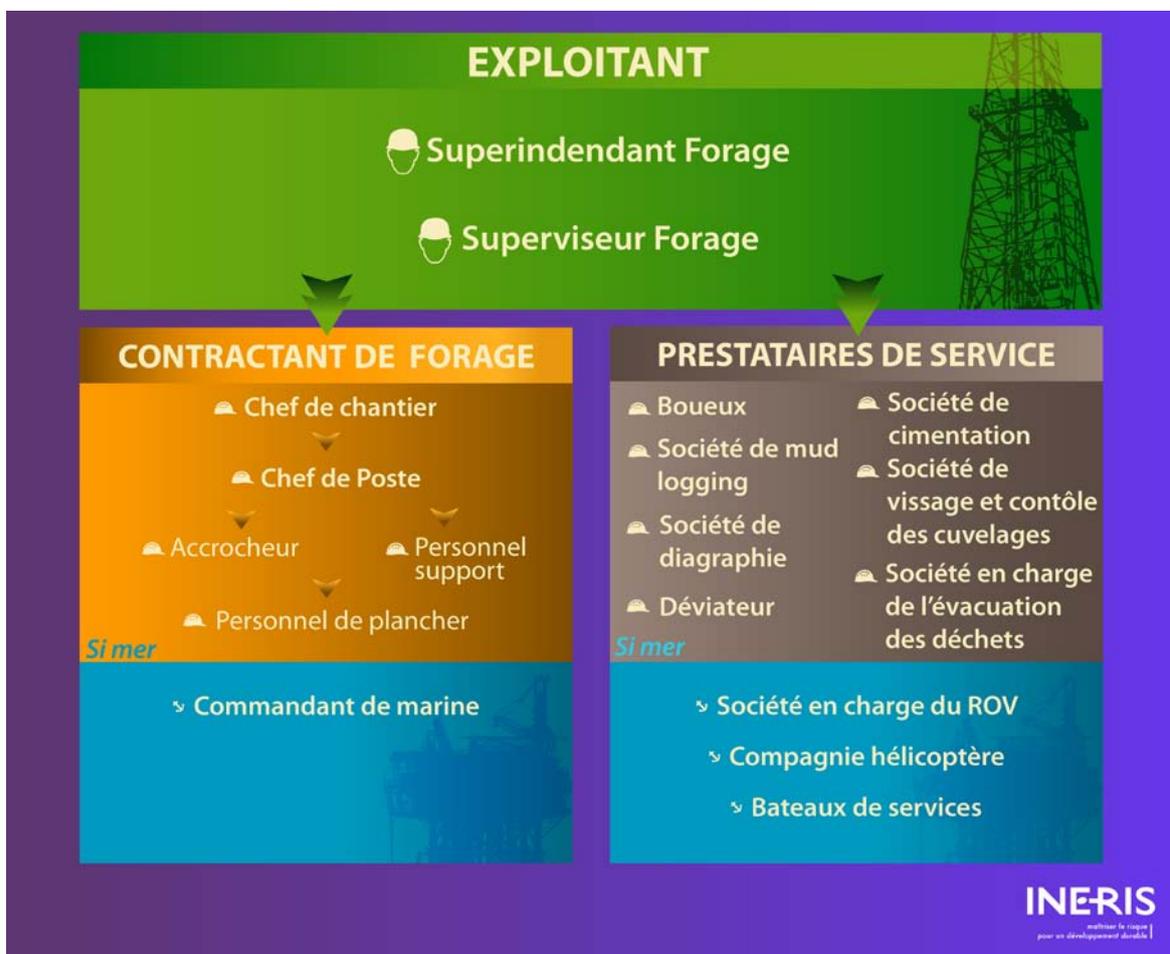


Figure 29 : Principaux acteurs et organisation d'un chantier de forage. Les encadrés bleus indiquent les personnels spécifiques aux travaux en mer.

6. LES ÉTAPES D'UN FORAGE

6.1 TRAVAUX PRÉPARATOIRES

6.1.1 A terre

Avant que l'appareil de forage ne soit acheminé sur le site, une plate-forme est aménagée selon les techniques de génie civil : décapage, terrassements, nivellement, empierrage.

L'opérateur procède ensuite à la mise en place du tube guide. Pour cela, un trou est creusé à l'aide d'une sondeuse utilisant la méthode de havage. Le tube guide est descendu au fur et à mesure du creusement du trou, pour éviter toute déstabilisation des terrains.

En tête du tube guide est installée une plaque de base sur laquelle sera fixée la tête de suspension du premier cuvelage (cuvelage de surface).

Une cave étanche maçonnée de quelques mètres de profondeur et de 3 à 5 m d'extension est également réalisée autour de la tête de puits. Cette cave accueillera le BOP lors du forage.

L'appareil de forage est ensuite acheminé sur le site et monté, en vue de débiter le forage.

6.1.2 En mer

6.1.2.1 RECONNAISSANCE PRÉALABLE DU FOND DE LA MER

Avant l'amenée de l'unité de forage sur la zone, un relevé bathymétrique précis du fond marin doit être réalisé, ainsi qu'un relevé au sonar pour détecter l'éventuelle présence d'obstacles ou d'épaves.

Une reconnaissance des sédiments et des formations superficielles est également nécessaire, afin de :

- s'assurer, pour les supports fixes, que le fond marin est propice à la stabilité des pieds de la structure ;
- s'assurer, pour les supports mobiles ancrés, que le fond marin est propice à la bonne tenue des ancres ;
- s'assurer, pour tous les types de supports, que le fond marin ne présente pas de risque de glissement de terrain pouvant mettre en péril l'intégrité de la tête de puits et des cuvelages superficiels ;
- évaluer, pour tous les types de supports, le risque de présence de gaz à faible profondeur.

Cette reconnaissance est effectuée par des tirs sismiques, des prises d'échantillons, des sondages carottés ou encore des essais de pénétrométrie.

Par ailleurs, il convient de mener une campagne de mesure des paramètres météo-océanographiques de la zone d'opération (vents, courants, vagues) pendant une durée assez longue pour confirmer les statistiques d'observations disponibles ou acquérir ces paramètres.

Lorsque la zone a été reconnue comme propice au déroulement des travaux, l'unité de forage est acheminée et positionnée à la verticale du point de forage.

6.1.2.2 MISE EN PLACE DU TUBE GUIDE

Comme à terre, la première opération réalisée en sous-sol est la mise en place du tube guide.

En mer peu profonde, c'est-à-dire lorsque les opérations de forage sont menées à partir d'un support fixe, le tube guide (que l'on appelle dans ce cas tube conducteur) doit traverser la tranche d'eau. Il est en général mis en place par battage, c'est-à-dire enfoncé dans les sédiments jusqu'au refus.

En mer profonde, c'est-à-dire lorsque les opérations sont menées à partir d'un support flottant, un outil de forage de gros diamètre est d'abord descendu au bout d'un train de tiges. Un forage est réalisé (généralement en 36") jusqu'à la cote visée pour la pose du tube guide. Le forage est effectué à l'eau de mer et en circulation perdue, c'est-à-dire sans retour des déblais en surface sur l'appareil de forage.

Le tube guide (généralement de diamètre 30") est ensuite descendu dans le trou et cimenté jusqu'en surface. Le tube guide est équipé, en tête, d'une structure guide (*low-pressure housing*) sur laquelle viendra par la suite s'adapter la tête de suspension des cuvelages (*high-pressure casing head housing* ou plus simplement *casing head*).

Notons que ces opérations sont effectuées grâce à la présence au fond du ROV, qui permet d'éclairer la scène et d'intervenir, grâce à ses bras articulés, pour faciliter le guidage des éléments descendus.

6.2 FORAGE DES FORMATIONS PEU PROFONDES ET MISE EN PLACE DU CUVELAGE DE SURFACE

6.2.1 A terre

A terre, le forage des formations peu profondes est la première phase de forage proprement dite. Elle est réalisée avec une simple boue à l'eau, additionnée de bentonite, afin de ne pas polluer les nappes aquifères de surface.

Notons que lors de cette phase de forage, le puits ne dispose pas encore de BOP. Il est donc important de s'assurer, préalablement aux travaux, de l'absence de risques de gaz de surface (*shallow gas*). En cas d'incertitude, il est nécessaire d'installer un équipement de sécurité appelé *diverter*. C'est un obturateur annulaire dont la fonction n'est pas de fermer le puits mais de canaliser une éventuelle venue vers une torchère et ainsi de protéger l'unité de forage.

Une fois la cote prévue atteinte, la garniture de forage est retirée et le cuvelage de surface est descendu puis cimenté aux terrains. Une vérification est faite de la bonne qualité de la cimentation effectuée, notamment à travers le constat du bon retour du laitier de ciment en surface, la réalisation éventuelle d'une diagraphie de cimentation, l'analyse des paramètres de débit et pression en cours de cimentation, etc. (voir le § 7.3 pour plus de détails sur les méthodes d'évaluation de la cimentation).

Si des difficultés apparaissent (par suite de pertes par exemple), une cimentation complémentaire par l'annulaire ou *esquiche* (*squeeze*), est effectuée afin d'assurer une cimentation sur toute la hauteur du cuvelage. Le but recherché pour cette colonne est la stabilité et l'étanchéité à tous les niveaux.

Lorsque la cimentation est jugée satisfaisante, le cuvelage de surface est correctement positionné dans le tube guide.

6.2.1.1 EN MER PEU PROFONDE

En mer peu profonde, cette première phase de forage est réalisée à l'intérieur du tube conducteur, avec de l'eau de mer. La présence du tube conducteur permet un retour de circulation en surface et une récupération des déblais.

Comme pour la terre, un *diverter* peut être installé en tête de puits en cas d'identification d'un risque de venue de gaz pendant cette phase.

Le cuvelage de surface est ensuite descendu et cimenté selon une procédure comparable à celle utilisée à terre, en dehors du fait que le retour du ciment n'est pas effectué jusqu'en surface mais jusqu'au fond de la mer.

6.2.2 En mer profonde

En mer profonde, cette phase est généralement forée en diamètre 26", soit en circulation perdue (*riserless*), soit avec retour en surface après avoir connecté le tube prolongateur (*drilling riser*). Dans les deux cas, le fluide de forage utilisé doit être non toxique pour l'environnement.

La décision de connecter le tube prolongateur dès cette phase de forage peut être justifiée si, par exemple, un risque de gaz à faible profondeur est identifié. La connexion du tube prolongateur permet ainsi de canaliser le gaz, via le *diverter*, vers la torche.

Le cuvelage de surface est ensuite descendu, à l'aide d'un train de tiges de pose (*landing string*). Au sommet du cuvelage a été installée, avant sa descente, la tête de suspension de cuvelages (*casing head*) qui servira ultérieurement à la suspension de tous les cuvelages. Une fois positionné dans le puits, le cuvelage de surface est cimenté jusqu'au fond de la mer. Le ROV permet de vérifier la verticalité du cuvelage et le bon retour du ciment au fond de la mer. De plus, les paramètres de débit et pression en cours de cimentation sont analysés pour évaluer la qualité de la cimentation effectuée. En cas de problème, une esquisse de ciment peut-être réalisée.

6.3 MISE EN PLACE ET TESTS DU BOP

Le cuvelage de surface et sa cimentation permet au puits d'avoir la tenue mécanique nécessaire pour pouvoir accueillir à son sommet le BOP.

A terre (ou en mer peu profonde), la composition du BOP peut varier selon les phases de forage. Typiquement, les phases peu profondes peuvent être forées avec un BOP « basse pression » (typiquement 3000 psi de pression de service), celui-ci étant remplacé plus tard par un BOP « haute pression » (10000 psi par exemple).

Lorsque le BOP est en place, des tests de fonctionnement des obturateurs sont effectués, ainsi que des essais en pression pour vérifier l'intégrité et l'étanchéité globale du BOP, Si les résultats sont concluants, le forage peut se poursuivre.

En mer profonde, la longueur et la délicatesse des opérations de descente et de remontée du BOP conduisent à utiliser le même BOP pour toutes les phases d'opération.

Le BOP est descendu au fond de la mer, surmonté du LMRP et du tube prolongateur. Au cours de la descente, des tests en pression des lignes périphériques du tube prolongateur sont régulièrement effectués, afin de vérifier l'intégrité hydraulique des lignes de sécurité et de commande du BOP.

Une fois au fond de la mer, le BOP est connecté à la tête de suspension des cuvelages (*HP casing head*). C'est une opération délicate, qui s'effectue à vue, grâce aux caméras du ROV, et qui requiert de très bonnes conditions météorologiques.

Lorsque le BOP est en place, des tests de fonctionnement des obturateurs sont effectués, ainsi que des essais en pression pour vérifier l'intégrité et l'étanchéité globale du BOP, de la tête de suspension des cuvelages (*HP casing head*) et du cuvelage de surface (*casing integrity tests*). Si les résultats sont concluants, le forage peut se poursuivre.

6.4 LEAK-OFF TEST

Il est essentiel, avant de forer la première phase intermédiaire, et de manière plus générale, avant de forer chaque phase suivante, de connaître la pression de fracturation (p_{frac}) de la formation que l'on s'apprête à forer. Nous avons vu au § 5.2.1 que c'était une information déterminante pour le contrôle du puits.

La pression de fracturation indique au foreur la valeur de pression à ne pas dépasser en fond de puits afin d'éviter toute perte de circulation. Indirectement, elle indique aussi la pression de pore que les formations traversées ne devront pas dépasser afin de ne pas risquer, en cas de venue, de provoquer une éruption sous le sabot du dernier cuvelage posé.

Cette pression de fracturation est déterminée par un test appelé essai de pression dans le découvert ou plus couramment leak-off test (LOT).

Ce test est réalisé au début d'une phase de forage, dans un découvert foré sur quelques dizaines de mètres au dessous du sabot du dernier cuvelage posé. Il consiste à mettre le puits en pression, à débit très faible et constant, en mesurant la pression en tête de puits (Figure 30). Après une phase linéaire, pendant laquelle la pression augmente proportionnellement au volume pompé, la courbe volume-pression s'infléchit, indiquant la percolation du fluide dans la formation. C'est la pression limite ou pression de leak-off test que l'on cherche à déterminer.

Notons que le *leak-off test* est souvent remplacé, notamment lorsque la géologie est très bien connue, par un autre type de test appelé formation integrity test (FIT), qui consiste à vérifier la pression limite mais sans aller jusqu'à la fracturation.

Au-delà de leur objectif premier, qui est d'évaluer la pression limite des formations, ces tests (LOT et FIT) permettent également de vérifier l'intégrité de l'ensemble de la colonne : tête de puits, cuvelage, cimentation au sabot.

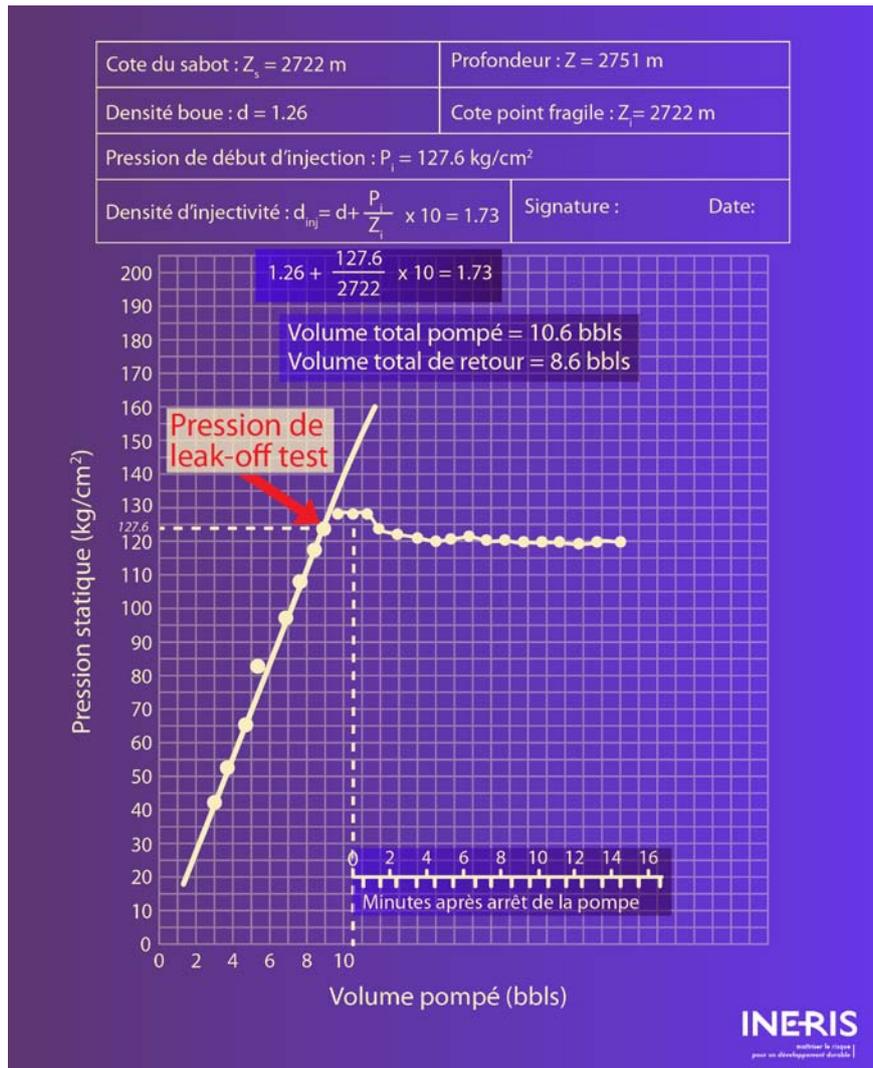


Figure 30 : Diagramme type d'enregistrement d'un leak-off test (d'après [19])

6.5 FORAGE DES FORMATIONS INTERMÉDIAIRES

Le forage des formations intermédiaires est opéré, à travers le BOP, selon la méthode classique. A chaque phase de forage, une nouvelle colonne (cuvelage ou *liner*) est descendue puis cimentée aux terrains.

A terre, chaque cuvelage a sa tête de suspension propre. La tête de puits est donc composée d'un empilement de têtes de suspension, fixées les unes sur les autres. A chaque mise en place d'une nouvelle tête, le BOP est déconnecté et soulevé de manière à intercaler la nouvelle *casing head*, puis reconnecté.

L'ancrage des cuvelages dans leur tête de suspension respective se fait par un système de coins d'ancrage (*casing hanger*). Une garniture d'étanchéité est mise en place autour du cuvelage, avant le serrage des vis, pour assurer l'étanchéité en tête de l'annulaire cuvelage-cuvelage.

En mer profonde, le principe est le même en dehors du fait que c'est la même tête de suspension (*HP casing head*) qui sert à l'ancrage de tous les cuvelages.

6.6 DIAGRAPHIES DIFFÉRÉES

A la fin de chaque phase de forage et avant la descente du cuvelage ou *liner* correspondant, des diagraphies du puits (*logging*) sont réalisées. Ces diagraphies sont dites différées par opposition aux diagraphies instantanées (*LWD*) réalisées en cours de forage.

Pour cela, une sonde de diagraphie, composée de plusieurs outils, est descendue au câble (*wireline*). Celui-ci assure à la fois l'alimentation électrique de la sonde et la remontée simultanée des informations.

Les principaux paramètres mesurés par diagraphie sont :

- la géométrie du trou : mesurée à l'aide d'un diamètreur (*caliper*), elle permet notamment de :
 - calculer la quantité de laitier à mettre en œuvre lors de la cimentation ;
 - renseigner sur les sections bien calibrées, où il faudra, par exemple, placer préférentiellement les centreurs.
- la température, dont la connaissance est indispensable pour calculer le temps de pompabilité du laitier de ciment dans les puits profonds ;
- la qualité de la cimentation de la colonne précédente, évaluée à l'aide d'outils soniques (CBL/VDL) ou ultrasoniques (voir § 7.3.2) ;
- l'azimut et l'inclinaison du trou, de façon à connaître la courbure du puits et repérer les niveaux où des changements brusques d'inclinaison ou d'azimut sont susceptibles de bloquer la descente du cuvelage ;
- la nature des formations traversées et des fluides qu'ils contiennent : les outils permettant de renseigner sur ces informations sont notamment :
 - le gamma-ray (GR) : c'est une mesure de la radioactivité naturelle, sensible essentiellement au contenu en argiles de la roche ;
 - le neutron-densité, qui informe surtout sur la porosité de la roche ;
 - les outils électriques (polarisation spontanée-résistivité), qui donnent des indications sur la saturation en eau ;
 - les outils soniques, qui renseignent sur les vitesses de propagation d'ondes, celles-ci pouvant être reliées, au premier ordre, à la porosité.

Des carottages en paroi du trou peuvent également être réalisés à différents endroits du puits.

6.7 FORAGE DE LA COUCHE RÉSERVOIR

Cette phase de forage est généralement considérée comme la première étape de la complétion du puits, c'est-à-dire de la préparation à sa mise en exploitation éventuelle.

Le forage s'effectue dans cette couche de la même manière que dans les couches précédentes, en dehors du fait que le foreur prendra toutes les précautions, notamment au niveau du fluide de forage utilisé, pour éviter la détérioration des couches productrices (colmatage, incompatibilité de la boue et des effluents). En effet, plus les couches productrices seront détériorées lors de cette phase, plus l'usage de moyens lourds sera nécessaire, avant la mise en production du puits, pour restaurer la perméabilité initiale de ces couches.

A la fin du forage, une colonne de production sera descendue (ou non) au droit de la couche réservoir, selon le type de complétion choisie (voir § 9.1).

6.8 LES TESTS DE FORMATION

Au cours d'un forage d'exploration, l'opérateur souhaitera, au-delà des indices apportés par les diagraphies, l'analyse des déblais, des fluides de forage ou les éventuelles carottes, pouvoir déterminer avec certitude la nature des fluides présents dans certaines formations et estimer leur débit et leur pression, en vue d'évaluer l'intérêt potentiel de ces couches pour une exploitation future.

Pour cela, il réalisera en général un ou plusieurs tests de formation, aussi appelés essais de production en cours de forage. On peut définir un test de formation comme une mise en production temporaire d'un puits, sans la mise en place d'un équipement de production définitive. Un test de formation peut être réalisé au droit d'un découvert ou d'une colonne cimentée perforée.

Le test de formation le plus communément utilisé est le *drill stem test* (DST). Le principe d'un DST est représenté sur le schéma de la Figure 31. Il consiste à descendre dans le puits, rempli du fluide de forage, une garniture de test composée principalement d'un train de tubing (le tubing est préféré aux tiges de forage), d'un packer, d'une vanne de test, d'une vanne de circulation inverse et d'enregistreurs de pression et de température.

Lorsque le packer est ancré, l'ouverture de la vanne permet de décompresser les fluides sous packer ainsi que ceux contenus dans la formation. Cette décompression se traduit par un débit de fluides à l'intérieur de la garniture. La fermeture de la vanne permet d'arrêter le débit et d'instaurer sous le packer une pression correspondant à la pression de formation. Un capteur de pression, situé sous le packer, permet d'enregistrer la courbe de recompression des fluides. Les relations entre débit et pression permettent d'estimer les caractéristiques pétrophysiques de la formation, notamment sa perméabilité et d'estimer l'endommagement des roches réservoirs (*skin*).

En surface, les effluents sont stockés dans des bacs, pour ce qui concerne les effluents liquides (eau ou huile), ou envoyés vers une torchère, pour ce qui concerne les effluents gazeux.

En général, un test de formation se limite à quelques heures et dure au plus quelques jours. A l'issue du test, la garniture est désancrée, ce qui réapplique instantanément au fond du trou la pression hydrostatique de la boue. On effectue alors une circulation inverse afin de vider tout l'effluent contenu dans les tiges puis on remonte la garniture.

Si, sur ce puits d'exploration, le test de formation s'est révélé positif, l'opérateur pourra éventuellement entreprendre sur les futurs puits de délinéation, un programme de carottage, afin de déterminer ou de vérifier le profil de porosité, de perméabilité et de saturation de la couche réservoir.

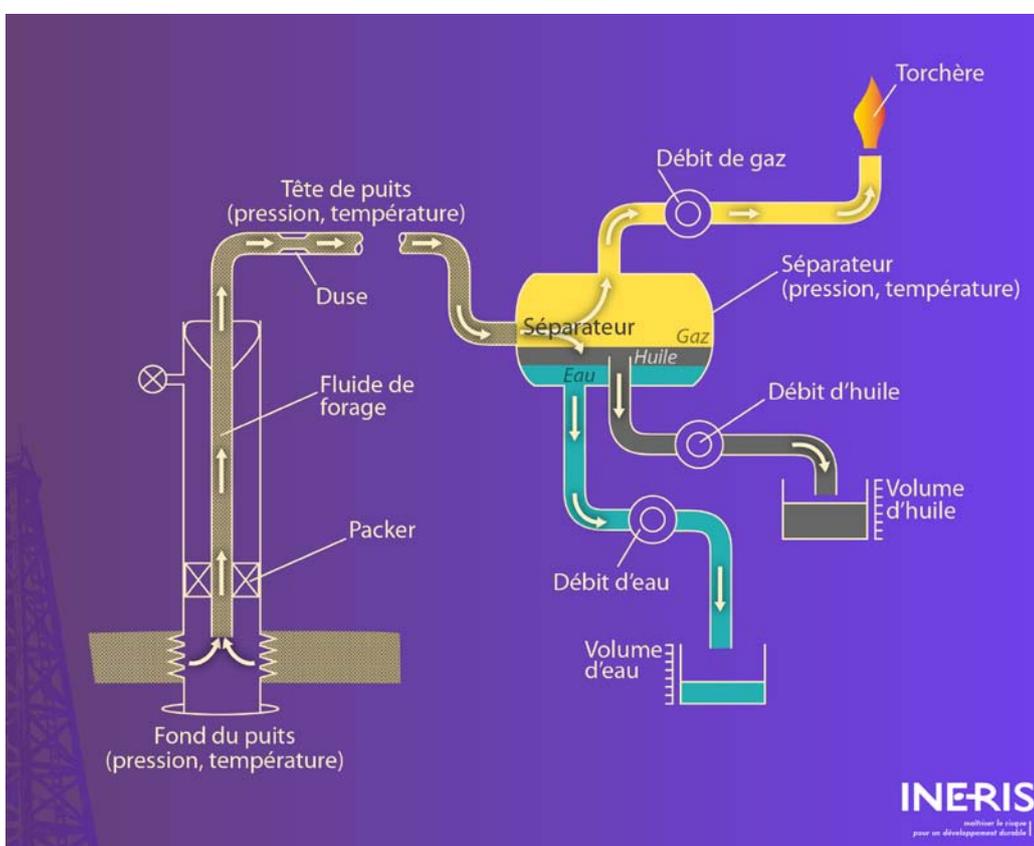


Figure 31 : Principe d'un test de formation (d'après [19])

6.9 LES ESSAIS DE PRODUCTION

Après qu'un puits d'exploration ait été foré et que les tests de formation aient été effectués, il y a plusieurs options possibles :

- 1) le puits est sec et dans ce cas, il est fermé définitivement ;

- 2) le puits est productif et dans ce cas :
- a) soit il est fermé provisoirement dans l'attente d'une prise de décision sur le développement du gisement ;
 - b) soit il est complété dans le but de réaliser un essai de production longue durée (avant sa mise en production).

On appelle essai de production ou essai de production longue durée, la mise en production d'un puits, dans des conditions représentatives de la phase d'exploitation, afin d'évaluer la viabilité économique d'un gisement.

Techniquement, un essai de production se déroule de la même manière qu'une mise en exploitation définitive, c'est-à-dire que le puits est complété et raccordé par une conduite à une unité de production, qui assurera le traitement, le stockage la distribution des effluents valorisables ainsi que la gestion des effluents non valorisables.

Un essai de production ne peut être mené que pendant une période limitée, qui doit être proposée par l'opérateur et laissée à l'appréciation de l'autorité compétente.

7. LA CIMENTATION

7.1 PRÉPARATION D'UNE OPÉRATION DE CIMENTATION

Pour cette section, nous nous placerons dans le cas d'une opération de cimentation d'un cuvelage dans le cas d'une tête de puits de forage aérienne.

Pour une tête de puits sous-marine (mer profonde) ou dans le cas de la cimentation d'un *liner*, la procédure et les équipements de cimentation utilisés sont un peu différents mais les principes restent les mêmes.

Une opération de cimentation commence par la descente, dans le trou préalablement foré, du cuvelage à cimenter.

Il est d'usage, avant la descente du cuvelage et après les diagraphies, de redescendre la garniture de forage afin de :

- contrôler la tenue des parois du trou : ce contrôle du trou est effectué en plaçant sur la garniture un outil aléueur, de façon à recalibrer, le cas échéant, les portions du trou instables ;
- circuler et éventuellement traiter la boue : le traitement peut consister à diminuer la viscosité de la boue afin de diminuer les surpressions sur le fond du puits pouvant être provoquées par la descente du cuvelage et la circulation dans un annulaire réduit.

Après la remontée de la garniture de forage, le cuvelage peut être descendu. Celui-ci est équipé d'un certain nombre d'accessoires, notamment :

- le sabot : vissé à l'extrémité du cuvelage et de forme arrondie pour faciliter le guidage de la colonne, cet équipement dispose d'une vanne anti-retour (*non-return valve*) qui permet d'empêcher le retour du laitier de ciment à la fin de sa mise en place et d'éviter toute remontée d'effluent par l'intérieur de la colonne ;
- un anneau de retenue (*landing collar ou float collar*), dont la fonction est de servir de siège aux bouchons de cimentation. L'anneau est toujours intercalé à deux ou trois tubes au dessus du sabot de façon à ce que le volume intérieur de la colonne compris entre le sabot et l'anneau serve de réserve au laitier de ciment polué par le dernier raclage du bouchon supérieur. Généralement, l'anneau de retenue est également équipé d'une vanne anti-retour.
- des centreurs (*centralizers*) ;
- des gratteurs (*scratchers*) : disposés le plus souvent autour du cuvelage de production, ils servent à la destruction du *cake* et favorisent l'adhérence du ciment à la formation ;
- le cas échéant, un anneau de cimentation étagée (*diverter valve, DV*). Cet équipement joue le rôle d'un by-pass entre l'intérieur du cuvelage et l'annulaire afin de pouvoir circuler et chasser du ciment dans cet annulaire à la cote choisie.

Au sommet du cuvelage est vissée une tête de cimentation. C'est par elle que le laitier de ciment sera pompé dans la colonne. Dans la tête de cimentation sont placés deux bouchons, dont le rôle sera de protéger le laitier de ciment de toute contamination lors de sa descente.

L'opération de descente du cuvelage est une opération délicate, compte-tenu :

- du faible jeu entre le cuvelage et le trou ;
- de la quasi-impossibilité de mettre la colonne en rotation, du fait du frottement des râcleurs et centreurs sur les parois du puits ;
- de la nécessité de contrôler la vitesse de descente pour éviter une surpression trop importante (par effet piston) sur le fond et les parois du trou.

Notons que les risques de coincement ou de collage de la colonne sont accrus dans le cas de forages déviés.

7.2 PROCÉDURE DE CIMENTATION

Une opération de cimentation se déroule schématiquement selon les étapes suivantes :

- préparation et mélange du laitier de ciment en surface dans une unité de cimentation. La composition du laitier est déterminée en fonction des tests de laboratoire préliminaires ;
- nettoyage du trou par circulation d'un fluide de forage reconditionné, afin d'évacuer les déblais résiduels (*cuttings*) et réduire si possible le *cake* sur les parois du trou. La circulation ne sera arrêtée que lorsque :
 - la boue ne remonte plus de déblais ;
 - le fond gazeux est faible et constant ;
 - il n'y a pas de perte ni de venue ;
 - tout le volume de boue en circulation est homogène ;
- introduction successive, via la tête de cimentation (Figure 32) :
 - d'un fluide de nettoyage (*spacer*) ;
 - du 1er bouchon dit bouchon de tête ou bouchon inférieur (*bottom plug*) ;
 - du volume de laitier de ciment prédéfini ;
 - du 2ème bouchon dit bouchon de queue ou bouchon supérieur (*top plug*) ;
- déplacement de cet ensemble à l'intérieur du cuvelage jusqu'à ce que le bouchon de tête vienne prendre appui sur l'anneau de cimentation ;
- application d'une surpression jusqu'au percement du bouchon de tête ;
- déplacement du *spacer* et du laitier de ciment au travers du sabot et remontée de ceux-ci dans l'annulaire jusqu'à ce que le bouchon de queue rencontre l'anneau de cimentation. Cet événement est signalé par l'enregistrement d'un à-coup de pression en tête de puits. Le maintien d'une surpression pendant quelques minutes permet de faire en même temps un test d'étanchéité de la colonne ;

- attente de la prise du ciment (*waiting on cement, WOC*) pendant un nombre d'heures prédéfini à partir des essais en laboratoire (12, 24, 36h, voire plus).

Dans le cas d'une cimentation étagée, on procède à l'ouverture de la DV et on réalise la cimentation sur le deuxième étage. En fin de circulation du ciment, l'envoi d'un bouchon de fermeture referme la DV.

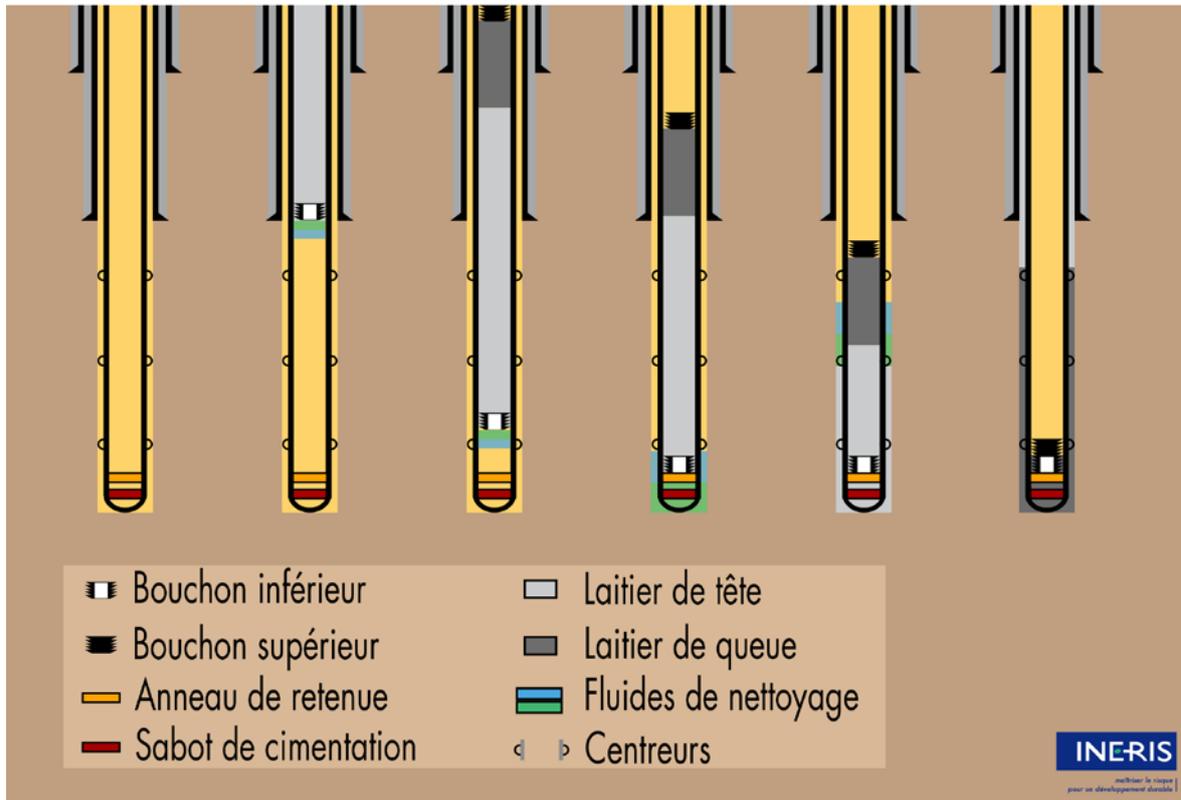


Figure 32 : Procédure de cimentation

7.3 EVALUATION D'UNE CIMENTATION

Il existe plusieurs méthodes, complémentaires les unes des autres, pour évaluer la qualité d'une cimentation.

7.3.1 Analyse des paramètres en cours de cimentation

Le premier indice sur la qualité d'une cimentation est fourni par l'analyse des paramètres enregistrés en cours de cimentation :

- la pression d'injection : celle-ci permet notamment de détecter le moment où les bouchons de tête et de queue arrivent en butée contre l'anneau de cimentation et de s'assurer que l'ensemble du laitier a été évacué dans l'annulaire ;

- la comparaison des débits entrant et sortant : ceux-ci permettent notamment de détecter d'éventuelles pertes de ciment dans les formations.

7.3.2 Diagraphies de cimentation

La méthode la plus communément utilisée pour évaluer la cimentation d'un puits consiste à réaliser une diagraphie à l'aide d'outils spécifiques permettant d'évaluer la hauteur et la qualité de la gaine de ciment derrière le cuvelage.

Les différents types d'outils utilisés sont :

- la thermométrie : l'hydratation du ciment étant une réaction exothermique, elle entraîne une augmentation de température en face des zones cimentées. Un profil de température le long du puits permet donc d'indiquer la hauteur effective de remontée du ciment derrière le cuvelage (*top of cement*) ;
- l'outil CBL/VDL (*Cement Bond log/Variable density log*) : c'est l'outil le plus couramment utilisé pour le contrôle de la qualité des cimentations. Il est constitué d'un émetteur et de deux récepteurs, situés à deux distances différentes de l'émetteur (3 ft et 5 ft). L'étude de l'amplitude maximum, du temps de parcours et de la forme d'une onde de pression transmise de l'émetteur au récepteur permet d'indiquer la présence (ou non) de ciment derrière le cuvelage et la qualité de l'adhérence entre le cuvelage et le ciment. Un exemple de *log* CBL/VDL est montré sur la Figure 33. Notons que la qualité des informations fournies par cet outil se dégrade au-delà d'un diamètre de cuvelage de 13"3/8 ;
- les outils ultrasoniques (*USIT, Isolation Scanner, etc*) : ces outils utilisent des fréquences beaucoup plus élevées que les outils soniques (de 200 à 700 kHz comparées à environ 20 KHz pour le CBL/VDL). Ils reposent sur le principe de résonance. Selon le contraste d'impédance entre le cuvelage et le matériau/fluide qui se situe derrière le cuvelage, l'onde émise par le transmetteur résonne longtemps au sein du cuvelage ou à l'inverse, s'atténue rapidement. Les outils ultrasoniques opèrent à 360° (contrairement à la plupart des outils soniques) et sont particulièrement efficaces pour détecter des chenaux de boue derrière le cuvelage. Ils sont adaptés à l'évaluation de ciments de faible densité (ciments légers, ciments mousse, etc.).

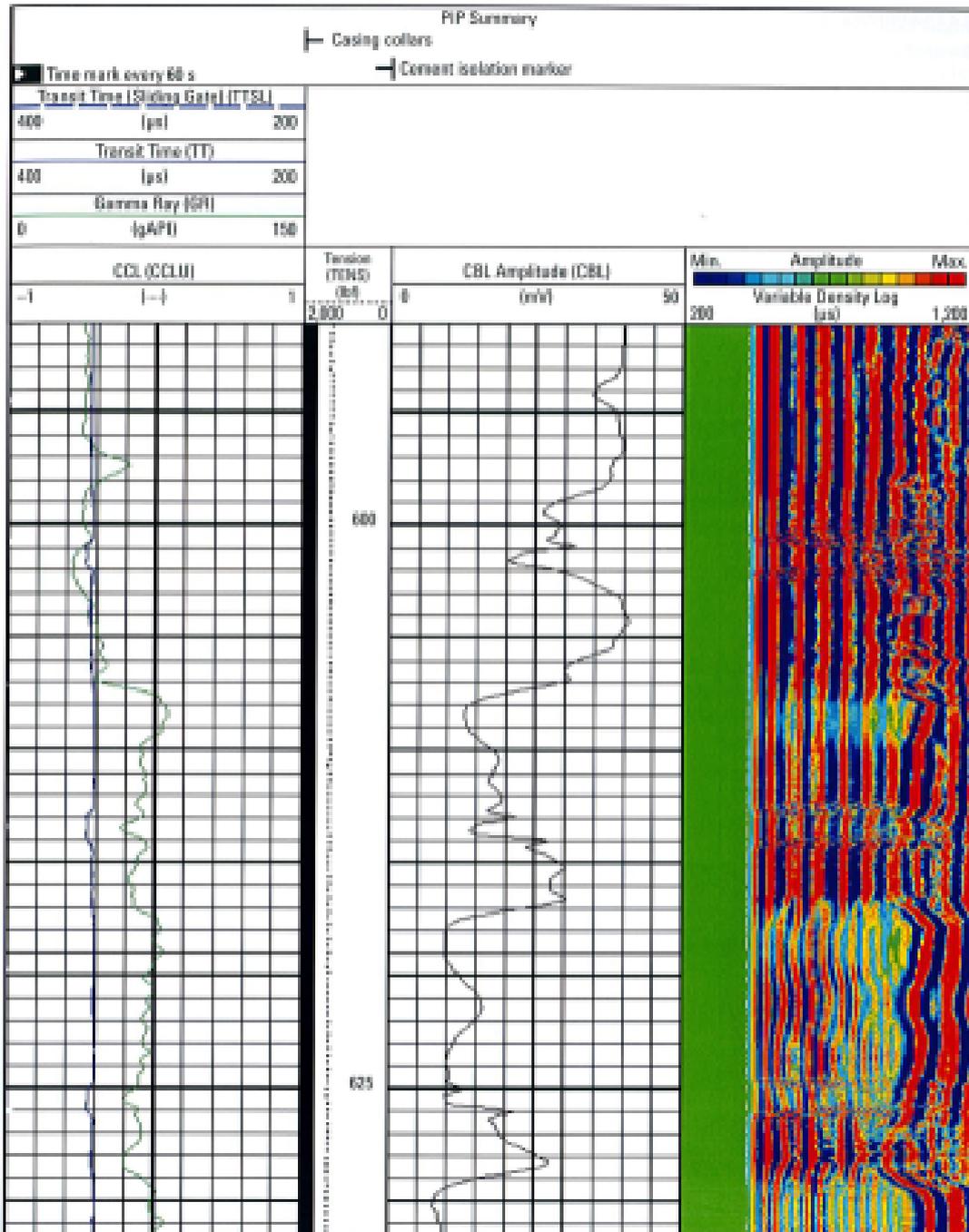


Figure 33 : Exemple de log CBL/VDL (source : Well Cementing, Schlumberger)
 TT (Travel Time) est le temps de déplacement du son entre l'émetteur et le récepteur. Il renseigne sur le centrage de l'outil ; GR (Gamma Ray) donne des informations sur la nature des formations traversées (contenu en argiles) ; CCL (Casing collar locator) indique la localisation des raccords entre cuvelages ; le CBL indique l'amplitude de l'onde reçue, présentée ici dans une échelle de 0 à 50. Les valeurs les plus faibles indiquent un ciment de meilleure qualité ; la dernière section indique la forme de l'onde VDL reçue. Le code de couleur est relié à l'amplitude de l'onde. La présence de ciment est indiquée par les couleurs jaune-vert.

7.3.3 Essai en pression au sabot

Une manière directe d'évaluer l'intégrité mécanique et l'étanchéité d'une cimentation est de forer le sabot du cuvelage sur quelques mètres et de mettre le puits en pression au droit de la zone cimentée. Cet essai est appelé essai en pression au sabot (*shoe bond test*).

En pratique, cet essai n'est pas réalisé de manière systématique dans la mesure où le *leak-off test* (LOT), qui est effectué après avoir foré quelques mètres supplémentaires dans la formation sous-jacente (voir § 6.4), permet à la fois de d'évaluer la pression de fracturation des formations sous-jacentes et de donner une limite inférieure de la résistance du ciment au sabot. Dans certains cas, le LOT sera donc considéré comme suffisant pour prolonger le forage dans les formations sous-jacentes sans risquer de fuite au sabot.

7.4 REMÉDIATION D'UNE CIMENTATION DÉFECTUEUSE

Une mauvaise cimentation initiale est extrêmement problématique car la réparation d'une gaine de ciment défectueuse entraîne souvent des travaux supplémentaires lourds dont les chances de succès ne sont pas garanties.

Plusieurs méthodes de remédiation existent :

- Esquiche de ciment (*squeeze*) : c'est une opération qui consiste à réaliser soit une cimentation complémentaire par l'annulaire, soit une perforation au niveau de la zone à réparer et à y injecter un laitier de ciment sous pression afin que celui-ci remplisse les zones non cimentées derrière le cuvelage. L'inconvénient de cette deuxième méthode est qu'elle implique la perforation du cuvelage. Son intérêt est donc à évaluer au regard du risque que représente le fait de créer un nouveau chemin de fuite à travers le cuvelage (le remède pouvant être pire que le mal) ;
- Rechemisage du cuvelage défectueux: dans le cas où l'esquiche n'est pas suffisante ou n'est pas appropriée au contexte du puits, il y a la possibilité de descendre un deuxième cuvelage cimenté en face de la zone défectueuse. Cette approche n'est mise en œuvre que dans des cas très exceptionnels car elle implique des travaux lourds et une réduction de diamètre, ce qui peut avoir des répercussions négatives sur l'architecture ultérieure du puits ;
- Déviations du puits (*side-track*) : dans le cas où une cimentation défectueuse pose des problèmes critiques de sécurité et n'est pas réparable par esquiche, il est possible, dans des cas très exceptionnels, de boucher le puits et de dévier celui-ci de sa trajectoire initiale. Pour cela, un bouchon de ciment est coulé en face de la cimentation défectueuse et le forage est repris au dessus du bouchon avec un outil d'amorce de déviation (sifflet déviateur ou raccord coudé et moteur de fond).

7.5 CIMENTATION EN MER PROFONDE

Dans le cas d'opérations de cimentation réalisées en mer profonde, il convient de noter les difficultés spécifiques suivantes en plus des points précisés plus haut :

- le laitier de ciment est soumis à de fortes variations de température lors de sa descente dans le puits : température très basse au fond de la mer (4°C) puis très élevée ensuite (entre 100 et 250°C) en fond de puits ;
- pour les cuvelages superficiels, le ciment doit pouvoir prendre à de faibles température et à des pressions relativement importantes ;
- la fenêtre de forage étant plus réduite en mer profonde (voir § 5.2.1), la gamme de densités admissibles pour le ciment est plus réduite ;
- la présence d'hydrates de gaz dans les couches superficielles étant plus probable en mer profonde qu'à terre, la gaine de ciment sera plus sujette à des risques d'entrée de gaz, susceptibles de créer des chenaux dans la gaine de ciment (*channelling*).

8. LE CONTRÔLE DES VENUES

8.1 DÉTECTION D'UNE VENUE OU D'UNE PERTE

La détection précoce des venues est un enjeu essentiel de la sécurité des forages, qu'ils soient à vocation pétrolière ou non. Plusieurs méthodes de détection, de précision et de précocité variées, sont généralement mises en œuvre en parallèle :

- la mesure directe du débit de boue en sortie du puits : c'est la méthode de détection la plus directe et la plus précoce d'une venue. Elle repose sur la comparaison du débit de boue en entrée (Q_{in}) et en sortie du puits (Q_{out}). Si $Q_{in} > Q_{out}$: indice de perte ; si $Q_{in} < Q_{out}$: indice de venue. Le débit entrant étant généralement fixe, une variation significative du débit en sortie du puits est un indicateur d'une venue ou d'une perte. Malheureusement, peu de débitmètres ont une précision suffisante pour rendre cette méthode efficace. La technologie la plus avancée est celle du débitmètre Coriolis, mais peu d'appareils de forage en disposent encore ;
- le niveau de boue dans les bacs : la boue circulant en circuit fermé, son volume global (dans le puits et dans les bacs) est théoriquement constant, à quelques corrections près que le foreur peut calculer. Une modification du volume de boue dans les bacs sera donc un signe de déséquilibre du puits. En particulier, une venue se manifestera par une augmentation du niveau des bacs. Cette méthode est la plus couramment utilisée mais présente une plus grande inertie que la précédente ;
- la densité de la boue en sortie du puits : une diminution de la densité de la boue peut être un indicateur d'une venue de gaz, d'huile ou d'eau dans le puits. Une diminution sensible sera généralement un indicateur de venue de gaz ;
- la teneur en gaz de la boue : il s'agit d'une mesure de la variation de la quantité d'hydrocarbures gazeux présents dans le mélange gaz-air (gaz total) en sortie du dégazeur. Une analyse par chromatographie permet de préciser la teneur des différents composants du gaz (C1 à C5). Il faut noter qu'une boue gazée n'est pas nécessairement un indice de venue. Le forage peut traverser une formation contenant du gaz, ce qui va provoquer une augmentation de la teneur en gaz de la boue, sans que le puits soit en déséquilibre de pression ;
- la détection de gaz en surface : c'est le stade ultime de la détection d'une venue. Pour cela, un certain nombre de capteurs de détection de gaz (hydrocarbures gazeux, CO_2 , H_2S) sont disposés à différents endroits de la plate-forme, en particulier au niveau de la sortie du puits (goulotte), sur le plancher de forage, dans la cave (pour les forages à terre), au niveau des bacs à boue, etc ;

- la vitesse d'avancement (*ROP*) : il est généralement noté que la vitesse de pénétration de l'outil augmente lorsque celui-ci rencontre une zone à pression anormale (du fait que la formation y est moins compactée). Le suivi de la vitesse d'avancement, corrélé à d'autres indicateurs, peut donc aider à la détection d'une venue.

Il est à noter que dans le cas d'un support flottant, certaines de ces mesures peuvent être affectées par les mouvements liés à la houle.

8.2 LE BLOC D'OBTURATION DU PUIITS

8.2.1 Fonction et composition d'un BOP

Un BOP est utilisé à de nombreuses étapes de la vie d'un puits : lors du forage, de la complétion, des interventions sur puits ou encore lors des procédures d'abandon d'un puits. Il comporte plusieurs fonctions, à la fois opérationnelles et de sécurité. En ce qui concerne la sécurité, sa fonction principale est :

- d'assurer la fermeture du puits en cas de venue ;
- de permettre la circulation de façon à reconditionner la boue et évacuer le fluide ayant pénétré dans le puits (c'est la procédure de contrôle de venues).

Un BOP contient plusieurs types d'obturateurs. On distingue :

- les obturateurs annulaires (*annular preventers*) : ils peuvent se fermer sur n'importe quel équipement et même sur le trou vide (non recommandé). Ils permettent la manœuvre du train de tiges, le puits étant fermé et sous pression (*stripping*) ;
- les mâchoires à fermeture sur tiges (*pipe rams*) : ils ne se ferment que sur des tubulaires d'un diamètre défini ;
- les mâchoires à diamètre variable (*variable-bore rams*) : elles se ferment sur des tubulaires de diamètres variables ;
- les mâchoires à fermeture totale (*blind rams*) : elles permettent d'obturer totalement le puits en l'absence de tout élément dans le puits ;
- les mâchoires à fermeture cisailante (*blind shear rams*) : elles permettent de cisailer des éléments tubulaires (typiquement des tiges de forage mais non des cuvelages³⁰) et d'obturer totalement le puits.

Un obturateur est défini, entre autre, par :

³⁰ Certaines mâchoires dites « super-shear » permettent également le cisaillement des cuvelages.

- sa dimension nominale : il s'agit du diamètre de passage dans l'obturateur. Les principaux diamètres sont : 7 1/16", 11", 13 5/8", 16 3/4", 18 3/4", 20 3/4", 21 1/4", 29", 30" ;
- sa série : il s'agit de la pression de service ou autrement dit, la pression maximale de travail de l'obturateur. Les séries les plus courantes sont : 1000, 2000, 3000, 5000, 10 000, 15 000, 20 000 PSI.

Un BOP comprend aussi deux groupes de conduites annexes, qui partent latéralement du BOP, les *choke line* et les *kill line*. Celles-ci permettent la circulation des fluides dans le puits lorsque le BOP est fermé.

La photo de la Figure 34 illustre la taille d'un BOP en mer.

Le fonctionnement et la pression de service des obturateurs sont régulièrement testés. D'autre part, des essais en pression du BOP sont réalisés :

- à chaque montage ;
- à chaque opération de maintenance ;
- périodiquement, selon les recommandations de la profession et la réglementation en vigueur.



Figure 34 : Exemple de BOP en mer

8.2.2 Commande des BOP

Tous les BOP sont à commande hydraulique et fonctionnent suivant le principe de vérins hydrauliques double effet, c'est-à-dire ayant deux directions de travail. Le principe est d'avoir une réserve de fluide sous pression (accumulateurs), disponible à chaque instant pour assurer la fermeture ou l'ouverture des obturateurs.

Le volume des accumulateurs est dimensionné pour pouvoir réaliser un certain nombre de fonctions d'urgence, définies par l'opérateur. Un ensemble de pompes hydrauliques (centrale hydraulique) se mettent en marche et s'arrêtent automatiquement, de manière à maintenir une pression constante (en général 1500 psi) aux accumulateurs.

L'obturateur annulaire bénéficie quant à lui d'un circuit spécialisé, où un régulateur permet le réglage de la pression en fonction des besoins (*stripping* notamment).

L'actionnement des obturateurs doit pouvoir être opéré :

- directement à partir de l'unité hydraulique principale par l'ouverture/fermeture d'une vanne ;
- depuis la cabine du chef de poste, au moyen d'une ligne de commande hydraulique, pneumatique ou électrique ;
- depuis au moins un poste auxiliaire, au moyen d'une ligne de commande hydraulique, pneumatique ou électrique. Ce poste auxiliaire doit être situé dans un lieu protégé et d'accès facile en toutes circonstances.

En mer profonde, deux circuits indépendants relient la centrale hydraulique et le BOP. Le circuit en utilisation doit pouvoir être sélectionné de n'importe quel poste de commande, que ce soit depuis la cabine du chef de poste ou depuis le poste auxiliaire.

En cas de défaillance simultanée des deux circuits hydrauliques ci-dessus (par exemple en cas d'arrachement du tube prolongateur suite à une dérive du support ou en cas de perte d'intégrité du support liée à une éruption), l'actionnement des obturateurs doit pouvoir être assurée par :

- un système homme-mort (*deadman*) : il s'agit d'un système à sécurité positive qui opère automatiquement la fermeture du BOP en cas de perte d'énergie et de ligne de commande entre la surface et le fond. Ce système est alimenté par une batterie, dont le contractant de forage doit s'assurer en permanence du bon fonctionnement ;
- un système acoustique, actionnable depuis au moins deux postes. Notons que cette mesure n'est pas exigée dans tous les pays. Elle est obligatoire en France (art 17 de l'arrêté « venues » du 22 mars 2000).

8.3 PROCÉDURE DE CONTRÔLE D'UNE VENUE

Compte-tenu de son importance pour la sécurité des puits, le contrôle des venues fait l'objet de procédures standardisées à l'échelle internationale (cf. standard API RP 59).

Par ailleurs, tout foreur doit posséder une habilitation au contrôle des venues, délivrée à la suite d'une formation standardisée (formations *IWCF*³¹ ou *Well cap*³²). Cette habilitation doit être renouvelée tous les 5 ans.

Il existe principalement deux procédures types de contrôle des venues, la méthode du foreur (*driller's method*) et la méthode « wait and weight ». Il n'est pas dans la vocation du présent rapport de faire une description détaillée de ces méthodes. Nous n'en découvrons ci-dessous que le principe général, commun à ces deux méthodes.

Lorsqu'une venue est détectée, le puits est d'abord fermé (à l'aide du BOP) et la circulation arrêtée, trépan au fond, de manière à observer le puits. La lecture de la pression en tête des tiges de forage permet de déterminer la pression p_{pore} régnant dans la formation. Pour rétablir l'équilibre du puits, le foreur va devoir instaurer une pression au fond supérieure à cette pression p_{pore} .

Pour cela, il va faire circuler dans le puits une boue « lourde », c'est-à-dire de densité requise pour contrer la pression p_{pore} . Cette boue lourde est pompée soit par l'intérieur des tiges de forage (si celles-ci et ne sont pas obstruées), soit par l'intermédiaire de la *kill line*. La boue lourde va ainsi remplacer progressivement la boue trop légère, qui sera évacuée par la *choke line*.

Tout au long de ce processus, la pression en tête de la *choke line* sera régulée, par l'intermédiaire des duses situées sur le manifold de duses, de façon à ce que la pression exercée au fond du puits soit maintenue constamment au dessus de la pression de formation.

A partir du manifold de duses, l'effluent sera dirigé, selon sa nature, vers les bassins, les tamis vibrants, le dégazeur ou la torche.

En cas de venue par l'intérieur de la garniture de forage, un BOP interne (*gray valve*) pourra être placé au sommet du train de tiges. Ce dispositif doit être disponible en permanence sur le plancher de forage.

³¹ *International Well control Forum*

³² délivrée par l'IADC (*International Association of Drilling Contractors*)

9. LA COMPLÉTION D'UN PUIT

9.1 DÉFINITION ET ASPECTS GÉNÉRAUX

On appelle complétion l'ensemble des opérations effectuées dans un puits avant sa mise en exploitation. Bien qu'elles soient rattachées au domaine de la production, ces opérations sont généralement réalisées par les foreurs.

La complétion comprend notamment :

- le forage et le revêtement de la couche réservoir ;
- la mise en place des équipements de production (ou d'injection) ;
- les opérations de traitement éventuelles de la couche réservoir.

Une des premières questions qui se posent lors de la complétion d'un puits est de savoir si la colonne de production doit recouvrir ou non la couche réservoir. Les critères qui déterminent ce choix sont notamment :

- les caractéristiques mécaniques de la couche réservoir : un réservoir constitué de roches mal ou non consolidées nécessitera d'être recouvert ;
- la complexité du réservoir : si le réservoir comprend plusieurs niveaux ou plusieurs types de fluides (gaz, huile, eau) qui nécessitent d'être isolés, il sera indispensable de revêtir le puits d'un cuvelage cimenté et de pouvoir ainsi produire ces différents niveaux sélectivement.

Une deuxième question concerne la mise en place (ou non) d'un tube de production (*tubing*). En Europe, la grande majorité des puits d'hydrocarbures sont exploités avec un tube de production. Cette solution présente de nombreux avantages en termes de sécurité du puits et d'entretien des puits :

- elle permet aux effluents de ne pas être en contact avec le cuvelage, protégeant ainsi ce dernier de l'érosion et de la corrosion ;
- elle offre une deuxième barrière de sécurité, en plus du cuvelage cimenté, contre d'éventuelles fuites vers les terrains ;
- en cas de défaut d'étanchéité, il est très facile de réparer ou de remplacer un tube de production alors qu'il est très difficile de remédier à un tel défaut dans le cas d'un cuvelage.

Toutefois, il est important de noter que beaucoup de puits dans le monde ne possèdent pas de *tubing* (Chine, Moyen-Orient) ou sont équipés d'un *tubing* mais ne disposent pas de *packer* à leur base (Amérique du nord).

Un puits peut être équipé de plusieurs *tubings*, ancrés dans des niveaux réservoirs différents, de manière à pouvoir produire ceux-ci de manière sélective mais simultanément. On parle alors de complétion multiple, qui peut aller jusqu'à trois *tubings*.

9.2 LES ÉQUIPEMENTS DE COMPLÉTION

Les principaux équipements installés dans le puits en vue de sa mise en production (injection) sont les suivants :

- le tube de production (tubing) et ses accessoires de fond : obturateur annulaire (*packer*), vanne de circulation (*sliding side door, SSD*), etc. ;
- une vanne de sécurité de subsurface (*sub-surface safety valve* ou SSSV³³) : il s'agit d'une vanne située en sous-sol (entre 15 et 30 mètres de profondeur), qui a pour rôle : 1) d'obturer le puits en cas de fuite en surface ; 2) de mettre le puits en sécurité en cas d'opérations de maintenance sur la tête de puits. Cette vanne est à sécurité positive (*fail safe*), c'est-à-dire qu'elle se met automatiquement en position de sécurité en cas de dégâts sur la tête de puits de production. Cette vanne est obligatoire pour les puits éruptifs.
- une tête de suspension du tubing (*tubing head spool, THS*) : sa fonction est similaire à celle d'une tête de suspension de cuvelage. Elle permet de suspendre le tubing dans le puits à l'aide d'une olive de suspension (*tubing hanger*) et d'assurer l'étanchéité en tête de l'annulaire *casing-tubing* ;
- une tête de puits de production ou arbre de Noël (*christmas tree*) : sa fonction est d'assurer la sécurité du puits, d'en contrôler le débit et de permettre les interventions sur le puits. Il existe différentes conceptions d'arbres de Noël, plus ou moins compactes, aériennes ou sous-marines. Une tête de puits de production pour un puits éruptif à terre est schématisée sur la Figure 36. Elle comporte :
 - deux vannes maîtresses dans le prolongement du tubing. L'une de ces vannes est généralement contrôlable à distance ;
 - une croix de circulation, qui canalise latéralement l'effluent vers une conduite (flow line), en passant par une vanne latérale (wing valve) et une duse ;
 - une vanne de sas ou vanne de curage (*swab valve*) qui permet, lors des interventions sur puits, l'accès à l'intérieur du tube de production après mise en place d'un BOP et d'un sas .

Dans le cas d'un puits non éruptif, la complétion comprendra également un dispositif d'activation. On en distingue trois grands types :

- les pompes à tige (*sucker-rod pump*) : c'est le dispositif le plus courant, qui repose sur le principe d'aspiration des effluents par le mouvement d'une tige. Ce dispositif se repère facilement en surface par une « tête de cheval » ;

³³ Dans le cas où la vanne peut être contrôlée depuis la surface, on parle de *surface-controlled subsurface safety valve* (SCSSSV)

- les systèmes de gas-lift, qui consistent à injecter du gaz à différentes profondeurs dans le tube de production afin de réduire la densité de l'effluent et faciliter sa remontée. Ce système nécessite une unité de compression de gaz en surface. C'est le système d'activation généralement retenu pour les puits en mer ;
- les pompes centrifuges immergées ou PCI (*electric submersible pump, ESP* ou *sub pump*) : c'est une pompe électrique descendue au fond du puits et dont l'énergie est apportée par un câble électrique cheminant le long du *tubing*. C'est un système qui permet de produire de gros volumes. Il est particulièrement adapté aux puits déviés.

Le fluide placé entre le tube de production et le cuvelage, appelé fluide annulaire, sera généralement une saumure, complétée avec des inhibiteurs de corrosion et des bactéricides.

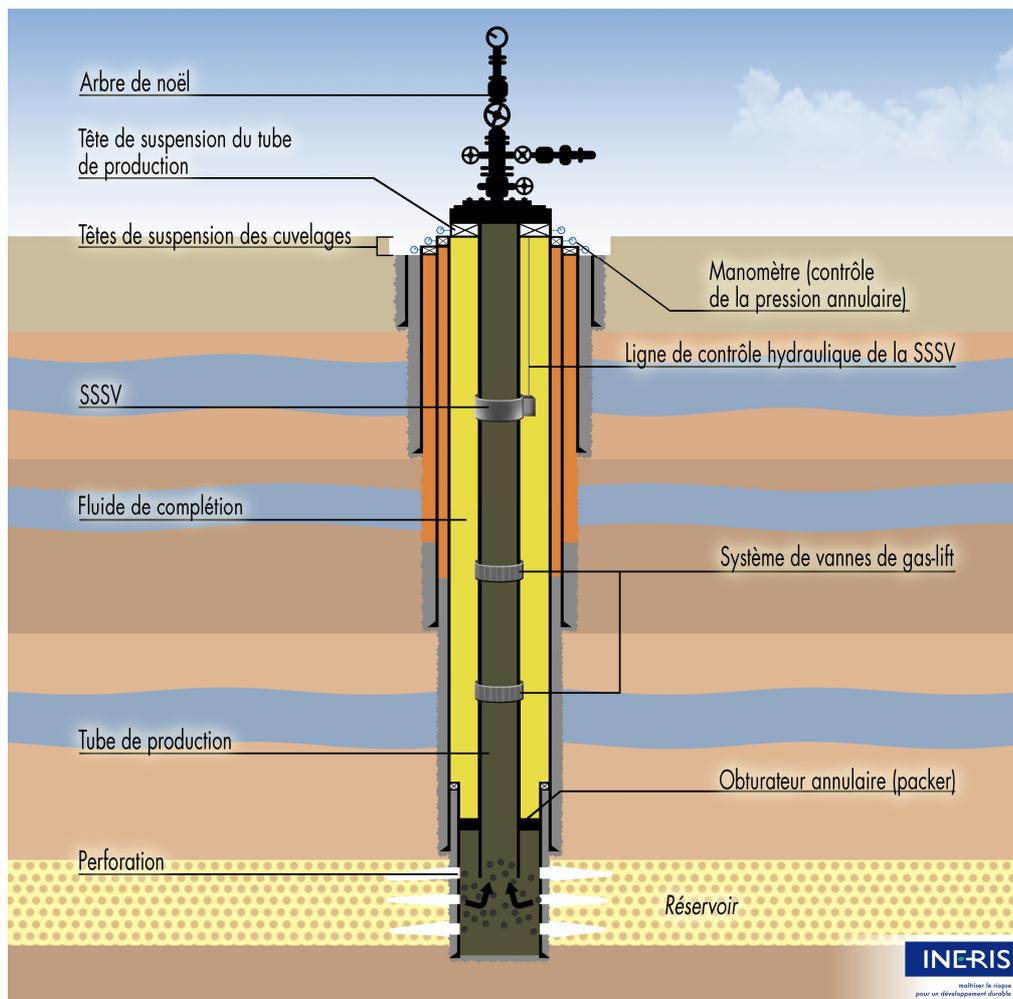


Figure 35 : Schéma type d'un puits après sa complétion

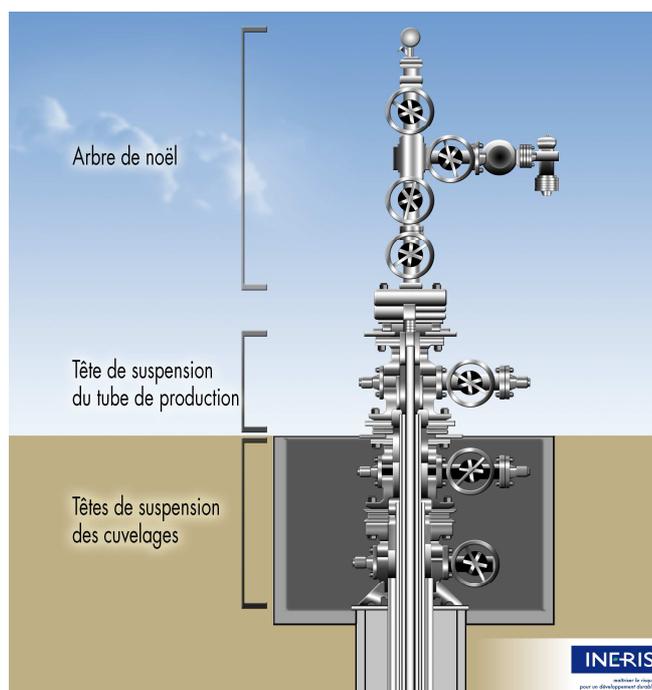


Figure 36 : Schéma type d'une tête de puits de production pour un puits éruptif à terre

9.3 MISE EN PLACE D'UNE COMPLÉTION

La mise en place d'une complétion est une opération délicate, qui implique la dépose du BOP et son remplacement par l'arbre de Noël. Les principales étapes de mise en place sont les suivantes :

- descente du tube de production équipé de ses accessoires (y compris la vanne de sécurité de subsurface) ;
- ancrage du packer ;
- suspension du tube de production dans sa tête de suspension et tests d'étanchéité ;
- remplacement du BOP par l'arbre de Noël ;
- ouverture de la SSD pour remplacer le fluide de complétion par :
 - le fluide annulaire côté annulaire ;
 - un fluide dit « de dégorgeant »³⁴ côté tube de production ;

Le puits est ensuite prêt à être mis en production.

9.4 LES PERFORATIONS

Dans le cas où la couche réservoir est recouverte d'une colonne cimentée, la mise en production du puits ou la réalisation de traitements (voir § 9.5) nécessitent d'établir une communication entre la couche et le puits.

Pour ce faire, un outil spécifique, appelé « canon », est descendu au câble-wireline au droit de la couche réservoir. Cet outil contient des charges explosives qui sont déclenchées électriquement depuis la surface. Les charges perforent le couvage, la cimentation et la formation sur quelques dizaines de centimètres autour du puits, établissant ainsi la liaison hydraulique entre le puits et la couche.

9.5 LE TRAITEMENT DU PUIT

Malgré toutes les précautions prises au cours du forage, il est inévitable qu'il y ait un filtrat de boue qui envahisse la couche réservoir autour du puits, sur une distance qui peut aller de quelques centimètres à plusieurs mètres. Ce filtrat contient de fines particules qui peuvent colmater les pores de la roche et nuire à la production (ou à l'injection).

³⁴ Il s'agit d'un fluide de densité inférieure à la densité équivalente des fluides de formation, de sorte qu'il ne s'opposera pas à la remontée des effluents dans le puits.

C'est pourquoi il est peut s'avérer nécessaire, avant de tester ou de mettre en production un puits, d'effectuer un traitement du puits (ou amélioration de la liaison couche-trou), ayant pour but de rétablir la perméabilité naturelle de la formation autour du puits, voire de l'améliorer.

Il existe deux grands types de traitement, l'un chimique (l'acidification), l'autre mécanique (la fracturation hydraulique).

9.5.1 L'acidification

Cette méthode consiste à injecter dans la formation un acide dilué dans de l'eau, de façon à « laver » la zone périphérique du puits, c'est-à-dire éliminer ou déloger les solides colmatants indésirables présents dans les pores de la roche.

Plusieurs types d'acides sont utilisés, selon la nature de la roche réservoir : acide chlorhydrique pour une roche calcaire, acide fluorhydrique pour un grès. En général, la majeure partie de l'acide injecté réagit avec la formation et ne retourne pas dans le puits.

Notons que cette méthode est utilisée couramment, non seulement dans le domaine des forages pétroliers mais aussi, pour le traitement des puits d'eau ou des puits de géothermie.

Le propre de l'acidification est que la pression d'injection est suffisante pour permettre la pénétration de l'eau dans la roche et le cas échéant, la réouverture de fractures naturelles existantes, sans toutefois dépasser la pression de fracturation de la formation.

9.5.2 La fracturation hydraulique

Cette méthode est similaire à la méthode précédente, en dehors du fait que la pression d'injection est portée au-delà de la pression de fracturation de la roche réservoir. Des fractures nouvelles sont ainsi créées dans la formation.

Un proppant (généralement du sable de granulométrie sélectionnée ou des billes) est utilisé pour maintenir ouvertes les fissures artificiellement créées.

Notons que la fracturation hydraulique, en tant que méthode de traitement des puits, a pour fonction de rétablir, dans un périmètre localisé autour du puits, la connexion hydraulique entre le puits et une formation réservoir naturellement perméable. Cette méthode est utilisée depuis les années 1940 dans l'industrie pétrolière.

Cet usage « historique » de la fracturation hydraulique doit être distingué de son usage nouveau (opérations de fracturations successives dans un drain horizontal de plusieurs centaines de mètres), qui s'est développé depuis le début des années 2000, essentiellement aux Etats-Unis, dans le cadre de l'exploitation des hydrocarbures de roches mères (gaz et huile de schistes par exemple).

Dans ce dernier cas, la fracturation hydraulique est utilisée de manière beaucoup plus intensive (la réglementation européenne évoque une fracturation à « grand volume »), pour fissurer des roches très peu perméables, c'est-à-dire qui ne possèdent pas naturellement la perméabilité suffisante pour permettre un écoulement des hydrocarbures vers le puits par simple pompage ou par balayage de la couche géologique.

En France, depuis la loi 2011-835 du 13 juillet 2011, la mise en œuvre de la fracturation hydraulique est interdite pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, quel que soit son usage.

10. LA PHASE D'EXPLOITATION

10.1 LES PRINCIPES DE RÉCUPÉRATION DES HYDROCARBURES

Au cours de la vie d'un gisement, la pression du réservoir diminue et la nature des effluents des puits change.

Au début, la proportion de gaz dans l'huile (*gas to oil ratio* ou *GOR*) est généralement importante, surtout si le gisement est pourvu d'un niveau à gaz (*gas cap*). Même en l'absence de niveau à gaz, une certaine proportion de gaz, que l'on appelle gaz associé, est toujours produite avec l'huile. Il s'agit de gaz qui était présent sous forme dissoute dans l'huile dans les conditions du réservoir et qui dégaze lors de sa remontée dans le puits. De l'eau est également produite, dès le début de la phase d'exploitation, même en faible proportion.

Au cours de la vie du réservoir, les proportions vont s'inverser : il y aura d'abord de moins en moins de gaz produit, puis de moins en moins d'huile et progressivement, la proportion d'eau va devenir prédominante.

De même, la pression va évoluer au cours de la vie du réservoir. Si les puits peuvent être parfois éruptifs au début de l'exploitation, la pression du gisement va inexorablement diminuer et il faudra activer les puits pour pouvoir continuer de produire³⁵. Nous avons vu qu'il existait différents principes d'activation : pompes à tiges, gas-lift, pompes électriques immergées, etc.

Pour maintenir la pression du réservoir à un niveau acceptable vis-à-vis de la production, de l'eau ou du gaz (gaz naturel, CO₂, azote) pourront être injectés par l'intermédiaire de puits d'injection. C'est ce que l'on appelle le domaine de la récupération secondaire. L'injection d'eau (ou de gaz) a l'intérêt non seulement de soutenir la pression du réservoir mais également de chasser les hydrocarbures vers les puits producteurs.

Le cas échéant, la récupération d'hydrocarbures pourra être encore améliorée en ajoutant à l'eau des polymères ou des surfactants, ces derniers ayant pour effet de diminuer la mouillabilité des hydrocarbures vis-à-vis de la roche réservoir. Ces techniques font partie de ce que l'on appelle la récupération tertiaire ou récupération assistée des hydrocarbures (*enhanced oil recovery* ou *EOR*).

Le taux de récupération ultime d'un gisement, c'est-à-dire la quantité d'hydrocarbures récupérée par rapport à celle initialement présente dans le réservoir est d'environ 80% pour un gisement de gaz. Par contre, elle est plus modeste pour un gisement de pétrole, du fait de la plus faible mobilité du pétrole entre les pores de la roche. Ce taux n'est en moyenne que de 35% [7].

³⁵ Aux Etats-Unis, seuls 4% des puits de production de pétrole sont éruptifs [7].

10.2 LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

10.2.1 A terre

A terre, les installations de production varient selon le type de gisement.

Dans le cas d'un gisement de gaz, le gaz sortant du puits est généralement acheminé, par une conduite (*flowline*), vers une unité de traitement de façon à extraire du gaz l'eau et les gaz corrosifs qu'il contient (H_2S , CO_2). Des unités de compression sont également nécessaires pour ajuster la pression du gaz à celle du réseau de transport. En sortie du puits, du glycol ou du méthanol peuvent être ajoutés au gaz pour éviter la formation d'hydrates dans les conduites.

Dans le cas d'un gisement de pétrole, l'effluent sortant du puits est acheminé, par une conduite, vers un séparateur qui va séparer l'eau, le pétrole et le gaz associé. L'eau sera éventuellement réinjectée dans le sous-sol (par un puits injecteur), le gaz associé sera généralement traité ou réinjecté dans le sous-sol et le pétrole sera stocké (en attente de sa livraison vers une raffinerie) ou envoyé dans un réseau de transport (oléoduc).

Quel que soit le type de gisement, les installations nécessaires à la production (traitement, compression, stockage) sont autant que possible centralisées sur un même site. Sur une plate-forme de puits, on ne trouvera donc le plus souvent que la tête de puits elle-même et les équipements nécessaires à l'activation du puits (tête de cheval pour une pompe à tige, générateur pour une pompe électrique).

10.2.2 En mer

En mer, une unité de production comprend essentiellement les mêmes installations qu'à terre (déshydratation, séparation, compression, stockage), en dehors du fait que ces installations sont situées sur un support.

Comme pour le forage, il existe pour la production des supports fixes et des supports flottants, en fonction de la profondeur d'eau (voir Figure 37) :

- plates-formes fixes (*wellhead platforms*) ;
- plates-formes auto-élevatrices ;
- plates-formes semi-submersibles ancrées ;
- plates-formes à tubes tendus (*tension-leg platforms, TLP*) ;
- plates-formes flottantes ancrées de type *SPAR* ;
- unités flottantes de production, de stockage et de transbordement (*floating production storage and offloading unit, FPSO*), etc.

Une unité de production doit aussi comporter un ensemble d'installations et de services qui ne seraient pas présents dans une unité de production à terre : hélipont, plongeurs, mesures météo, hébergement, restauration, bateaux de support logistique, etc.

En mer peu profonde, il est fréquent que les têtes de puits soient rassemblées sur une plate-forme spécifique, séparée de celle où se situent les installations de traitement et de stockage. Autant que possible, les zones de vie seront situées à l'écart des deux zones précédentes, éventuellement sur une troisième plate-forme, les différentes plates-formes étant reliées par des passerelles.

Dans le cas où les têtes de puits sont sous-marines (mer profonde), celles-ci sont reliées au support de production par un ensemble de canalisations (pipelines), de manifolds et de colonnes montantes (*riser* de production), qui permettent d'acheminer les effluents vers le support.

Les développements de champs les plus récents comportent de plus en plus d'installations de traitement sous-marines. Celles-ci comportent de nombreux avantages, notamment celui de pouvoir réinjecter directement l'eau de production et les éventuels gaz acides dans les puits injecteurs et de ne remonter vers le support que les effluents valorisables (pétrole, gaz). Ces installations nécessitent, pour leur pilotage et leur maintenance, des dispositifs de commande à distance sophistiqués.

Le transport des hydrocarbures vers la côte s'opère soit par *pipelines* (oléoducs, gazoducs), soit par des tankers. Dans ce deuxième cas, le pétrole est chargé sur le tanker au niveau d'une bouée de chargement, située à une distance requise de la plate-forme afin d'éviter tout risque de collision.

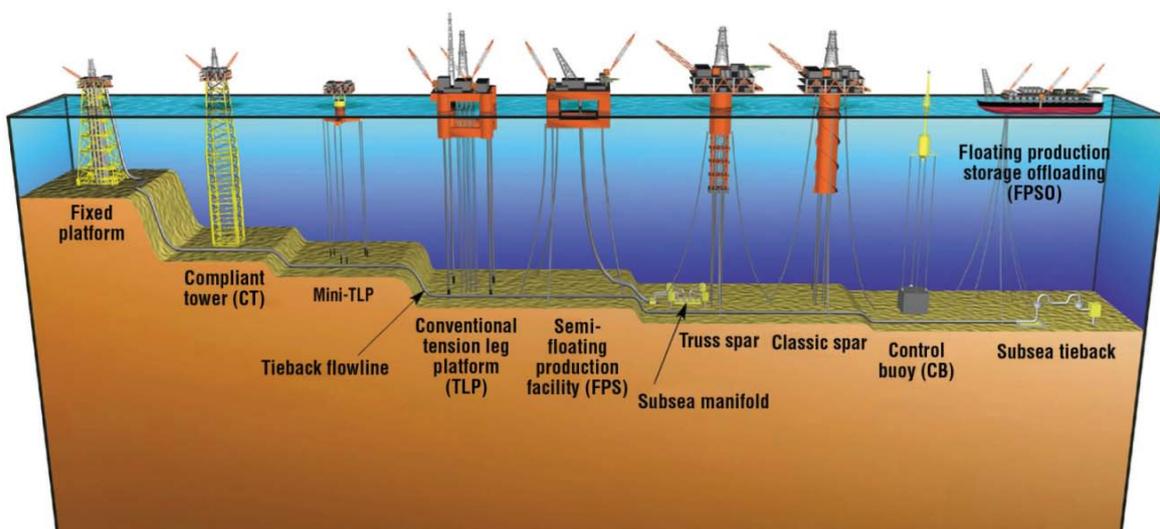


Figure 37 : Les principaux types de supports de production en mer (source : [33])

10.3 LA SURVEILLANCE ET LA MAINTENANCE DES PUITES

En phase d'exploitation, les puits font l'objet d'une surveillance. Celle-ci consiste essentiellement en :

- un contrôle de la pression et du débit des effluents ;

- un contrôle de la nature des effluents : par exemple, un changement de la teneur en eau ou de la salinité peut indiquer un défaut d'étanchéité le long du puits (au niveau des couches productrices) ;
- un contrôle de la pression ou des niveaux dans les annulaires. On entend par annulaires l'espace situé entre le *tubing* et le cuvelage (appelé annulaire A) mais aussi ceux compris entre les différents cuvelages³⁶.

Une augmentation de la pression en tête d'un annulaire peut indiquer une entrée de gaz dans l'annulaire, liée par exemple à une fuite à travers le *tubing* ou à une fuite au niveau du *packer*.

Notons qu'un *tubing* est rarement totalement étanche et que de ce fait, il est assez fréquent de mesurer, au bout d'un certain temps d'exploitation, des pressions annulaires non négligeables en tête de puits (*sustained casing pressure*, SCP). Il est alors nécessaire de purger les annulaires concernés, afin de ramener la pression à une valeur acceptable vis-à-vis de la résistance des cuvelages et de renforcer la surveillance de ce puits.

L'exploitant définira généralement, en fonction du contexte, des enjeux et en lien avec l'administration, une valeur seuil de la pression annulaire et éventuellement, un temps de retour à cette pression seuil après purge, à partir de laquelle la fuite sera considérée comme non acceptable et nécessitera le déclenchement d'une intervention sur puits pour rechercher la cause et réparer la fuite.

En dehors de la surveillance des pressions annulaires, les puits font l'objet d'opérations de maintenance préventive (changements de pompes, etc.), selon le plan de surveillance et de maintenance établi par l'exploitant.

Dans le cas d'opérations de workover (voir § 10.4), le fait que la complétion soit retirée pourra être mise à profit pour effectuer des contrôles de l'état des cuvelages (diamètreur, log de corrosion) et de l'état des cimentations derrière les cuvelages (CBL/VDL par exemple).

10.4 LES INTERVENTIONS SUR PUIITS

Une intervention sur puits est une opération menée sur un puits après sa mise en exploitation. Le motif d'une opération sur puits peut être varié :

- prise de mesures : thermométrie, diagaphies de production, etc. ;
- entretien du puits : grattage du tubing, remplacement d'équipements, repêchage de « poissons »³⁷, perforations complémentaires, acidification ;

³⁶ Notons que pour les puits sous-marins, la surveillance des annulaires cuvelage-cuvelage n'est à ce jour, pas possible, du fait de la conception des têtes de suspension de cuvelages sous-marines.

³⁷ On appelle ainsi les outils ou équipements qui restent coincés dans le puits.

- reconditionnement du puits : changement du diamètre du tubing, changement d'objectif du puits : producteur -> injecteur, réparation de fuites, restauration des cimentations.

On distingue généralement deux types d'interventions :

- les interventions sur puits courantes (*well servicing*) : il s'agit d'interventions qui peuvent être réalisées sans neutraliser le puits, c'est-à-dire sans réinstaurer dans le puits une pression de fond supérieure à la pression de formation. Il s'agit typiquement d'opérations de prises de mesure ou d'entretien du puits. Ces interventions sont opérées à travers la vanne de sas de la tête de puits de production ;
- les interventions de reconditionnement (*workover*) : ces interventions sont qualifiées d'interventions lourdes (au sens de la sécurité) car elles impliquent de neutraliser le puits et de remplacer la tête de puits de production par un BOP.

Les moyens utilisés ne sont pas les mêmes selon les types d'intervention. On les classe généralement en deux catégories, « légers » et « lourds »³⁸. Les principales unités d'intervention sont :

- les appareils de pulling : il s'agit d'appareils légers (simples grues), utilisés sur puits non éruptifs pour remonter des pompes (électriques, mécaniques) ou pour changer des tiges de pompage. Le puits n'étant pas éruptif, il n'y a pas nécessité de mettre en place un BOP pendant l'intervention ;
- les unités de travail au câble (*slick line, wireline*) : il s'agit d'unités légères, utilisées sur puits en pression, qui mettent en oeuvre un câble en acier lisse (*slick line*) ou un câble électrique (*wireline*) pour descendre ou remonter des équipements (vannes de sécurité de subsurface, vanne de gas lift, bouchons, repêchage de poissons, etc.) ou réaliser des mesures (pression, température de fond, diagraphies de production, etc.). Le câble est descendu à travers un sas et un BOP d'intervention, fixés au sommet de l'arbre de Noël ;
- les unités de tubes enroulés (*coiled tubing*) : il s'agit de moyens lourds, utilisés sur puits en pression. Ils reposent sur la mise en oeuvre d'un long tube d'un seul tenant, enroulé autour d'un énorme touret (Figure 38). Le tube est déroulé au fur et à mesure de sa descente dans le puits. Ces unités permettent de réaliser des opérations de traction modérées et de pompage. Un BOP spécifique, placé au dessus de l'arbre de Noël, assure la sécurité du puits pendant les opérations ;

³⁸ Il ne faut pas confondre les interventions « lourdes » au sens de la sécurité, et les interventions effectués avec des moyens « lourds ». Certaines opérations peuvent être menées avec des moyens lourds (*coiled tubing, snubbing*) sans pour autant être des interventions lourdes.

- les unités de snubbing³⁹ : il s'agit également de moyens lourds, utilisés sur puits en pression. Ils reposent sur l'utilisation de trains de tubes vissés les uns aux autres, qui sont poussés dans le puits au fur et à mesure de leur descente par un système de vérins hydrauliques. Ces unités permettent de réaliser une grande variété d'opérations (poussée, traction, pompage, rotation) mais elles impliquent des temps de manœuvre très longs ;
- les appareils de workover : il s'agit d'appareils lourds, utilisés pour effectuer des modifications ou réparations qui nécessitent la neutralisation du puits et le retrait de la complétion (interventions lourdes). Les appareils de workover sont similaires à des appareils de forage : ils réalisent des opérations de traction, de rotation et de pompage, opérées à travers un BOP.



Figure 38 : Unité de coiled tubing (source : IFP training)

³⁹ L'usage de l'anglais est ici préféré car il n'existe pas, à notre connaissance de terme correspondant en français.

11. LA FERMETURE D'UN PUIITS

La conception et les procédures de fermeture (provisoire ou définitive) d'un puits sont réglementées en France par les articles 49 à 51 du titre Forages du RGIE (décret 2000-278 du 22 mars 2000) et de la circulaire qui l'accompagne.

Des recommandations techniques complémentaires peuvent être trouvées dans plusieurs documents, notamment :

- le guide de la Chambre Syndicale de l'Exploration et de la Production des hydrocarbures (CSEP) [34] ;
- le guide de l'association professionnelle Oil and gas UK [36] ;
- la norme NORSOK D 010 [37].

Nous reprenons ci-après les éléments essentiels à retenir concernant la fermeture des puits.

11.1 FERMETURE DÉFINITIVE D'UN PUIITS

11.1.1 Conception d'une fermeture

La fermeture définitive d'un puits est une série d'opérations destinées à isoler, de manière durable, les différents niveaux perméables traversés par le puits et d'autre part, ces niveaux perméables de la surface du sol (ou du fond marin).

Concrètement, il s'agit, dans un premier temps, de retirer la complétion, puis de mettre en place dans le puits une série de barrières d'isolation telles que chaque niveau (ou série de niveaux) perméable soit isolé [34] :

- d'un autre niveau perméable par au moins 1 barrière ;
- de la surface du sol (ou du fond de la mer) par au moins 2 barrières⁴⁰ : une barrière d'isolation primaire (BIP) et une barrière d'isolation secondaire (BIS).

Le schéma de la Figure 39 illustre ce principe. Notons qu'une barrière secondaire peut être une barrière primaire vis-à-vis d'un autre niveau perméable.

⁴⁰ sauf pour les niveaux perméables trop proches de la surface pour lesquels il est physiquement impossible de placer 2 barrières distinctes de longueur suffisante. Dans ce cas on placera une barrière unique remontant jusqu'en surface.

Il est important de s'assurer que chaque barrière d'isolation soit disposée dans l'ouvrage à une cote telle que la pression qui s'exercerait à sa base en cas de mise en défaut de la barrière immédiatement inférieure, soit inférieure à la pression de fracturation des terrains à ce niveau.

En pratique, une barrière d'isolation est constituée d'une ou plusieurs barrières solides consolidées (BSC) placées pour certaines dans la partie découverte du puits, pour d'autres dans le cuvelage cimenté ou pour d'autres encore dans un annulaire. Pour être considérée comme une barrière d'isolation, l'ensemble des BSC qui la constituent doivent :

- à l'exception de l'épaisseur des cuvelages⁴¹, concerner la totalité de la section initialement forée du puits ;
- avoir une hauteur suffisante, qui doit être de [35] :
 - 50 m minimum dans les parties découvertes du puits et à l'intérieur des cuvelages ;
 - 100 m minimum dans les annulaires, les découverts cavés, les parties du puits fortement déviées et les zones à pertes.

Ces hauteurs sont à compter à partir du toit ou du mur des niveaux réservoirs concernés.

Les barrières solides consolidées sont généralement constituées de ciment, mais des matériaux alternatifs (résines, polymères, etc.) peuvent être utilisés. En revanche, les bouchons mécaniques ne sont pas considérés comme des barrières fiables à long terme.

Les vides situés entre les différentes BSC sont remplis d'un fluide ayant une densité suffisante pour empêcher tout mouvement de fluides des formations vers le puits. Ce fluide est généralement une saumure inhibée contre la corrosion.

Les équipements de la tête de puits sont enlevés et les cuvelages coupés ou dévissés à quelques mètres sous la surface du sol puis recouverts d'une plaque. En mer, la tête de puits est également retirée et les cuvelages coupés ou dévissés au niveau du fond de la mer.

⁴¹ Pour assurer une sécurité optimale du puits à long-terme, il peut être jugé bénéfique, dans certains cas, de découper et retirer le cuvelage sur une certaine hauteur afin de placer une barrière solide consolidée qui couvre toute la section initialement forée du puits. Le fait de ne pas cimenter les cuvelages jusqu'en surface facilite ce type d'opération.

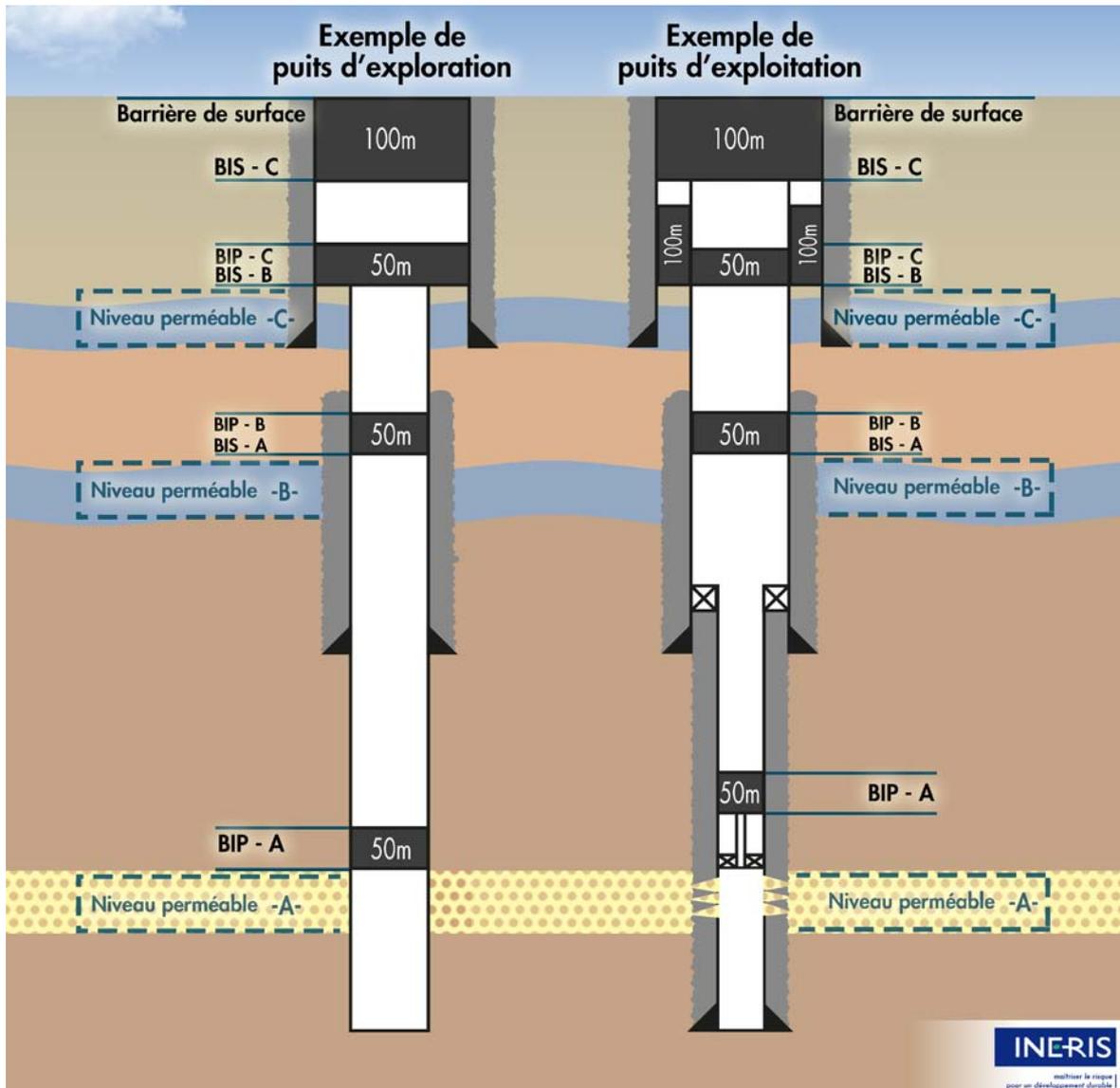


Figure 39 : Principe de fermeture définitive d'un puits (d'après [34])

11.1.2 Procédure de fermeture

Avant et tout au long de l'opération de fermeture l'exploitant procède à un ensemble d'investigations (analyse de l'historique du puits, passage d'un diamètre, log de corrosion, log de cimentation) destinée à obtenir une meilleure connaissance possible de l'état des cuvelages et des cimentations, ainsi que les pressions éventuelles régnant dans les annulaires.

Dans le cas où ces investigations montrent que les cimentations ne sont pas suffisamment hautes ou ne sont pas de suffisamment bonne qualité pour offrir une isolation durable dans le temps, il convient, autant que possible, de les reprendre, par une esquisse de ciment par exemple. Si une telle opération est rendue difficile, l'exploitant doit étudier toute autre option telle que, par exemple, le retrait complet du cuvelage de manière à constituer une barrière directement ancrée sur le terrain.

Ensuite, les bouchons de ciment sont mis en place dans l'ouvrage, sous forme de laitier. La pose d'un bouchon se fait généralement par circulation, au dessus d'un bouchon visqueux ou d'un bouchon mécanique, placé à la cote appropriée.

Le train de tiges est descendu à la cote désirée pour le bas du bouchon et le laitier est mis en circulation. Le volume de laitier doit être calculé de façon à obtenir, en fin de circulation, des hauteurs égales de laitier à l'intérieur et à l'extérieur des tiges. On remonte ensuite lentement le train de tiges et on chasse le ciment excédentaire au dessus du bouchon par circulation inverse.

Le temps de prise du ciment dépend des conditions de fond, il est généralement de 24 heures. Après hydratation du ciment, deux types de contrôles sont réalisés :

- un essai en poids : ce test consiste à descendre le train de tige et à appliquer un poids (de 10 à 15 tonnes) sur le haut du bouchon pour vérifier sa bonne tenue ;
- un essai en pression : il consiste à mettre en pression la partie de la colonne située au dessus du bouchon pour vérifier l'absence de fuites.

11.2 FERMETURE PROVISOIRE D'UN Puits

La fermeture provisoire d'un puits a pour principe d'isoler, pendant une période provisoire, la couche réservoir de la surface du sol (ou du fond de la mer) par des moyens qui préservent la possibilité d'une utilisation ultérieure du puits.

Concrètement, les modalités techniques d'une fermeture provisoire sont les mêmes que celles d'une fermeture définitive, à l'exception du fait que :

- seules deux barrières d'isolation sont exigées : l'une au toit de la couche réservoir et l'autre en tête de puits. Autrement dit, on considère que pendant la période de fermeture provisoire (qui est de maximum 2 ans à terre et 4 ans en mer), les cuvelages cimentés continueront d'assurer leur rôle d'isolation entre les différents niveaux perméables ;
- les hauteurs des barrières peuvent être inférieures à celles imposées pour une fermeture définitive, sous réserve qu'elles assurent une efficacité suffisante.

Un point important est que le fluide situé entre le bouchon de fond et le bouchon de surface doit être capable d'équilibrer la pression de réservoir.

12. BIBLIOGRAPHIE

- [1] Commissariat Général au Développement Durable, Repères, Chiffres clés de l'énergie, édition 2014, février 2015.
- [2] AIE, World energy outlook, 2014
- [3] Site de l'IFPEN (www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/Le-petrole#9)
- [4] Hureau G. et al. Les investissements en exploration-production et raffinage, IFPEN, 2014.
- [5] Bergerot, J.L., Technologie Forage – Puits HPHT, conférence GEP-AFTP, Paris, 8 février 2012.
- [6] Ludo, B. Deepwater drilling way forward, Journées annuelles des hydrocarbures, 23-24 oct 2013.
- [7] Hyne, N.J. Non technical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production, third edition, 2012.
- [8] Beall, J, Feretti, A., rapport du CESE, De la gestion préventive des risques environnementaux : la sécurité des plateformes pétrolières en mer, 2012.
- [9] Simoneau, A. Discuté, l'offshore reste primordiale, Le marin, hors série Offshore, sept 2013.
- [10] OGP, Safety performance indicators, 2013 data, report n°2103s, juil 2014.
- [11] European Commission, EU energy in figures, statistical pocketbook, 2014.
- [12] Site du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-historique-de-l.html>)
- [13] Site du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Carte-des-titres-miniers-d.html>)
- [14] Bureau de l'Exploration et de la Production des hydrocarbures, bulletins mensuels (<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-publications-et-les.html>)
- [15] Wiltz, B., Pétrole et Gaz Informations n°1821, Déc 2012.
- [16] DGEMP, L'exploration et la production pétrolière en France, 2007.
- [17] OGP, Benchmarking on the use of internal technical specifications and external standards by some oil & gas companies, report 450, féb. 2011.
- [18] OGP, regulator's use of standards, rapport 426, march 2010.
- [19] Nguyen, J.P., Le forage, éditions Technip, 1993.
- [20] <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en.aspx>
- [21] <http://petrowiki.org/Category%3AGlossary>
- [22] https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/glossary_of_terms/glossary_of_terms_c.html
- [23] Décret n°2000-278 du 22 mars 2000
- [24] JORF n°0079 du 3 avril 2014 page 6440
- [25] JORF n°0037 du 12 février 2012 page 2504
- [26] JORF n°0097 du 25 avril 2009 page 7165

- [27] http://culturecommunication.gouv.fr/content/download/93731/841945/file/voca_2007_petrole_gaz_def.pdf
- [28] Leading Edge Advantage, Introduction to underbalanced drilling, 2002.
- [29] Malloy, K.P., Managed pressure drilling, what is it anyway, World Oil, p. 27-34, mars 2007.
- [30] <http://www.2b1stconsulting.com/drillship>
- [31] Guesnon, J., 2012, Note de synthèse sur les risques associés au tube prolongateur dans le forage en mer, IFPEN, réf. R0410R-JGu/Cdu 12.0255.
- [32] Guesnon, J. Le tube prolongateur : élément clé du forage en mer, journée technique du CLAR Forage-puits GEP-AFTP, 11 sept 2012.
- [33] Petrowiki (http://petrowiki.org/Offshore_and_subsea_facilities), origine de la figure : BP.
- [34] CSEP, Fermeture définitive des puits d'hydrocarbures, 2007.
- [35] Décret 2000-278 du 22 mars 2000, article 49.
- [36] Oil and gas UK, Guidelines for the qualification of materials for the suspension and abandonment of wells, 2011.
- [37] NORSOK D-010, Well integrity in drilling and well operations, rev 4, 2013.
- [38] Agence des aires maritimes protégées, Les délimitations de l'espace maritimes français, novembre 2014.

13. LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
ANNEXE A	Carte des titres miniers d'hydrocarbures accordés sur le territoire français au 1 ^{er} janvier 2015 (source : BEPH)	1 A4 + 1 A3
ANNEXE B	Zones juridiques du droit international de la mer	3 A4
ANNEXE C	Exemple de déroulement d'un projet d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et procédures administratives correspondantes	1 A4 + 1 A3
ANNEXE D	Textes normatifs en lien avec l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures	13 A4
ANNEXE E	Tableau d'équivalence entre les unités de mesure anglo-saxonnes et les unités du système international	3 A4

ANNEXE A.

CARTE DES TITRES MINIERS D'HYDROCARBURES ACCORDÉS SUR LE
TERRITOIRE FRANÇAIS AU 1^{ER} JANVIER 2015 (SOURCE : BEPH)

ANNEXE B.

ZONES JURIDIQUES DU DROIT INTERNATIONAL DE LA MER

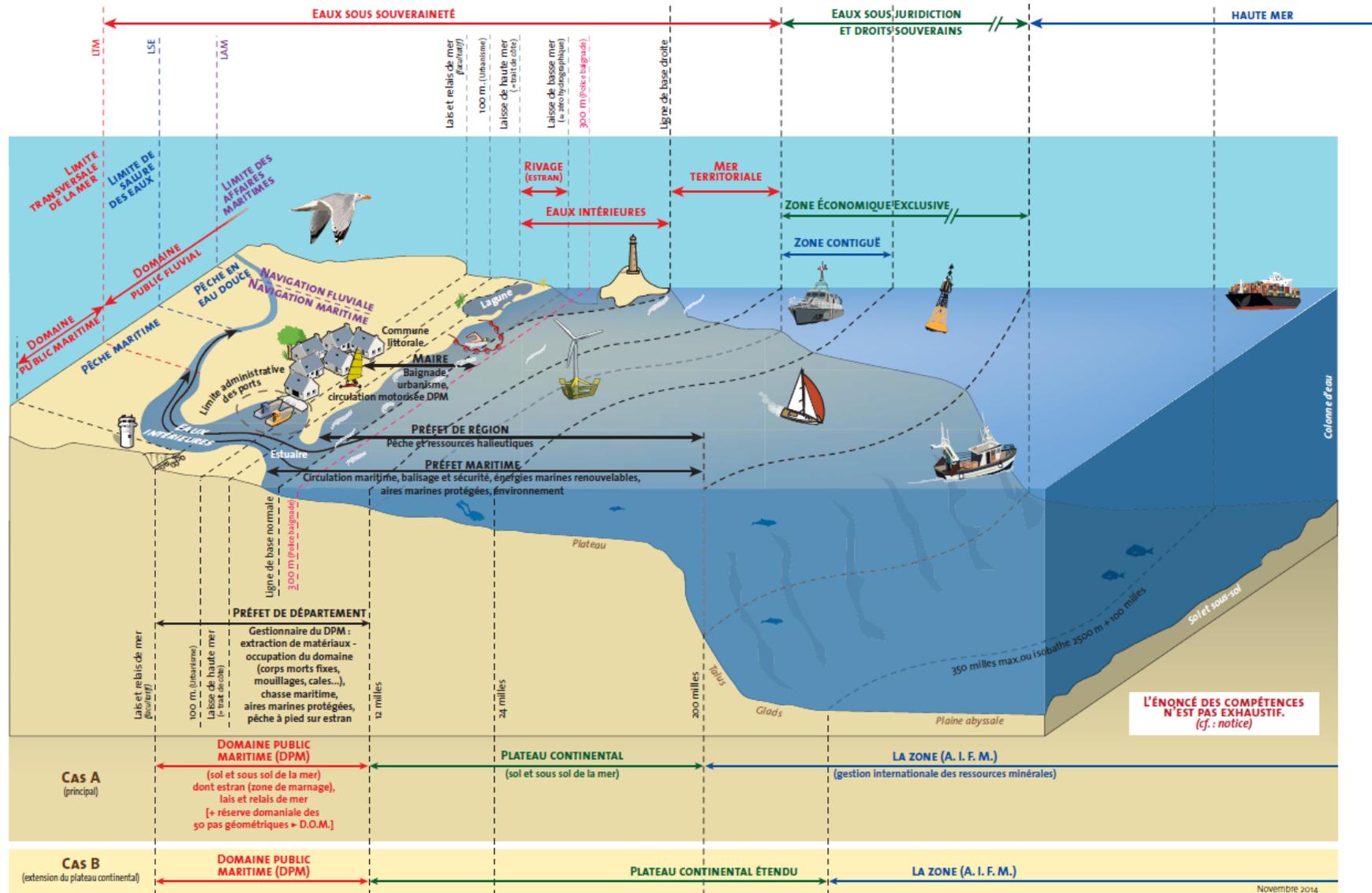
Le droit international de la mer, précisé notamment par la « convention des Nations Unies sur le droit de la mer », convention dite de Montego Bay (1982), définit plusieurs zones de juridiction au large des côtes d'un Etat.

On distingue notamment :

- la mer territoriale : il s'agit de la zone de mer adjacente au territoire et à ses eaux intérieures. Cette zone, dont la largeur est fixée par chaque Etat, s'étend depuis la ligne de base⁴² jusqu'à une distance maximale de 12 milles marins des côtes. La souveraineté de l'Etat est totale, sous, sur et au-dessus de sa mer territoriale ;
- la zone économique exclusive (ZEE) : il s'agit d'une zone située au-delà de la mer territoriale et adjacente à celle-ci. Elle ne s'étend pas au-delà de 200 milles marins des lignes de base à partir desquelles est mesurée la largeur de la mer territoriale. L'Etat côtier y exerce notamment
 - des droits souverains en ce qui concerne l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles, biologiques ou non biologiques, des eaux subjacentes aux fonds marins, des fonds marins et de leur sous-sol ;
 - une juridiction en ce qui concerne la mise en place et l'utilisation d'îles artificielles, d'installations et d'ouvrages, la recherche scientifique marine et la protection et la préservation du milieu marin.
- le plateau continental (PC) : cette zone comprend les fonds marins et leur sous-sol situés au-delà de la mer territoriale d'un Etat, sur toute l'étendue du prolongement naturel du territoire terrestre de cet Etat jusqu'au rebord externe de la marge continentale ou jusqu'à 200 milles marins des côtes, la distance la plus grande l'emportant. Le plateau continental peut s'étendre au maximum jusqu'à 350 milles marins des côtes ou jusqu'à 100 milles marins au-delà de l'isobathe de 2500m, la distance la plus grande l'emportant. L'Etat côtier y exerce des droits souverains en ce qui concerne l'exploration et l'exploitation de ses ressources naturelles mais ses droits sur le plateau continental n'affectent pas le régime juridique des eaux surjacentes ou de l'espace aérien situé au-dessus de ces eaux.

Pour une description plus détaillée des zones juridiques au large des côtes françaises, le lecteur pourra se référer à la note « Les délimitations de l'espace maritimes français », de l'Agence des aires maritimes protégées [38], de laquelle la Figure 40 est extraite.

⁴² La ligne de base coïncide le plus souvent avec la laisse de basse mer, sauf dans le cas où la côte est profondément échancrée et découpée, ou s'il existe un chapelet d'îles le long de la côte. En France, les lignes de base sont déterminées par décret.



Délimitations de l'espace maritime français



Figure 40 : Zones juridiques au large des côtes françaises (source : [38])

ANNEXE C.

EXEMPLE DE DEROULEMENT D'UN PROJET D'EXPLORATION ET
D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES ET PROCEDURES
ADMINISTRATIVES CORRESPONDANTES : CAS REPRESENTATIF D'UN
PROJET A TERRE DANS UNE ZONE MATURE (TYPE BASSIN PARISIEN)

ANNEXE D.

TEXTES NORMATIFS EN LIEN AVEC L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION
DES HYDROCARBURES

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Abandon	CSEP	2007	Fermeture définitive des puits d'hydrocarbures - Recommandations	
Abandon	Oil&gas UK	2011	Guidelines for the qualification of materials for the suspension and abandonment Wells	
Abandon	API	BULL E3	Environmental Guidance Document: Well Abandonment And Inactive Well Practices For U.S. Exploration And Production Operations	
Activation de puits	API	RP 11V10	Recommended Practices For Design And Operation Of Intermittent And Chamber Gas-Lift Wells And Systems	
Activation de puits	API	RP 11V2	Gas-Lift Valve Performance Testing	
Activation de puits	API	RP 11V5	Recommended Practices For Operation Maintenance Surveillance And Troubleshooting Of Gas-Lift Installations	
Activation de puits	API	RP 11V6	Recommended Practice For Design Of Continous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves	
Activation de puits	API	RP 11V7	Recommended Practice For Repair Testing And Setting Gas Lift Valves	
Activation de puits	API	RP 11V8	Recommended Practice For Gas Lift System Design And Performance Prediction	
Activation de puits	API	RP 19G9	Design Operation And Troubleshooting Of Dual Gas-Lift Wells	
Activation de puits	ISO	10431:1993	Unités de pompage -- Spécifications	
Activation de puits	API	BULL 11L3	Sucker Rod Pumping System Design Book	
Activation de puits	API	RP 11L1	Design Calculations For Socker Rod Pumping Systems (Coventional Units)	
Activation de puits	API	SPEC 11AX	Specification For Subsurface Sucker Rod Pumps And Fittings	
Activation de puits	API	SPEC 11B	Specification For Sucker Rods Polished Rods And Liners Couplings Sinker Bars Polished Rod Clamps Stuffing Boxes And Pumping Tees	
Activation de puits	API	TR 11L	Design Calculations For Sucker Rod Pumping Systems (Conventional Units)	
Activation de puits	API	RP 11S	Recommended Practice For The Operation, Maintenance And Troubleshooting Of Electric Submersible Pump Installations	
Activation de puits	API	RP 11S1	Recommended Practice For Electrical Submersible Pump Teardown Report	
Activation de puits	API	RP 11S2	Recommended Practice For Electric Submersible Pump Testing	
Activation de puits	API	RP 11S3	Recommended Practice For Electrical Submersible Pump Installations	
Activation de puits	API	RP 11S4	Sizing And Selection Of Electric Submersible Pump Installations	
Activation de puits	API	RP 11S7	Recommended Practice On Application And Testing Of Electric Submersible Pump Seal Chamber Sections	
Activation de puits	API	RP 11S8	Recommended Practice On Electric Submersible System Vibrations	
Activation de puits	ISO	15551-1:2013	Équipement de forage et de production -- Partie 1: Systèmes électriques de pompes submersibles pour l'ascension artificielle	
Activation de puits	API	RP 11AR	Recommended Practice For Care And Use Of Subsurface Pumps	
Activation de puits	API	RP 11BR	Recommended Practice For The Care And Handling Of Sucker Rods	
Activation de puits	API	RP 11ER	Recommended Practice For Guarding Of Pumping Units	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Activation de puits	API	RP 11G	Recommended Practice For Installation And Lubrication Of Pumping Units	
Activation de puits	API	RP 11S5	Recommended Practice For The Application Of Electrical Submersible Cable Systems	
Activation de puits	API	SPEC 11E	Api Specification For Pumping Units	
Activation de puits	API	SPEC 11V1	Specification For Gas Lift Equipment	
Activation de puits	ISO	15136-1:2009	Pompes de fond à cavités progressantes pour activation des puits -- Partie 1: Pompes	API STD 11D2
Activation de puits	ISO	15136-2:2006	Pompes de fond à cavités progressantes pour activation des puits -- Partie 2: Systèmes d'entraînement en surface	API STD 11D3
Activation de puits	ISO	16136-1:2008	Pompes de fond à cavité progressive pour activation des puits -- Partie 1 : Pompes	
Canalisations	API	SPEC 5LC	Specification For CRA Line Pipe	
Canalisations	API	SPEC 5LCP	Specification For Coiled Line Pipe	
Canalisations	API	SPEC 5LD	Specification For CRA Clad Or Lined Steel Pipe	
Canalisations	ISO	12490:2011	Intégrité mécanique et dimensionnement des motorisations et éléments de montage des vannes de conduites	
Canalisations	API	RP 5L8	Recommended Practice For Field Inspection Of New Line Pipe	
Canalisations	API	RP 5UE	Recommended Practice For Ultrasonic Evaluation Of Pipe Imperfections	
Canalisations	API	RP 6DR	Repair And Remanufacture Of Pipeline Valves	
Canalisations	ISO	15589-1:2003	Protection cathodique des systèmes de transport par conduites -- Partie 1: Conduites terrestres	
Canalisations	ISO	15589-2:2004	Protection cathodique des systèmes de transport par conduites -- Partie 2: Conduites en mer	
Canalisations	API	RP 5L2	Recommended Practice For Internal Coating Of Line Pipe For Non-Corrosive Gas Transmission Service	
Canalisations	API	RP 5L7	Recommended Practices For Unprimed Internal Fusion Bonded Epoxy Coating Of Line Pipe	
Canalisations	API	RP 5L9	External Fusion Bounded Epoxy Coating Of Line Pipe	
Canalisations	ISO	21809-1:2011	Revêtements externes des conduites enterrées ou immergées utilisées dans les systèmes de transport par conduites -- Partie 1: Revêtements à base de polyoléfines (PE tricouche et PP tricouche)	
Canalisations	ISO	21809-2:2007/C 1:2008	Revêtements externes des conduites enterrées ou immergées utilisées dans les systèmes de transport par conduites -- Partie 2: Revêtements à base de résine époxydique appliquée par fusion	
Canalisations	ISO	21809-3:2008/A 1:2011	Revêtements externes des conduites enterrées ou immergées utilisées dans les systèmes de transport par conduites -- Partie 3: Revêtements des joints soudés sur site	
Canalisations	ISO	21809-4:2009	Revêtements externes des conduites enterrées ou immergées utilisées dans les systèmes de transport par conduites -- Partie 4: Revêtements à base de polyéthylène (PE bicouche)	
Canalisations	ISO	21809-5:2010	Revêtements externes des conduites enterrées ou immergées utilisées dans les systèmes de transport par conduites -- Partie 5: Revêtements externes en béton	
Canalisations	API	RP 5L3	Recommended Practice For Conducting Drop-Weight Tear Tests On Line Pipe	
Canalisations	ISO	13623:2009	Systèmes de transport par conduites	
Canalisations	API	RP 14E	Recommended Practice For Design And Installation Of Offshore Production Platform Piping Systems	
Canalisations	API	RP 15CLT	Recommended Practice For Composite Lined Steel Tubular Goods	
Canalisations	API	RP 15S	Qualification Of Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe	
Canalisations	API	RP 15TL4	Recommended Practice For Care And Use Of Fiberglass Tubulars	
Canalisations	API	RP 80	Guidelines For The Definition Of Onshore Gas Gathering Lines	
Canalisations	API	SPEC 15HR	High Pressure Fiberglass Line Pipe	
Canalisations	API	SPEC 15LE	Specification For Polyethylene Line Pipe (PE)	
Canalisations	API	SPEC 15LR	Specification For Low Pressure Fiberglass Line Pipe	
Canalisations	API	STD 1104	Welding Of Pipelines And Related Facilities	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Canalisations	API	TR 17TR1	Evaluation Standard For Internal Pressure Sheath Polymers For High Temperature Flexible Pipes	
Canalisations	ISO	13628-10:2005	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 10: Spécification pour canalisations flexibles composites	API SPEC 17K
Canalisations	ISO	13628-11:2007/C 1:2008	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 11: Systèmes de canalisations flexibles pour applications sous-marines et en milieu marin	API RP 17B
Canalisations	ISO	13628-2:2006/C 1:2009	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 2: Systèmes de canalisations flexibles non collées pour applications sous-marines et en milieu marin	API SPEC 17J
Canalisations	ISO	13703:2000/C 1:2002	Conception et installation des systèmes de tuyauterie sur les plates-formes de production en mer	
Canalisations	ISO	13847:2000/C 1:2001	Conduites pour systèmes de transport -- Soudage des conduites	
Canalisations	ISO	14313:2007/C 1:2009	Systèmes de transport par conduites -- Robinets de conduites	API SPEC 6D
Canalisations	ISO	14723:2009	Systèmes de transport par conduites -- Vannes de conduites immergées	API SPEC 6DSS
Canalisations	ISO	15590-1:2009	Coudes d'induction, raccords et brides pour systèmes de transport par conduites -- Partie 1: Coudes d'induction	
Canalisations	ISO	15590-2:2003	Coudes d'induction, raccords et brides pour systèmes de transport par conduites -- Partie 2: Raccords	
Canalisations	ISO	15590-3:2004	Coudes d'induction, raccords et brides pour systèmes de transport par conduites -- Partie 3: Brides	
Canalisations	ISO	15649:2001	Tuyauterie	
Canalisations	ISO	16708:2006	Systèmes de transport par conduites -- Méthodes aux états-limites basées sur la fiabilité	
Canalisations	ISO	21329:2004	Systèmes de transport par conduites -- Modes opératoires d'essai des connecteurs mécaniques	
Canalisations	ISO	3183:2007	Tubes en acier pour les systèmes de transport par conduites	API SPEC 5L
Canalisations	ISO	TS 12747:2011	Systèmes de transport par conduites -- Pratique recommandée pour une longue durée des conduites	
Canalisations	ISO	TS 24817:2006	Réparations en matériau composite pour canalisations: Conformité aux exigences de performance et conception, installation, essai et inspection	
Canalisations	DNV	OS-F101	Submarine pipeline systems	
Cimentation	API	TR 10TR1	Cement Sheath Evaluation	
Cimentation	ISO	10427-3:2003	Équipement de cimentation de puits -- Partie 3: Essais de performance des équipements de cimentation des cuvelages	API RP 10F
Cimentation	ISO	10427-1:2001	Équipement de cimentation de puits -- Partie 1: Centreurs de tubes de cuvelage	API SPEC 10D
Cimentation	ISO	10427-2:2004	Équipement de cimentation de puits -- Partie 2: Mise en place des centreurs et essai des colliers d'arrêt	
Cimentation	API	TR 10TR4	Selection Of Centralizers For Primary Cementing Operations	
Cimentation	API	TR 10TR5	Methods For Testing Of Solid And Rigid Centralizers	
Cimentation	ISO	10428:1993	Tiges de pompage -- Spécifications	
Cimentation	ISO	10426-4:2004	Ciments et matériaux pour la cimentation des puits -- Partie 4: Préparation et essais en conditions ambiantes des laitiers de ciment mousse	API RP 10B-4
Cimentation	ISO	10426-3:2003	Ciments et matériaux pour la cimentation des puits -- Partie 3: Essais de formulations de ciment pour puits en eau profonde	API RP 10B-3
Cimentation	ISO	10426-2:2003/A 1:2005/C 1:2006	Ciments et matériaux pour la cimentation des puits -- Partie 2: Essais de ciment pour puits	API RP 10B-2
Cimentation	ISO	10426-5:2004	Ciments et matériaux pour la cimentation des puits -- Partie 5: Détermination du retrait et de l'expansion à la pression atmosphérique des formulations de ciments pour puits	API RP 10B-5
Cimentation	ISO	10426-6:2008	Ciments et matériaux pour la cimentation des puits -- Partie 6: Méthodes de détermination de la force du gel statique des formulations de ciment	API RP 10B-6

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Cimentation	ISO	10426-1:2009/C 1:2010	Ciments et matériaux pour la cimentation des puits -- Partie 1: Spécification	API SPEC 10A
Cimentation	API	TR 10TR2	Shrinkage And Expansion In Oilwell Cements	
Cimentation	API	TR 10TR3	Technical Report On Temperatures For API Cement Operating Thickening Time Tests; 1993 Report From The Api Task Group On Cementing Temperature Schedules	
Cimentation	API	RP 65	Cementing Shallow Water Flow Zones In Deep Water Wells	
Cimentation	API	RP 65-Part 2	Isolating Potential Flow Zones During Well Construction	
Cimentation	API	STD 65-Part 2	Isolating Potential Flow Zones During Well Construction	
Complétion et traitement	API	SPEC 19G1	Side-Pocket Mandrels	
Complétion et traitement	ISO	14310:2008	Équipement de fond de trou -- Garnitures d'étanchéité (packers) et bouchons mécaniques d'isolation de fond	API SPEC 11D1
Complétion et traitement	ISO	14998:2014	Équipement de fond de trou — Accessoires de complétion	
Complétion et traitement	ISO	16070:2005	Équipement de fond de trou -- Mandrins à clé d'ancrage et sièges d'ancrage	API SPEC 14L
Complétion et traitement	ISO	17078-1:2004/A 1:2010	Équipement de forage et de production -- Partie 1: Raccords à poche latérale	
Complétion et traitement	ISO	17078-2:2007/C 1:2009	Équipement de forage et de production -- Partie 2: Dispositifs de régulation de la vitesse d'écoulement pour raccords à poche latérale	API SPEC 19G2
Complétion et traitement	ISO	17078-3:2009	Équipement de forage et de production -- Partie 3: Outils de mise en place, de dépose, de déviation et de verrouillage pour raccords à poche latérale	
Complétion et traitement	ISO	17078-4:2010	Équipement de forage et de production -- Partie 4: Pratiques pour raccords à poche latérale et équipement associé	
Complétion et traitement	ISO	17824:2009	Équipement de fond de puits - Tamis de contrôle de sable	
Complétion et traitement	ISO	10417:2004	Systèmes de vannes de sécurité de fond de puits -- Conception, installation, fonctionnement et réparation	API RP 14B
Complétion et traitement	API	RP 14H	Recommended Practice For Installation Maintenance And Repair Of Surface Safety Valves And Underwater Safety Valves Offshore	
Complétion et traitement	API	SPEC 6AV1	Specification For Verification Test Of Wellhead Surface Safety Valves And Underwater Safety Valves For Offshore Service	
Complétion et traitement	ISO	10432:2004	Équipement de forage vertical -- Vannes de protection de fond de puits	API SPEC 14A
Complétion et traitement	ISO	28781:2010	Équipement de production et de forage -- Vannes de barrage de subsurface et équipement associé	
Complétion et traitement	ISO	10423	Équipement de forage et de production -- Équipement pour têtes de puits et arbre de Noël	API SPEC 6A
Complétion et traitement	ISO	13628-4:2010/C 1:2011	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 4: Équipements immergés de tête de puits et tête de production	API SPEC 17D
Complétion et traitement	API	SPEC 11IW	Recommended Practice For Independent Wellhead Equipment	
Complétion et traitement	ISO	13085:2011	Tubes en alliage d'aluminium utilisés comme tubes de production dans les puits	
Complétion et traitement	ISO	13503-3:2005	Fluides de complétion et matériaux -- Partie 3: Essais de saumures denses	API RP 13J
Complétion et traitement	ISO	13503-1:2011	Fluides de complétion et matériaux -- Partie 1: Mesurage des propriétés visqueuses des fluides de complétion	API RP 13M
Complétion et traitement	ISO	13503-3:2005/C 1:2006	Fluides de complétion et matériaux -- Partie 3: Essais de saumures denses	
Complétion et traitement	API	GD HF2	Water Management Associated With Hydraulic Fracturing	
Complétion et traitement	ISO	13503-2:2006/A 1:2009	Fluides de complétion et matériaux -- Partie 2: Mesurage des propriétés des matériaux de soutènement utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier	API RP 19C
Complétion et traitement	ISO	13503-5:2006	Fluides de complétion et matériaux -- Partie 5: Modes opératoires pour mesurer la conductivité à long terme des agents de soutènement	API RP 19D
Complétion et traitement	API	GD HF1	Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction And Integrity Guidelines	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Complétion et traitement	ISO	13503-4:2006	Fluides de complétion et matériaux -- Partie 4: Mode opératoire pour le mesurage de la perte de fluide par filtration en conditions statiques des fluides de stimulation et de gravillonnage	API RP 13M-4
Complétion et traitement	API	RP 57	Offshore Well Completion, Servicing, Workover, and Plug and Abandonment Operations	
Complétion et traitement	API	RP 19B	Recommended Practices For Evaluation Of Well Perforators	
Complétion et traitement	API	RP 67	Recommended Practice for Oilfield Explosives Safety	
Complétion et traitement	API	RP 6HT	Heat Treatment And Testing Of Large Cross Section And Critical Section Components	
Complétion et traitement	API	SPEC 12K	Specification For Indirect Type Oilfield Heaters	
Conception du puits	API	RP 96	Deepwater Well Design and Construction	
Conception du puits	ISO	TR 10400:2007	Équations et calculs relatifs aux propriétés des tubes de cuvelage, des tubes de production, des tiges de forage et des tubes de conduites utilisés comme tubes de cuvelage et tubes de production	API TR 5C3
Conception du puits	ISO	13679:2002	Procédures de test des connexions pour tubes de cuvelage et de production	API RP 5C5
Conception du puits	API	RP 5B1	Gauging And Inspection Of Casing Tubing And Line Pipe Threads	
Conception du puits	API	RP 5C6	Welding Connections To Pipe	
Conception du puits	ISO	15463:2003/C1:2009	Contrôle sur parc ou sur chantier des tubes de cuvelage, des tubes de production et des tiges de forage à extrémités lisses	API RP 5A5
Conception du puits	ISO	10405:2000	Entretien et utilisation des tubes de cuvelage et de production	
Conception du puits	ISO	11960:2011	Tubes d'acier utilisés comme cuvelage ou tubes de production dans les puits	API SPEC 5CT
Conception du puits	ISO	13680:2010	Tubes sans soudure en acier allié résistant à la corrosion utilisés comme tubes de cuvelage, tubes de production et tubes-ébauches pour manchons -- Conditions techniques de livraison	
Conception du puits	API	RP 5C1	Recommended Practice For Care And Use Of Casing And Tubing	
Contrôle des venues	API	SPEC 16RCD	Drill through equipment rotating control devices	
Contrôle des venues	ISO	6807:2003	Tuyaux et flexibles en caoutchouc pour forage rotatif et amortissement des vibrations -- Spécifications	
Contrôle des venues	API	SPEC 16C	Choke And Kill Systems	
Contrôle des venues	API	SPEC 16D	Control Systems For Drilling Well Control Equipment And Control Systems For Diverter Equipment	
Contrôle des venues	ISO	13533:2001/C1:2005	Équipements de forage et de production -- Équipements à travers lesquels s'effectue le forage	API SPEC 16A
Contrôle des venues	API	STD 53	Blowout Prevention Equipment Systems For Drilling Operations	
Contrôle des venues	ISO	13354:2013	Équipements de forage et de production -- Équipement déflecteur pour gaz de surface	
Contrôle des venues	API	RP 64	Recommended Practice For Diverter Systems Equipment And Operations	
Contrôle des venues	API	SPEC 7NRV	Specification For Drill String Non-Return Valves	
Contrôle des venues	API	RP 59	Recommended Practice For Well Control Operations	
Forage	ISO	10425:2003	Câbles en acier pour les Exigences minimales et conditions de réception	API SPEC 9A
Forage	ISO	13534:2000	Équipement de forage et de production -- Vérification, maintenance, réparation et fabrication à partir de matériaux recyclés du matériel de levage	API RP 8B

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Forage	ISO	13535:2000	Équipements de forage et de production -- Équipement de levage	API SPEC 8C
Forage	API	SPEC 8A	Drilling And Production Hoisting Equipment	
Forage	ISO	10407:1993	Étude des garnitures de forage et de leurs limites d'exploitation	
Forage	ISO	10407-2:2008/C1:2009	Équipement de forage rotatif -- Partie 2: Contrôle et classification des éléments de garnitures de forage usagés	API RP 7G-2
Forage	ISO	11961:2008/C1:2009	Tiges de forage en acier	API SPEC 5DP
Forage	API	RP 7A1	Recommended Practice For Testing Of Thread Compound For Rotary Shouldered Connections	
Forage	API	RP 7G	Recommended Practice For Drill Stem Design And Operating Limits	
Forage	API	RP 7HU1	Safe Use Of 2-Inch Hammer Unions For Oilfield Applications	
Forage	API	RP 7L	Procedures For Inspection, Maintenance, Repair, And Remanufacture Of Drilling Equipment	
Forage	API	SPEC 7	Specification For Rotary Drill Stem Elements	
Forage	API	SPEC 7 ADD 1	Specification For Rotary Drill Stem Elements	
Forage	API	SPEC 7 ADD 2	Specification For Rotary Drill Stem Elements	
Forage	API	SPEC 7 ADD 3	Specification For Rotary Drill Stem Elements	
Forage	API	TR 11L6	Technical Report On Electric Motor Prime Mover For Beam Pumping Unit Service	
Forage	ISO	21049:2005	Dispositifs d'étanchéité de l'arbre pour pompes centrifuges et rotatives	
Forage	ISO	10424-1:2004	Équipements de forage rotary -- Partie 1: Éléments de forage rotary	API SPEC 7-1
Forage	ISO	10424-2:2007	Équipements de forage rotary -- Partie 2: Filetage et calibrage des connexions rotatives filetées à épaulement	API SPEC 7-2
Forage	ISO	13678:2010	Évaluation et essais des graisses pour filetage utilisées pour les tubes de cuvelage, les tubes de production, les tubes de conduites et les éléments de garnitures de forage	API RP 5A3
Forage	ISO	14693:2003	Équipement de forage et d'entretien des puits	
Forage	ISO	15546:2011	Tige de forage en alliage d'aluminium	
Forage	API	SPEC 6H	Specification On End Closures Connectors And Swivels	
Forage	API	SPEC 7F	Oil-Field Chain And Sprockets	
Forage	API	SPEC 7K	Drilling And Well Servicing Equipment	
Forage	ISO	20312:2011	Conception et limites de fonctionnement des garnitures de forage en alliage d'aluminium	
Forage	ISO	27627:2011	Calibrage des raccords filetés des tiges de forage en aluminium	
Forage	ISO	13626:2003	Équipement de forage et de production -- Structures de forage et d'entretien des puits	
Forage	API	RP 4G	Use And Procedures For Inspection, Maintenance, And Repair Of Drilling And Well Servicing Structures	
Forage	API	SPEC 4F	Specification For Drilling And Well Servicing Structures	
Forage	NORSOK	D-001	Drilling facilities	
Forage	DNV	OS-E101	Drilling Plant	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Production	API	RP 12R1	Recommended Practice For Setting Maintenance Inspection Operation And Repair Of Tanks In Production Service	
Production	API	SPEC 12B	Specification For Bolted Tanks For Storage Of Production Liquids	
Production	API	SPEC 12D	Specification For Field Welded Tanks For Storage Of Production Liquids	
Production	API	SPEC 12F	Specification For Shop Welded Tanks For Storage Of Production Liquids	
Production	API	SPEC 12P	Specification For Fiberglass Reinforced Plastic Tanks	
Production	ASME	ASME VIII-1	Pressure vessels	
Production	API	STD 2000	Venting atmospheric and low pressure storage tanks	
Production	API	STD 617	Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services	
Production	NORSOK	U-009	Life extension for subsea systems	
Production	ISO	13628-6:2006	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 6: Commandes pour équipements immergés	API SPEC 17F
Production	ISO	13628-1:2005/A 1:2010	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 1: Exigences générales et recommandations	API RP 17A
Production	ISO	13628-15:2011	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 15: Structures immergées et manifolds	
Production	ISO	13628-5:2009	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 5: Faisceaux de câbles immergés	
Production	API	RP 17N	Recommended Practice For Subsea Production System Reliability And Technical Risk Management	
Production	API	RP 17Q	Subsea Equipment Qualification - Standardized Process For Documentation	
Production	API	SPEC 12J	Specification For Oil And Gas Separators	
Production	API	SPEC 12L	Specification For Vertical And Horizontal Emulsion Treaters	
Production	ISO	13628-3:2000	Conception et exploitation des systèmes de production sous-marins -- Partie 3: Systèmes d'injection TFL	API RP 17C
Production	API	RP 2Z	Recommended Practice For Preproduction Qualification For Steel Plates For Offshore Structures	
Production	ISO	20815:2008	Assurance de la production et management de la fiabilité	
Sécurité-santé-environnement	ISO	13702:2013	Contrôle et atténuation des feux et des explosions dans les installations en mer -- Exigences et lignes directrices	API RP 2FB
Sécurité-santé-environnement	API	RP 14G	Recommended Practice For Fire Prevention And Control On Fixed Open-Type Offshore Production Platforms	
Sécurité-santé-environnement	ISO	23251:2006/C 1:2007/A 1:2008	Systèmes de dépressurisation et de protection contre les surpressions	API STD 521
Sécurité-santé-environnement	ISO	10418:2003/C 1:2008	Plates-formes de production en mer -- Analyse, conception, installation et essais des systèmes essentiels de sécurité de surface	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 12N	Recommended Practice For The Operation Maintenance And Testing Of Firebox Flame Arrestors	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 14C	Recommended Practice For Analysis, Design, Installation, And Testing Of Basic Surface Safety Systems For Offshore Production Platforms	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 17O	Recommended Practice For Subsea High Integrity Pressure Protection Systems (HIPPS)	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Sécurité-santé-environnement	API	SPEC 6FA	Specification For Fire Test For Valves	
Sécurité-santé-environnement	API	SPEC 6FB	Api Specification For Fire Test For End Connections	
Sécurité-santé-environnement	API	SPEC 6FC	Specification For Fire Test For Valves With Automatic Backseats	
Sécurité-santé-environnement	API	SPEC 6FD	Specification For Fire Test For Check Valves	
Sécurité-santé-environnement	ISO	TS 27469:2010	Méthode d'essai des clapets coupe-feu	
Sécurité-santé-environnement	NFPA	NFPA 15	Standard on installation of water spray systems	
Autres	NORSOK	D-007	Well testing systems	
Autres	NFPA	NFPA 13	Installation of sprinkler systems	
Forage	API	RP 13L	Recommended Practice For Training And Qualification Of Drilling Fluid Technologists	
Forage	API	RP 13D	Rheology And Hydraulics Of Oil-Well Drilling Fluids	
Forage	ISO	10414-1:2008	Essais in situ des fluides de forage -- Partie 1: Fluides aqueux	API RP 13B-1
Forage	ISO	10414-2:2011	Essais in situ des fluides de forage -- Partie 2: Fluides à base d'huiles	API RP 13B-2
Forage	ISO	10416:2008	Fluides de forage -- Essais en laboratoire	API RP 13I
Forage	ISO	13500:2008	Produits pour fluides de forage -- Spécifications et essais	
Forage	ISO	13500:2008/A1:2010	Baryte 4,1	API RP 13K
Forage	ISO	13500:2008/C1:2009	Produits pour fluides de forage -- Spécifications et essais	API SPEC 13A
Forage	ISO	13501:2011	Fluides de forage -- Évaluation des équipements de traitement	
Forage	API	RP 92U	Underbalanced Drilling Operations	
Autres	API	RP T-1	Orientation Programs For Personnel Going Offshore For The First Time	
Autres	API	RP T-2	Recommended Practice For Qualification Programs For Offshore Production Personnel Who Work With Safety Devices	
Autres	API	RP T-4	Training Of Offshore Personnel In Nonoperating Emergencies	
Autres	API	RP T-6	Training And Qualification Of Personnel In Well Control Equipment And Techniques For Wireline Operations In Offshore Location	
Autres	API	RP T-7	Training Of Personnel In Rescue Of Persons In Water	
Interventions d'urgence	NORSOK	Z-013	Risk and emergency preparedness assessment	
Interventions d'urgence	ISO	15544:2000/A1:2009	Installations de production en mer -- Exigences et lignes directrices pour les interventions d'urgence	
Interventions d'urgence	API	BULL D16	Suggested Procedure For Development Of Spill Prevention Control And Countermeasure Plans	
Interventions d'urgence	API	BULL D16 TEMPLATE	Suggested Procedure For Development Of Spill Prevention Control And Countermeasure Plans - Plan Template	
Interventions d'urgence	UKOOA		Guidelines for the management of competence and training in emergency response	
Interventions sur puits	API	RP 5C7	Coiled Tubing Operations In Oil And Gas Well Services	
Interventions sur puits	API	SPEC 5ST	Specification For Coiled Tubing - U.S. Customary And Si Units	
Interventions sur puits	API	RP 16ST	Coiled Tubing Well Control Equipment Systems	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Interventions sur puits	ISO	13628-7:2005	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 7: Systèmes de liaison surface/fond de mer pour complétion/reconditionnement	API RP 17G
Interventions sur puits	API	RP 9B	Application, Care, And Use Of Wire Rope For Oil Field Service	
Interventions sur puits	NORSOK	D-002	Well intervention equipment	
Interventions sur puits	API	RP 68	Oil and Gas Well Servicing and Workover Operations Involving Hydrogen Sulfide	
Interventions sur puits	API	TR 17TR3	An Evaluation Of The Risks And Benefits Of Penetrations In Subsea Wellheads Below The BOP Stack	
Matériaux	ISO	21457:2010	Choix des matériaux et contrôle de la corrosion pour les systèmes de production de pétrole et de gaz	
Matériaux	API	RP 55	Recommended Practice For Oil And Gas Producing And Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide	
Matériaux	ISO	15156-1:2009	Matériaux pour utilisation dans des environnements contenant de l'hydrogène sulfuré (H2S) dans la production de pétrole et de gaz -- Partie 1: Principes généraux pour le choix des matériaux résistant au craquage	
Matériaux	ISO	15156-2:2009	Matériaux pour utilisation dans des environnements contenant de l'hydrogène sulfuré (H2S) dans la production de pétrole et de gaz -- Partie 2: Aciers au carbone et aciers faiblement alliés résistants à la fissuration, et utilisation de fontes	
Matériaux	ISO	15156-3:2009	Matériaux pour utilisation dans des environnements contenant de l'hydrogène sulfuré (H2S) dans la production de pétrole et de gaz -- Partie 3: ARC (alliages résistants à la corrosion) et autres alliages résistants à la fissuration	
Matériaux	ISO	23936-1:2009	Matériaux non métalliques en contact avec les fluides relatifs à la production de pétrole et de gaz -- Partie 1: Matières thermoplastiques	
Matériaux	ISO	23936-2	Matériaux non métalliques en contact avec les fluides relatifs à la production de pétrole et de gaz -- Partie 2: Élastomères	
Matériaux	API	TR 1PER15K-1	Protocol for verification and validation of high-pressure high temperature equipment	
Matériaux	API	STD 6A718	Nickel Base Alloy 718 (UNS N07718) For Oil And Gas Drilling And Production Equipment	
Matériaux	API	STD 6A718	Nickel Base Alloy 718 (UNS N07718) For Oil And Gas Drilling And Production Equipment	
Autres	ISO	13628-8:2002/C 1:2005	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 8: Véhicules commandés à distance pour l'interface avec les matériels immergés	API RP 17H
Sécurité-santé-environnement	NORSOK	R-002	Lifting equipment	
Sécurité-santé-environnement	API	BULL E2	Bulletin On Management Of Naturally Occurring Radioactive Materials (Norm) In Oil & Gas Production	
Sécurité-santé-environnement	NORSOK	U-100	Manned underwater operations	
Sécurité-santé-environnement	DNV	OS-E402	Diving systems	
Sécurité-santé-environnement	DNV	RP-E401	Survey of diving systems	
Sécurité-santé-environnement	NORSOK	S-002	Working environment	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 74	Recommended Practice For Occupational Safety For Onshore Oil And Gas Production Operation	
Sécurité-santé-environnement	NORSOK	S-001	Technical safety	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 90	Annular Casing Pressure Management For Offshore Wells	
Sécurité-santé-environnement	ISO	16530-2:2014	Intégrité du puits -- Partie 2: Intégrité du puits pour la phase opérationnelle	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Sécurité-santé-environnement	ISO	13628-9:2000	Conception et exploitation des systèmes de production immergés -- Partie 9: Systèmes d'intervention utilisant des dispositifs à commande à distance (ROT)	API RP 17M
Sécurité-santé-environnement	API	RP 14J	Design And Hazards Analysis For Offshore Production Facilities	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 49	Recommended Practice For Drilling And Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 52	Land Drilling Practices For Protection Of The Environment	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 54	Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations	
Sécurité-santé-environnement	ISO	17776:2000	Installations des plates-formes en mer -- Lignes directrices relatives aux outils et techniques pour l'identification et l'évaluation des risques	
Sécurité-santé-environnement	API	BULL E4	Environmental Guidance Document: Release Reporting For The Oil And Gas Exploration And Production Industry As Required By The Clean Water Act The Comprehensive Environmental Response Compensation And Liability Act, And The Emergency Planning And Community Right-To-Know Act	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 51	Onshore Oil And Gas Production Practices For Protection Of The Environment	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 51R	Environmental Protection For Onshore Oil And Gas Production Operations And Leases	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 70	Security Of Offshore Oil And Natural Gas Operations	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 70I	Security For Worldwide Offshore Oil And Natural Gas Operations	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 99	Flash Fire Risk Assessment for the Upstream Oil and Gas Industry	
Sécurité-santé-environnement	NORSOK	D-010	Well integrity in drilling and well operations	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 76	Contractor Safety Management For Oil And Gas Drilling And Production Operations	
Sécurité-santé-environnement	ISO	TS 29001:2010	Systèmes de management de la qualité spécifiques au secteur -- Exigences pour les organismes de fourniture de produits et de services	API SPEC Q1
Sécurité-santé-environnement	API	BULL 75L	Guidance Document for the Development of a Safety and Environmental Management System for Onshore Oil and Natural Gas Production Operations and Associated Activities	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 75	Recommended Practice For Development Of A Safety And Environmental Management Program For Offshore Operations And Facilities	
Sécurité-santé-environnement	API	RP 75L	Guidance Document For The Development Of A Safety And Environmental Management System For Onshore Oil And Natural Gas Production Operations And Associated Activities	
Sécurité-santé-environnement	API	SPEC Q2	Specification for Quality Management System Requirements for Service Supply Organization for the Petroleum and Natural Gas Industries	
Supports	API	RP 2D	Operation And Maintenance Of Offshore Cranes	
Supports	API	SPEC 2C	Specification For Offshore Pedestal Mounted Cranes	
Supports	API	RP 2L	Recommended Practice For Planning, Designing, And Constructing Heliports For Fixed Offshore Platforms	
Supports	DNV	OS-E401	Helicopter Decks	
Supports	ISO	19901-8:2013	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 8: Reconnaissance des sols en mer	
Supports	ISO	19906:2010	Structures arctiques en mer	API RP 2N
Supports	DNV	OS-E301	Position Mooring	
Supports	ISO	19901-1:2005	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 1: Dispositions océano-météorologiques pour la conception et l'exploitation	
Supports	ISO	19901-2:2004	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 2: Procédures de conception et critères sismiques	
Supports	ISO	19901-4:2003	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 4: Bases conceptuelles des fondations	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Supports	API	BULL 2INT-DG	Interim Guidance for Design of Offshore Structures for Hurricane Conditions	
Supports	API	BULL 2INT-MET	Interim Guidance on Hurricane Conditions in the Gulf of Mexico	
Supports	NORSOK	N-004	Design of steel structures	
Supports	API	BULL 2HINS	Guidance For Post-Hurricane Structural Inspection Of Offshore Structures	
Supports	API	RP 2X	Recommended Practice For Ultrasonic And Magnetic Examination Of Offshore Structural Fabrication And Guidelines For Qualification Of Technicians	
Supports	API	RP 95J	Gulf Of Mexico Jackup Operations For Hurricane Season	
Supports	ISO	19901-3:2010	Exigences spécifiques aux structures en mer -- Partie 3: Superstructures	
Supports	ISO	19901-5:2003	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 5: Contrôle des poids durant la conception et la fabrication	
Supports	ISO	19901-6:2009/C1:2011	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 6: Opérations marines	API RP 2MOP
Supports	ISO	19902:2007/A1:2014	Structures en mer fixes en acier	
Supports	ISO	19903:2006	Structures en mer fixes en béton	
Supports	ISO	19905-1:2010	Évaluation spécifique au site d'unités mobiles en mer -- Partie 1 : Plates-formes auto-élevatrices	
Supports	API	BULL 2TD	Guidelines For Tie-Downs On Offshore Production Facilities For Hurricane Season	
Supports	API	BULL 2U	Bulletin On Stability Design Of Cylindrical Shells	
Supports	API	BULL 2V	Design Of Flat Plate Structures	
Supports	API	BULL 2V ERTA	Design Of Flat Plate Structures	
Supports	API	BULL 91	Planning And Conducting Surface Preparation And Coating Operations For Oil And Natural Gas Drilling And Production Facilities In A Marine Environment	
Supports	API	BULL 2INT-EX	Interim Guidance for Assessment of Existing Offshore Structures for Hurricane Conditions	
Supports	API	RP 2A-WSD	Recommended Practice For Planning, Designing And Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design	
Supports	API	SPEC 2B	Specification For The Fabrication Of Structural Steel Pipe	
Supports	API	SPEC 2MT1	Specification For Carbon Manganese Steel Plate With Improved Toughness For Offshore Structures	
Supports	API	SPEC 2MT2	Rolled Shapes With Improved Notch Toughness	
Supports	API	SPEC 2W	Steel Plates For Offshore Structures, Produced By Thermo-Mechanical Control Processing (TMCP)	
Supports	API	RP 2I	In-Service Inspection Of Mooring Hardware For Floating Structures	
Supports	API	RP 2SM	Design, Manufacture, Installation, And Maintenance Of Synthetic Fiber Ropes For Offshore Mooring	
Supports	API	SPEC 2F	Specification For Mooring Chain	
Supports	API	RP 2FPS	Recommended Practice For Planning Designing And Construction Floating Production Systems	
Supports	API	RP 2SK	Design And Analysis Of Stationkeeping Systems For Floating Structures	
Supports	API	RP 2T	Planning Designing And Constructing Tension Leg Platforms	
Supports	ISO	19901-7:2005	Exigences spécifiques relatives aux structures en mer -- Partie 7: Systèmes de maintien en position des structures en mer flottantes et des unités mobiles en mer	
Supports	ISO	19904-1:2006	Structures en mer flottantes -- Partie 1: Unités monocoques, unités semi-submersibles et unités spars	
Supports	IMO	MODU code	Code for the construction and equipment of mobile offshore drilling units	
Supports	API	RP 14F	Design, Installation, And Maintenance Of Electrical Systems For Fixed And Floating Offshore Petroleum Facilities For Unclassified And Class 1, Division 1 And Division 2 Locations	

Thème	Organisme	Référence	Intitulé	Correspondance
Supports	API	RP 14FZ	Design And Installation Of Electrical Systems For Fixed And Floating Offshore Petroleum Facilities For Unclassified And Class I, Zone 0, Zone 1 And Zone 2 Locations	
Supports	ISO	19900:2002	Exigences générales pour les structures en mer	
Supports	NORSOK	N-001	Integrity of offshore structures	
Autres	ISO	1998-3:1998	Terminologie -- Partie 3: Exploration et production	
Autres	API	STD 5T1	Standard On Imperfection Terminology	
Autres	API	STD 5T1 ADD 1	Standard On Imperfection Terminology	
Tubes prolongateurs	ISO	13624-1:2009	Équipement de forage et de production -- Partie 1: Conception et exploitation des tubes prolongateurs pour les forages en mer	
Tubes prolongateurs	ISO	13625:2002	Équipement de forage et de production - Connecteurs de tubes prolongateurs pour forages en mer	
Tubes prolongateurs	API	RP 16Q	Design, Selection, Operation And Maintenance Of Marine Drilling Riser Systems	
Tubes prolongateurs	API	RP 2RD	Design Of Risers For Floating Production Systems (Fpss) And Tension-Leg Platforms (Tlps)	
Tubes prolongateurs	API	SPEC 16F	Specifications For Marine Drilling Riser Equipment	
Tubes prolongateurs	API	SPEC 16R	Specification For Marine Drilling Riser Couplings	
Tubes prolongateurs	ISO	TR 13624-2:2009	Équipement de forage et de production -- Partie 2: Méthodologies, opérations et rapport technique d'intégrité relatifs aux tubes prolongateurs pour forages en eaux profondes	

ANNEXE E.

TABLEAU D'ÉQUIVALENCE ENTRE LES UNITÉS DE MESURE ANGLO-SAXONNES ET LES UNITÉS DU SYSTÈME INTERNATIONAL

Mesure	Unité utilisée	Unité métrique	Conversion vers le système métrique	Conversion depuis le système métrique
Profondeur, longueur -	pied (ft ou')	mètre (m)	1 pied = 0,3048 m (exact)	1 m = 3,280840 ft
Diamètre, épaisseur de paroi	pouce (in ou")	millimètre (mm)	1" = 25,4 mm	1 mm = 0,0393701"
Volume	baril (bbl)	mètre cube (m ³)	1 bbl = 0,158987 m ³	1 m ³ = 6,28981 bbl
Volume	gallon US (gal)	mètre cube (m ³)	1 gal = 0,00378541 m ³	1 m ³ = 246,172 gal
Volume	gallon US (gal)	litre (l or L)	1 gal = 3,78541 L	1 L = 0,264172 gal
Volume (ciment)	pied cube (cu.ft)	mètre cube (m ³)	1 cu.ft = 0,0283168 m ³	1 m ³ = 35,3147 cu.ft
Masse	livre (lb)	kilogramme (kg)	1 lb = 0,453592 kg	1 kg = 2,20462 lb
Poids, force	livre-force (lb ou lbf)	Newton (N)	1 lbf = 0,444822 daN	1 daN = 2,248089 lbf
Poids, force	livre-force (lb ou lbf)	kilogramme-force (kgf ou kg)	1 lbf = 0,453592 kgf	1 kgf = 2,20462 lbf
Poids, force	tonne courte (t) (2 000 lb)	Newton (N)	1 t = 890 daN	1 daN = 0,001124 t
Poids, force	tonne courte (t) (2 000 lb)	kilogramme-force (kgf ou kg)	1 t = 907 kgf	1 kgf = 0,001102 t
Poids, force	tonne courte (t) (2 000 lb)	tonne ou tonne métrique (t ou MT)	1 t = 0,907 MT	1 MT = 1,102 t
Densité de fluide	livre par gallon US (ppg)	kilogramme par mètre cube (kg/m ³)	1 ppg = 0,0519480 psi/ft = 119,826 kg/m ³	1 kg/m ³ = 0,0083454 ppg
Densité de	livre par gallon	gramme par centimètre cube	1 ppg	1 g/cm ³

Mesure	Unité utilisée	Unité métrique	Conversion vers le système métrique	Conversion depuis le système métrique
fluide	US (ppg)	(g/cm ³) / gravité spécifique (eau) (SG)	= 0,119826 g/cm ³ = SG 0,119826	= SG 1 = 8,3454 ppg
Gradient de fluide	livre par pouce carré par pied (psi/ft)	kilopascal par mètre (kPa/m)	1 psi/ft = 19,25 ppg = 22,62 kPa/m	1 kPa/m = 0,04421 psi/ft = 0,851 ppg
Gradient de fluide	livre par pouce carré par pied (psi/ft)	kilogramme par mètre cube (kg/m ³)	1 psi/ft = 2307 kg/m ³	1 kg/m ³ = 0,000433527 psi/ft
Poids nominal des tubes	livre par pied (lb/ft, lbs/ft, ou ppf)	kilogramme par mètre (kg/m)	1 ppf = 1,48816 kg/m	1 kg/m = 0,671969 ppf
Pression	livre par pouce carré (psi)	Pascal (Pa)	1 psi = 6,89476 kPa	1 kPa = 0,145038 psi
Pression	livre par pouce carré (psi)	bar	1 psi = 0,0689476 bar	1 bar = 14,5038 psi
Débit	gallon US par minute (gpm)	mètre cube par seconde (m ³ /s)	1 gpm = 6,30902e-005	1 m ³ /s = 15850,3 gpm
Moment de force	pied-livre (ft.lb) ou livre-force-pied (lbf.ft)	Newton-mètre (N m) ou Joule (J)	1 lbf.ft = 1,35582 N m	1 daN m = 7,37562 lbf.ft
Moment de force	pied-livre (ft.lb) ou livre-force-pied (lbf.ft)	kilogramme-force mètre (kgf m)	1 lbf.ft = 0,138255 kgf m	1 kgf m = 7,23302 lbf.ft