

_Ressources énergétiques

_Etat de la sécurité de l'exploration-exploitation des hydrocarbures

_ Les enseignements de l'accidentologie

[27 mai 2015]

Sécurité des forages : l'INERIS étudie l'accidentologie de l'exploration-exploitation des hydrocarbures

Paris, 27 mai 2015 – Dans le cadre de la révision des textes réglementaires relatifs à l'exploration-production (EP) des hydrocarbures, l'INERIS a synthétisé et analysé, à la demande du Ministère chargé de l'Ecologie (MEDDE), le retour d'expérience sur les accidents, en particulier dans le contexte de l'offshore. Ce travail a permis de rassembler des éléments factuels sur les statistiques d'accidents et de développer une première base de données qui permettra d'améliorer les pratiques d'analyse de risques.

L'expertise de l'INERIS sur la sécurité des forages a été sollicitée dans le cadre de la révision des textes réglementaires encadrant les activités d'EP des hydrocarbures, notamment le titre « Forages » du Règlement Général des Industries Extractives (RGIE). Ces travaux sont actuellement pilotés par le MEDDE, notamment en vue de la transposition de la Directive européenne 2013/30/UE relative à la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer, dont les dispositions seront applicables au 19 juillet 2015.

Au regard des accidents récents, notamment celui de la plate-forme Deepwater Horizon en 2010, la maîtrise des risques liés aux activités d'EP des hydrocarbures doit aujourd'hui intégrer les spécificités liées à des contextes d'exploration et d'exploitation plus difficiles, notamment à plus grande profondeur (dans le domaine Haute Pression Haute Température) ou par de plus grandes profondeurs d'eau (*offshore* profond).

A l'issue de son analyse de l'accidentologie, l'Institut a constitué une base de données de 262 accidents répartis sur la période 1969-2015. Cette base a permis de dégager une typologie des accidents caractéristiques de l'EP des hydrocarbures. Les fréquences de survenue de ces accidents ont également été quantifiées, ce qui permettra de nourrir les analyses de risques liés aux opérations de forage ou d'exploitation entreprises sur le territoire ou *offshore*. Ce premier travail sera poursuivi par l'Institut, notamment avec l'élaboration d'un guide destiné à aider les industriels à la réalisation des études de danger (EDD) dans le cadre spécifique de l'EP des hydrocarbures.

Les opérations de forage, enjeu de sécurité

L'analyse de l'accidentologie conduite par l'INERIS a permis de rassembler des éléments factuels sur les statistiques d'accidents, à la fois sous l'angle de la sécurité des travailleurs et sous l'angle du risque majeur pour les personnes et pour l'environnement.

Le niveau de sécurité des salariés dans l'EP est globalement équivalent à celui des autres secteurs industriels (4,4 décès pour 100 000 salariés vs 4,8 décès pour le secteur industriel si on compare avec les chiffres en France). Il y a toutefois deux fois plus de cas d'accidents de travail en mer que sur terre. Les opérations de forage (réalisation des puits) sont les opérations les plus délicates : elles occasionnent 50% d'accidents de plus que les opérations de production.

Sur le plan des accidents majeurs pour les personnes et pour l'environnement, l'essentiel des statistiques disponibles concernant l'*offshore*. Dans ce domaine, on constate une amélioration marquée de la sécurité des plates-formes pétrolières à partir des années 1990. Le forage reste la phase qui concentre le plus de risques. En ce qui concerne la typologie des accidents, seuls 20% des accidents sont dus à des problèmes liés aux puits. En revanche, l'étude de la gravité des conséquences des accidents montre que les incidents sur puits (notamment les éruptions, 8% des accidents) sont ceux qui présentent les potentiels de dommages les plus sévères sur l'environnement.

Les critères à considérer pour évaluer le risque d'éruption

Le risque d'éruption le plus élevé est observé lors des forages d'exploration (5,2 éruptions pour 1 000 puits forés en *offshore*). Au début des opérations, il existe un risque d'éruption du fait de la présence occasionnelle de gaz situé dans des couches géologiques à faible profondeur et piégé sous forme d'hydrates (*shallow gas*). La sécurité repose dans ce cas essentiellement sur la stratégie de prévention.

Lorsque le forage atteint des formations géologiques plus profondes, le niveau de risque est fonction de la profondeur : il est 6 fois plus important pour un puits HPHT (>4 500 m de profondeur) que pour un puits moins profond. Le risque varie également en fonction du niveau de connaissance préalable sur le milieu géologique : il est deux fois plus important pour un forage d'exploration que pour un forage de développement (forage en phase d'exploitation). Enfin, la nature des fluides contenus dans les formations forées a une incidence directe sur le niveau de risque : le risque d'éruption est deux fois plus important pour un puits à gaz que pour un puits à huile.

En dehors des opérations de forage, le risque d'éruption sur un puits est rare en phase d'exploitation (0,054 éruptions pour 1000 puits et par an en *offshore*, soit 2 éruptions potentielles sur 1 000 puits en 40 ans). Les risques d'éruption se concentrent surtout lors des phases d'intervention sur les puits, notamment les opérations de reconditionnement, c'est-à-dire de maintenance ou de réparation lourdes (1,3 éruptions pour 1000 opérations en *offshore*). En exploitation, un aspect important de la sécurité et de la protection de l'environnement réside dans la prévention et la détection des fuites lentes liées à la perte possible d'intégrité des puits sur le long-terme.

Pour plus d'informations : www.ineris.fr

L'exploration-exploitation des hydrocarbures : mieux évaluer et maîtriser le risque en offshore profond

L'INERIS a élaboré, pour le compte du Ministère chargé de l'Ecologie (MEDDE), deux rapports sur la sécurité des activités d'exploration et de production (EP) des hydrocarbures liquides ou gazeux (pétrole et gaz naturel).

Un premier rapport présente les aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures, susceptibles d'aider toutes les parties prenantes à mieux appréhender les textes réglementaires en lien avec ces activités.

Un second rapport fait la synthèse et l'analyse de données sur les accidents, notamment dans le contexte de l'EP en mer. Il constitue un premier retour d'expérience exploitable par tous les acteurs de la filière pour nourrir les analyses de risques liés à ces activités.

L'exploration-exploitation des hydrocarbures : quels développements ?

La demande énergétique mondiale demeure aujourd'hui en grande partie pourvue par la production de pétrole (41%) et de gaz naturel (15%). Selon l'AIE, ces hydrocarbures pourraient représenter encore la moitié du mix énergétique en 2040. Le maintien de la demande, auquel s'ajoute le ralentissement de la production issue des gisements existants, conduit les industriels à mener leur développement sur deux axes : optimiser le taux de récupération sur les gisements existants et explorer de nouveaux champs d'activité.

Les nouveaux champs d'activités comprennent notamment l'exploitation des hydrocarbures présents dans des couches géologiques de plus en plus profondes, à plus de 4 500 m sous la surface, c'est-à-dire dans des environnements dits « Haute Pression Haute Température » (HPHT).

Par ailleurs, le développement des forages en mer (*offshore*) a connu une accélération depuis les années 1990 : la part de l'*offshore* représente actuellement 35% de la production mondiale de pétrole et 19% de la production mondiale de gaz. Plus de la moitié des découvertes de gisement ont lieu aujourd'hui en *offshore*, dont un tiers en *offshore* profond (plus de 400-500 m sous la surface de l'eau). Il est même aujourd'hui possible de forer sous des profondeurs de 2 000 voire 3 000 m d'eau (*offshore* ultra-profond).

La maîtrise des risques liés aux activités d'EP des hydrocarbures doit aujourd'hui intégrer les spécificités de ces nouveaux champs d'activités.

Une réglementation française en cours de révision

Cette réflexion sur le renforcement de la sécurité des forages en *offshore* profond est au cœur de la révision actuelle des textes réglementaires français relatifs à l'EP des hydrocarbures, notamment le titre Forage du Règlement Général des Industries Extractives (RGIE) et les décrets du 6 mai 1971 relatifs à l'exploration du plateau continental et à l'exploitation de ses ressources naturelles. Cette révision vise notamment à transposer la directive européenne 2013/30/UE du 12 juin 2013 relative à la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer, dont les dispositions seront applicables à partir du 19 juillet 2015.

Les ressources potentielles du plateau continental français font en effet l'objet d'attention depuis le début des années 2000 : au large de la Guyane, autour des Iles Eparses dans le canal du Mozambique, au large de l'archipel Saint-Pierre et Miquelon. Le permis dit de « Guyane maritime » a été le lieu des recherches les plus intensives ces dernières années : 5 forages ont été réalisés entre 2011 et 2013, à environ 6 000 m sous la surface de la mer et par 2 000 m de profondeur d'eau.

L'EP des hydrocarbures en quelques chiffres

30 000 gisements rentables dans le monde

200 à 250 gisements découverts chaque année

110 000 puits forés chaque année

97% des forages sont réalisés à terre

La profondeur record d'un puits est de 10 000 m, la profondeur moyenne de 2 000 m

Plus de 10 000 puits déjà forés en *offshore* profond

27% du personnel de l'EP travaille en *offshore*

La profondeur d'eau record pour un puits est de 3 107 m en exploration et 2 935 m en exploitation

40% des forages d'exploration trouvent du pétrole dans les zones peu connues (moins de 20% en *offshore* profond)

L'EP d'hydrocarbures en France

Une production annuelle de pétrole de 0,8 million de tonnes équivalent pétrole (Mtep), soit 1% de la consommation nationale

Une production annuelle de gaz naturel de 0,5 milliard de m³, soit environ 1% de la consommation nationale

Une soixantaine de gisements en activité

6 000 puits forés en France, 600 en exploitation

Une quinzaine de nouveaux puits forés chaque année

2/3 des puits situés dans le bassin parisien, le reste dans le bassin aquitain

4 principaux gisements : Parentis (Landes), Cazaux (Gironde), Champotran (Seine-et-Marne), Itteville (Essonne)

En 2014, les réserves de pétrole sont estimées à 11,5 Mtep, soit 14 ans d'exploitation au rythme actuel

L'expertise de l'INERIS sur la sécurité des forages

C'est dans le cadre de cette révision des textes réglementaires que l'expertise de l'INERIS a été sollicitée. Héritier du Centre de Recherche de Charbonnage de France (CERCHAR), l'Institut dispose de compétences en géosciences appliquées à la sécurité des activités extractives. Ses équipes viennent ainsi en appui technique du Ministère chargé de l'Ecologie sur la révision des textes réglementaires comme le RGIE.

Le savoir faire de l'Institut, en techniques de surveillance du sous-sol, en détection des émissions de gaz et en géotechnique est depuis près de dix ans mis en œuvre dans le cadre des stockages souterrains (hydrocarbures, stockage du CO₂, déchets), en particulier sous l'angle de la sécurité des ouvrages d'accès (puits). L'INERIS associe ce savoir faire géoscientifique à son expertise en sécurité industrielle et en évaluation de l'impact environnemental des polluants chimiques.

L'Institut développe depuis 2011 cette expertise pluridisciplinaire dans d'autres contextes que celui des stockages, notamment sur une veille scientifique et technique sur les hydrocarbures de roche-mère à l'étranger, l'étude de la sécurité des forages d'hydrocarbures conventionnels en milieux géologiques profonds et sur des dossiers d'expertise sur des forages de géothermie profonde. L'INERIS contribue ainsi à la constitution d'une expertise publique nationale du «risque forages», qui est une préoccupation des services de l'Etat.

Une première base de données en vue d'enrichir le REX français sur les accidents

En avril 2010, l'ampleur de l'accident de la plate-forme Deepwater Horizon sur le puits Macondo dans le Golfe du Mexique a fait prendre conscience à la communauté internationale, et en particulier aux autorités françaises, de la nécessité de mieux encadrer la sécurité des nouveaux champs d'activités de l'exploration-production (EP) des hydrocarbures, notamment les opérations en mer profonde. Pour ce faire, une première étape indispensable consiste à s'appuyer sur l'analyse des retours d'expérience (REX) d'incidents et accidents.

Une base de données recensant 262 accidents

Les travaux de l'INERIS partent du constat qu'en France, peu de données sont disponibles sur les accidents liés aux opérations d'exploration-exploitation d'hydrocarbures. L'Institut a identifié : 80 accidents dans la base ARIA sur les accidents technologiques majeurs du Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) du Ministère chargé de l'Ecologie (MEDDE) ; 10 accidents dans la base du CEDRE (Centre de Documentation de Recherche et d'Expérimentations sur les pollutions accidentelles des eaux).

En outre, les bases de données développées à l'étranger sont foisonnantes et sont peu exploitées en France. Ces sources ne sont cependant pas toujours faciles à manipuler : elles sont très hétérogènes dans la nature des informations collectées et dans la façon dont celles-ci sont traitées.

Ainsi, l'Institut a cherché à synthétiser et restituer, dans un document en français, les enseignements de ces bases de données. Les ressources de plus d'une vingtaine d'entités ont été explorées, pour constituer une base de données de 262 accidents, répartis sur la période 1969 à 2015. Cette base de données comporte un tableau de synthèse détaillant le contexte, les circonstances et la nature de chaque accident, ses causes, les phénomènes engendrés et les conséquences qui en découlent (soit 32 champs d'information). Dans la base, des dossiers électroniques contenant tous les documents sources sont associés à chaque accident et des fiches détaillées sont proposées sur des REX d'accidents emblématiques.

Approfondir les pratiques d'analyse de risque

Cette base, qui assure une bonne représentativité des types d'accidents potentiels, est un premier outil qui vise à nourrir l'analyse de risques liés aux travaux de forage ou d'exploitation. Les méthodes de réalisation des analyses de risques relatives à l'EP d'hydrocarbures seront ainsi enrichies par une approche qui tient compte des enseignements des REX ainsi que des éléments statistiques qui en sont issus.

Ces travaux seront poursuivis par l'Institut, notamment avec l'élaboration, pour le compte du Ministère chargé de l'Ecologie, d'un guide destiné à aider les industriels à la réalisation des études de danger (EDD) dans le cadre spécifique de l'EP des hydrocarbures.

Par ailleurs, le contenu de la base de données d'accidents de l'INERIS pourrait être versé, à moyen terme, dans la base ARIA (<http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/>) gérée par le MEDDE, dans le cadre d'un projet d'extension de cette base aux analyses d'accidents liés à l'EP d'hydrocarbures, à la géothermie et aux stockages souterrains.

Les bases de données de référence

La base « WOAD » de l'institut norvégien Det Norske Veritas (DNV)

La base « Blowout » de la fondation norvégienne SINTEF (Stiftelsen for industriell og teknisk forskning)

La base « WCID » de l'International Association of Oil & Gas Producers (IOGP)

Le site du Petroleum Safety Authority (PSA) en Norvège

Le site du Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) américain

Les opérations de forage, enjeu de la sécurité

L'analyse de l'accidentologie conduite par l'INERIS a permis de rassembler des éléments factuels sur les statistiques d'accidents, à la fois sous l'angle de la sécurité des travailleurs et sous l'angle du risque majeur pour les personnes et l'environnement.

Sécurité au travail : des accidents plus fréquents en offshore

Le nombre de décès par an à la suite d'accidents de travail est en moyenne, dans le monde, de 4,4 décès pour 100 000 salariés dans l'exploration-production (EP) d'hydrocarbures. Si on compare avec les chiffres français, le niveau de sécurité des salariés est globalement équivalent à celui des autres secteurs industriels. En effet, le taux d'accidents mortels est de 4,8 décès pour 100 000 salariés pour le secteur industriel dans son ensemble. On constate par ailleurs que le taux d'accidents mortels est globalement en diminution depuis 10 ans.

En revanche, le taux de fréquence et le taux de gravité des accidents du travail (tous accidents confondus¹) sont plus élevés en mer qu'à terre ; il y a ainsi deux fois plus de cas d'accidents en mer que sur terre. Par ailleurs, si on constate que le taux de fréquence des accidents en mer et sur terre est en baisse constante sur les dix dernières années, le taux de gravité connaît une augmentation depuis 2006.

Cela explique vraisemblablement pourquoi le taux d'accidents du travail le plus élevé est observé en Europe (1,07 accident par million d'heures travaillées) devant l'Amérique du Sud (0,69) et l'Amérique du Nord (0,65) : l'EP y est majoritairement réalisée en mer, dans les conditions difficiles de la mer du Nord. Le taux d'accidents du travail dans l'EP est en moyenne, dans le monde, de 0,45 par million d'heures travaillées. La France est l'un des pays d'Europe qui obtiennent les meilleurs résultats : le taux est de 0,42 accidents par million d'heures travaillées. D'autre part, de fortes disparités sont constatées entre les exploitants. Enfin, le taux d'accidents est globalement plus élevé chez les personnels sous-traitants que chez les salariés.

Les opérations de forage² sont les opérations les plus délicates en termes de sécurité au travail, comparativement aux opérations d'exploration géophysique, à la construction/démantèlement des plates-formes et à la production. Les opérations de forage occasionnent ainsi 50% d'accidents de travail de plus que les opérations de production.

Impact sur l'environnement : le forage, « opération à risque »

Sur le plan des accidents majeurs pour les personnes et l'environnement, l'analyse effectuée par l'INERIS s'est concentrée sur les accidents en mer.

L'examen de la répartition des accidents majeurs sur la période 1970-2007 montre une amélioration marquée de la sécurité sur les plates-formes en mer à partir des années 1990. 75% des accidents majeurs sont en effet survenus avant 1990. Cette amélioration fait suite à une série d'accidents graves qui ont eu lieu dans les années 1980, notamment celui de la plate-forme Piper Alpha en mer du Nord le 6 juillet 1988, qui ont conduit les industriels à s'engager de manière effective dans une démarche d'amélioration de la sécurité.

En termes de typologie des accidents, on observe qu'environ 40% des accidents majeurs sont liés à des fuites sur installations et 40% des accidents ne sont pas liés directement à l'activité d'EP, mais aux opérations logistiques nécessaires à la conduite des opérations en mer (transport des personnels et des matériels, stabilité des plates-formes...). Seuls 20% des accidents sont dus à des problèmes liés aux puits, soit 1 accident sur 5.

Typologie des accidents du travail

Un nombre non négligeable d'accidents mortels sont dus à des accidents majeurs occasionnés par la survenue de phénomènes dangereux sur l'installation (explosion, incendie) et dus au transport des personnels par voie aérienne ou maritime.

Au niveau des postes de travail, on répertorie 4 causes principales d'accidents (mortels, graves et bénins) :

Blessures par mouvement ou chute d'objet (23%)

Blessures par machines (21%)

Chutes et glissades de plain pied (17%)

Chute de hauteur (11%)

Les étapes d'un projet d'exploration-exploitation

La phase de recherches permet d'identifier les formations géologiques et détecter la présence éventuelle d'hydrocarbures. Ces recherches sont menées à la fois avec des techniques non-intrusives et avec des techniques de forage.

Une phase de délinéation vise à caractériser l'accumulation d'hydrocarbures détectée. Les mêmes techniques sont employées. *In fine*, cette phase permet de définir les conditions d'exploitation.

La phase d'exploitation proprement dite, correspond à l'étape pendant laquelle les gisements sont développés et les hydrocarbures extraits. Des forages de développement et de redéveloppement sont conduits dans cette phase.

La phase d'abandon comprend la fermeture définitive des puits, le démantèlement des installations et la réhabilitation du site.

Les deux premières étapes sont menées dans le cadre d'un titre minier d'exploration et les deux suivantes dans le cadre d'un titre minier d'exploitation (concession).

¹ Accident ayant entraîné une incapacité de travail d'au moins 1 jour.

² Dans la terminologie spécifique de l'EP d'hydrocarbures, le forage désigne l'action de forer un puits, et non l'ouvrage lui-même.

On constate que 44% des accidents se produisent au cours de la phase d'exploitation, qui couvre typiquement une période de 20 à 40 ans. Cela dit, les opérations de forage, pratiquées généralement sur une période beaucoup plus courte (10-20 ans), concentrent tout de même 30% des accidents majeurs. Le forage reste donc une étape sensible, du point de vue de la sécurité au travail comme de la protection de l'environnement.

L'étude de la gravité des conséquences des accidents montre que les incidents sur puits sont les plus dommageables, comparativement aux fuites sur installations, aux accidents d'engins et aux chutes de matériel. Parmi les problèmes liés aux puits, l'éruption de puits (8% des accidents) a les conséquences les plus sévères, notamment sur l'environnement.

D'après les statistiques, il n'y a pas réellement de situation intermédiaire dans l'impact environnemental : les rejets en mer sont pour la plupart mineurs et dans quelques cas, ils sont extrêmement graves. Par exemple, les deux éruptions de puits que constituent l'accident de la plate-forme Ixtoc I en juin 1979 et celui de la plate-forme Deepwater Horizon en avril 2010 représentent à eux seuls un rejet cumulé 40 fois plus important que les 26 autres accidents ayant entraîné les rejets les plus sévères dans le Golfe du Mexique entre 1970 et 2010. Ces deux accidents dépassent de près de deux fois le rejet le plus important connu lié à un navire pétrolier. A la suite de l'accident de la plate-forme Deepwater, des dispositifs de coiffage de puits (*capping device*) et de récupération des hydrocarbures ont été développés pour limiter le volume des rejets accidentels.

Quels sont les facteurs prépondérants dans le risque d'éruption de puits ?

L'analyse de l'accidentologie révèle que l'éruption de puits est le type d'accident le plus dommageable pour l'environnement dans le cas des activités d'exploration-production (EP) d'hydrocarbures en mer. Ce phénomène se définit comme une sortie incontrôlée de fluides à partir d'un puits, les points de sortie se trouvant soit à la tête du puits (éruption de surface), soit le long du puits au niveau de formations géologiques vulnérables (éruption souterraine).

En forage, une éruption est causée par la conjugaison de deux phénomènes : un afflux de fluides indésirables dans le puits (venue) autorisé par la défaillance de la barrière de sécurité primaire du puits (poids de la colonne de boue) ; un contrôle inefficace de la venue du fait de la défaillance des barrières secondaires (cimentations, cuvelages et Bloc d'Obturation de Puits). C'est dans la phase de forage que le risque d'éruption de puits est le plus fort en mer (5,2 éruptions pour 1000 puits forés), puis lors des interventions de reconditionnement de puits en phase d'exploitation (1,3 éruptions pour 1000 opérations).

Les risques en phase de forage

Lors du démarrage des opérations de forage, un risque d'éruption (2,5 pour 1000 puits en *offshore*) existe du fait de la présence éventuelle de gaz situé dans des couches géologiques à faible profondeur, sous forme d'hydrates (*shallow gas*). Ce type d'éruption est très difficile à maîtriser (dans 60% des cas, elle ne l'est pas), du fait de l'absence de BOP en tête de puits, qui n'est pas encore installé lors des premières phases de forage. La stratégie de prévention est donc, pour ce type de risque, le principal élément sur lequel repose la sécurité.

Lorsque le forage a atteint les formations plus profondes, la fréquence d'éruption (2,7 pour 1000) est 4 fois plus importante dans le cas d'un forage d'exploration que dans le cas d'un forage de développement, c'est-à-dire réalisé en phase d'exploitation. Ce constat met en exergue l'importance de disposer de la meilleure connaissance possible du milieu géologique pour réduire le risque d'éruption. Par ailleurs, le risque d'éruption augmente nettement avec la profondeur : il est 6 fois plus important pour un puits d'exploration Haute Pression Haute Température (>4 500 m de profondeur) que pour un puits moins profond. En contexte HPHT, 2% des puits subissent une éruption en cours de forage. Enfin, la nature des fluides contenus dans les formations géologiques traversées a une incidence directe sur le niveau de risque : le risque d'éruption est moitié plus important pour un puits à gaz que pour un puits à huile.

Les risques lors des interventions sur puits

Les opérations de reconditionnement de puits (*workover*), qui impliquent le retrait de la tête de puits, sont les interventions les moins fréquentes mais qui présentent le plus fort taux d'éruption (1,3 pour 1 000 opérations). Les interventions au câble, les plus fréquentes, présentent un risque nettement moindre (60 fois moins que les opérations de reconditionnement). La moitié des éruptions survenant lors d'interventions sur puits parvient à être maîtrisées rapidement. Lors d'interventions, le risque est deux fois et demi plus élevé pour un puits à gaz que pour un puits à huile.

En dehors des interventions sur puits, l'éruption est un événement assez rare en phase d'exploitation (0,054 éruptions pour 1000 puits et par an). En exploitation, l'enjeu en termes de sécurité se porte plutôt sur la prévention et la détection des fuites lentes liées à la perte possible d'intégrité des puits sur le long terme. En mer du Nord, une enquête réalisée sur 1 800 puits a montré que 8% des puits présentaient des défauts d'intégrité sérieux ou significatifs. Le respect des bonnes pratiques en matière de surveillance et de maintenance des puits devrait s'appuyer sur la norme ISO-TS1 6530 parue en 2014.

Les barrières de sécurité d'un puits

La sécurité d'un puits en forage est assurée par une colonne de fluide (boue de forage) qui exerce une contre-pression sur les fluides présents dans les couches géologiques traversées.

Sauf en phase de forage, le puits est revêtu sur toute sa profondeur de colonnes métalliques cimentées, les cuvelages ou *liners*, pour éviter toute sortie latérale de fluides et stabiliser l'ouvrage.

En tête de puits, un équipement de sécurité, le Bloc d'Obturation de Puits (BOP), permet d'obturer le puits en cas d'afflux de fluides non contrôlé.

Les mécanismes pouvant conduire à une venue en cours de forage

- Présence de gaz à faible profondeur dans les formations géologiques
- Densité de boue de forage insuffisante
- Remontée trop rapide des tiges de forage
- Rencontre d'une formation géologique en surpression
- Perte de circulation de boue de forage entraînant une diminution de la hauteur de la colonne de boue
- Vidange incontrôlée ou arrachement du tube prolongateur (en *offshore*)
- Cimentation défectueuse du puits
- Intersection d'un puits adjacent en cours de forage

Les facteurs pouvant conduire à un contrôle inefficace d'une venue

- Détection tardive de la venue
- Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP
- Procédure de contrôle de la venue inadéquate
- Architecture du puits inadéquate

Le cadre de l'activité d'exploration-exploitation des hydrocarbures

En phase d'exploration, un industriel dispose d'un permis exclusif de recherches (PER) délivré pour 5 ans, dont la durée peut être prolongée deux fois. Sur le plateau continental, l'exploration *offshore* peut être menée avec un PER ou dans le cadre d'une autorisation de prospections préalables (APP), qui ne peut excéder 2 ans (l'APP n'est toutefois pas exclusive et ne permet pas de sondage à plus de 300 m de profondeur).

En phase d'exploitation, le titre minier dont un industriel doit disposer est une concession, accordée pour une durée maximale de 50 ans et qui peut faire l'objet de prolongations successives par période de 25 ans maximum. Lorsque l'exploitant renonce à sa concession, la responsabilité de la mine est transférée à l'Etat.

Les obligations liées aux titres miniers contraignent l'exploitant à fournir un rapport relatif aux incidences de la concession sur l'occupation des sols et sur les caractéristiques du milieu environnant. L'exploitant doit également se soumettre aux visites d'inspection de l'autorité chargée de la police des mines (DREAL, DRIEE, DEAL).

Les obligations réglementaires en matière de sécurité

En dehors des obligations liées aux titres miniers, le démarrage d'une activité d'exploration-exploitation nécessite une déclaration ou une autorisation préfectorale. Qu'il s'agisse de déclaration d'ouverture de travaux (DOT) dans le cas d'utilisation de méthodes non intrusives ou d'autorisation d'ouverture de travaux (AOT) dans le cas de forages, l'exploitant est tenu d'analyser *a priori* les risques : étude de dangers, document de sécurité et de santé (pour les travailleurs), étude des incidences sur l'environnement (dans le cas d'une DOT) et étude d'impact (dans le cas d'une AOT).

Dans le cadre des opérations de forage, un programme de forage soumis par l'exploitant à l'approbation des autorités compétentes comprend les mesures prises pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement.

En phase d'exploitation, un programme de surveillance et de maintenance des puits précise la nature et la fréquence des contrôles et des tests. Une surveillance spécifique doit être définie par l'exploitant pour les puits mis en sommeil (arrêt > 1 an).

En cas d'interventions lourdes sur un puits, un programme d'intervention doit être établi qui dresse les mesures de sécurité et de protection de l'environnement prévues ; un rapport d'intervention commente les résultats des contrôles.

La fermeture d'un puits peut être provisoire ou définitive. La fermeture provisoire nécessite un programme de fermeture soumis à l'approbation des autorités et ne peut dépasser 2 ans en mer et 4 ans sur terre ; elle s'accompagne d'une surveillance de l'ouvrage pendant toute la période concernée. La fermeture définitive nécessite un programme de fermeture définitive soumis à l'approbation des autorités. Le rapport de fermeture doit décrire l'état du puits après sa fermeture.

Dans le cas de l'arrêt de l'activité, la déclaration d'arrêt définitif des travaux (DADT) comprend un mémoire technique qui expose les mesures prises par l'exploitant pour faire cesser les désordres et nuisances engendrées par ses activités et prévenir les risques de survenue de désordres futurs. Le cas échéant, l'exploitant doit indiquer les mesures de surveillance qui devraient être poursuivies. Sur la base de ce mémoire, le préfet édicte ensuite ses prescriptions techniques par un premier arrêté de donné acte. Lorsque les mesures ont été mises en œuvre, l'exploitant remet un rapport qui, s'il est recevable, aboutit à un deuxième arrêté de donné acte.

L'exploitant ne peut renoncer à son titre minier sans ce deuxième arrêté.

Les textes de référence

Décret 2006-648 du 2 juin 2006 relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrains

Décret 2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrains et à la police des mines et des stockages souterrains

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 (décrets 71-360, 71-361 et 71-362 du 6 mai 1971)

Titre « Forages » du Règlement Générale des Industries Extractives (RGIE) révisé par le décret 2000-278 du 22 mars 2000 et ses trois arrêtés d'application dits « Equipements », « Cuvelages » et « Venue » du 22 mars 2000.

Le contexte normatif

L'industrie pétrolière compte au moins 20 000 textes normatifs élaborés par plus de 130 organisations (organisations professionnelles ou autorités internationales, nationales et régionales).

Les textes de référence dans le cadre de l'exploration-exploitation d'hydrocarbures sont essentiellement élaborés au sein de deux organismes : l'International Standard Organisation (ISO), en particulier le comité technique TC67 ; l'American Petroleum Institute (API). Ces deux organismes ont opéré ces dernières années un rapprochement pour harmoniser leurs textes.

Les travaux de l'INERIS ont recensé 340 textes normatifs de référence. Ce faisant, l'Institut a constaté la disparité des normes de référence d'un pays à l'autre : seules 13% des normes citées dans une réglementation le sont dans plusieurs pays. Un travail important reste donc à mener au plan international sur le rapprochement des textes réglementaires et normatifs.

Exemple d'analyse d'accident : Campo de Frade (2011)

Le 7 Novembre 2011, sur le champ pétrolifère de Campo de Frade, à 120 km au large du Brésil, une venue suivie d'une éruption souterraine s'est produite en phase d'exploitation au cours du forage du puits n°9-FR-50DP-RJS, situé sous 1 200 m d'eau et d'une profondeur totale de 2 220 m. Ce forage est opéré par la plateforme de forage semisubmersible Sedco 706 exploitée par la société Transocean. L'exploitant du gisement est la société Chevron Brasil Upstream Frade Ltda.

A la suite de cette éruption, les hydrocarbures ont migré à travers la formation géologique, occasionnant un écoulement de pétrole au fond de la mer. Une nappe de pétrole s'est répandue autour du puits et les observations réalisées au fond de la mer ont mis en évidence la présence de huit fissures (dont l'une par laquelle s'échappait le pétrole). L'exploitant a alors entrepris de colmater et de fermer définitivement le puits. Le contrôle du puits a été repris en 6 jours. La procédure d'abandon définitif du puits a été close le 12 février 2012. Le 4 mars 2012, une nouvelle fuite a été observée, émanant d'une faille située à environ 3 km du premier point de fuite.

Déroulement de l'incident

7 novembre – 13h30 : apparition d'une venue. Contrôle de débit et fermeture du BOP.

8 novembre – 10h : éruption au fond de la mer.

8 novembre – 15h30 : tentative de neutralisation du puits par ajout d'alourdissant dans la boue, sans succès.

8 novembre – 17h30 : lancement d'une procédure de *bull heading* (pompage forte pression par l'intérieur des tiges du forage) pour contrer la venue, sans succès.

Du 8 au 12 novembre : perte de 200 m³ de boue.

13-14 novembre : bouchage et reprise de contrôle du puits.

Conséquences

- Aucune victime.
- 590 m³, soit 470 tonnes, de pétrole déversé en mer.
- Nappe de pétrole de 1,8 km².
- Suspension de toutes les opérations de forage de Chevron au Brésil le 23 novembre 2011.
- Amende de 25 millions \$ et 10 milliards \$ de dommages et intérêts réclamés à Chevron.

Enseignements

- Mauvaise estimation par l'exploitant de la pression des fluides au sein du gisement :
 - non prise en compte de la présence d'un puits d'injection à proximité du forage, qui a occasionné une pression de gisement plus importante que celle calculée ;
 - non prise en compte d'une réduction temporaire de la densité de la colonne de boue lors de la deuxième déviation du forage, ce qui a entraîné la venue.
- Non respect des bonnes pratiques de l'industrie pétrolière : la hauteur de cimentation de la dernière colonne du puits était insuffisante (175 m au dessous de celle prévue), ce qui a favorisé la fracturation du terrain.

- Choix inapproprié de la procédure de contrôle de la venue :
 - la procédure de *bull heading* a provoqué la fracturation de la formation géologique au niveau de la section non cimentée du puits (à 660 m sous le fond marin).
- Mauvais positionnement du sabot du cuvelage de surface à 600 m sous le fond marin, favorisant ainsi la remontée du pétrole vers le fond de la mer :
 - action en infraction avec la réglementation brésilienne qui exige une profondeur minimale sous le fond de 900 m.
- Non respect du plan d'urgence interne lors de la perte de contrôle du puits :
 - le prestataire chargé d'intervenir sur le puits n'est informé que le 10 novembre de l'accident survenu le 7 novembre.
- Mauvaise caractérisation de la géologie du site par l'exploitant :
 - non prise en compte des tests de fracturation réalisés précédemment sur 3 puits situés dans la même zone. Les tests avaient permis d'obtenir une estimation de la densité équivalente de la pression de fracturation des terrains. L'augmentation de la densité de la boue au-delà de cette valeur a conduit à l'ouverture de fractures par lesquelles le pétrole a pu migrer jusqu'au fond de la mer.
- Non adaptation des procédures aux anomalies détectées :
 - non prise en compte de la hauteur insuffisante de cimentation du puits ;
 - non prise en compte immédiate des signes indiquant une fracturation du terrain.
- Manque de réactivité lors de la survenue de l'incident : l'exploitant a mis 2 jours pour identifier le phénomène d'éruption.
- Non réalisation de l'analyse de risques spécifique au puits exigée par la réglementation.

(Source : *Final Report of the Investigation of the Oil Leaking Incident in the Frade Oil Field*. ANP, juillet 2012).

L'INERIS en bref

L'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques a pour mission de contribuer à la prévention des risques que les activités économiques font peser sur la santé, la sécurité des personnes et des biens, et sur l'environnement. Il mène des programmes de recherche visant à mieux comprendre les phénomènes susceptibles de conduire aux situations de risques ou d'atteintes à l'environnement et à la santé, et à développer sa capacité d'expertise en matière de prévention. Ses compétences scientifiques et techniques sont mises à la disposition des pouvoirs publics, des entreprises et des collectivités locales afin de les aider à prendre les décisions les plus appropriées à une amélioration de la sécurité environnementale.

L'INERIS, établissement public à caractère industriel et commercial placé sous la tutelle du ministère chargé de l'Ecologie, a été créé en 1990. Né d'une restructuration du Centre de Recherche des Charbonnages de France (CERCHAR) et de l'Institut de Recherche Chimique Appliquée (IRCHA), il bénéficie d'un héritage de plus de 60 ans d'expertise reconnue. L'Institut dispose de deux filiales, INERIS Formation et INERIS Développement. L'INERIS est également membre fondateur de GEODERIS, Groupement d'Intérêt Public qui vient en appui des services déconcentrés de l'Etat sur la gestion de l'après-mine.

- Un effectif de 589 personnes dont 350 ingénieurs (347 hommes et 242 femmes).
- Une équipe de spécialistes des géosciences basée à Nancy dans le cadre d'activités de recherche et d'expertise sur les risques liés à l'Après-Mine.
- Une plate-forme d'expertise sur la valorisation des déchets à Aix-en-Provence.
- Un siège dans l'Oise, à Verneuil-en-Halatte : 50 hectares, dont 25 utilisés pour des plates-formes d'essais, 25 000 m² de laboratoires.

Domaines de compétence

- *Risques technologiques* : sécurité industrielle (sites Seveso), TMD, nouvelles énergies, équipements de sécurité, sécurité des procédés chimiques, étude des phénomènes dangereux accidentels (incendie, explosion, dispersion toxique), certification.
- *Risques santé-environnement* : mesure et prédiction de la qualité de l'air (ambiant, intérieur), pollution des milieux aquatiques, toxicité des substances chimiques, CEM, REACh, nanosécurité, gestion des sites pollués...
- *Risques naturels et du sous-sol* : cavités et versants rocheux, industries extractives et mine/après-mine, stockages souterrains, filière CCS, risques et impacts d'exploration-production d'hydrocarbures...

Activité

- Recettes : 78 M€
- Recherche amont et partenariale : 20 %
- Expertise en soutien des politiques publiques: 57 %
- Chiffres d'affaires entreprises : 23 %

L'INERIS, acteur de la recherche

L'Institut est un des partenaires de l'ANCRE (Alliance Nationale pour la Coordination de la Recherche sur l'Energie) ; il est membre associé d'AVIESAN (alliance nationale pour les sciences de la vie et la santé) et d'ALLENVI (alliance nationale de la recherche pour l'environnement).

L'INERIS est partie prenante de deux unités mixte de recherche : l'UMR PERITOX « Périnatalité et Risques Toxiques » avec l'Université de Picardie Jules Verne et l'UMR SEBIO « Stress environnementaux et biosurveillance des milieux aquatiques » avec l'Université de Reims Champagne-Ardenne et l'Université du Havre.

Gouvernance et déontologie à l'Institut

La gouvernance scientifique de l'INERIS est constituée d'un Conseil scientifique qui examine les orientations stratégiques de l'Institut, de trois commissions spécialisées qui évaluent les programmes et équipes scientifiques et de la commission d'orientation de la recherche et de l'expertise (CORE).

Un comité indépendant suit l'application des règles de déontologie qui encadrent l'indépendance des avis de l'INERIS ; depuis 2001, il rend compte directement au Conseil d'administration. L'INERIS a la possibilité de se saisir de questions portant sur des risques, notamment à caractère environnemental ou sanitaire. Cet aspect a été pris en compte en septembre 2010, lors de l'adoption de la Charte Nationale de l'Expertise.

La Cellule d'Appui aux Situations d'Urgence

L'Institut a créé en 2003 une Cellule d'Appui aux Situations d'Urgence (CASU) qui met, en temps réel et 24h/24, les compétences scientifiques et techniques de ses ingénieurs et chercheurs à la disposition des Ministères, des services déconcentrés du Ministère chargé de l'Ecologie et des services d'intervention de la Sécurité Civile (pompiers...).

La démarche Qualité

L'INERIS est certifié ISO 9001 pour l'ensemble de ses activités depuis 2000. Plusieurs laboratoires disposent d'accréditations COFRAC : ISO/CEI 17025 essais et étalonnages ; ISO/CEI 17043 organisation de comparaisons inter-laboratoires ; ISO/CEI 17065 certification de produits et services. L'INERIS possède également une installation d'essai reconnue conforme BPL.

La Commission d'Orientation de la Recherche et de l'Expertise (CORE)

représente la concrétisation de la démarche d'ouverture de l'Institut. Officialisée par l'arrêté du 26 avril 2011 relatif aux comités d'orientation scientifique et technique de l'INERIS, elle marque le passage d'une gouvernance scientifique à une gouvernance scientifique et sociétale, portant également sur les activités d'expertise et d'appui aux pouvoirs publics.

La Commission d'Orientation de la Recherche et de l'Expertise réunit 5 collègues (industriels, élus, syndicats, associations, État) et des personnalités qualifiées de l'enseignement supérieur ou de la recherche.