



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 180582 - 1785835 - v1.0

15/11/2019

**RETOUR D'EXPÉRIENCE SUR LES RISQUES LIÉS AU
STOCKAGE EN RÉSERVOIR DÉPLÉTÉ :
CAS DE L'ACCIDENT D'ALISO CANYON (ÉTATS-UNIS)**

PRÉAMBULE

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : Direction des Risques du Sol et du Sous-Sol

Rédaction : OURAGA Zady -

Vérification : LAHAIE FRANZ; LAFORTUNE STEPHANE

Approbation : BIGARRE PASCAL - le 15/11/2019

1. Introduction

Le stockage d'hydrocarbures en souterrain est une activité ancienne, née au début du 20^{ème} siècle aux États-Unis. En France, il existe 28 sites de stockage de ce type, avec une prédominance de stockages de gaz naturel en formations poreuses (13 sites) [1]. Ces derniers sont répartis dans les Bassins parisien et aquitain et relèvent de plusieurs réglementations, notamment des mines et de l'environnement. Leur fonction principale est d'adapter l'offre d'énergie à une demande qui varie fortement entre l'été et l'hiver.

Au-delà du stockage d'hydrocarbures, la possibilité d'utiliser des formations poreuses profondes pour y stocker du CO₂ est également à l'étude depuis une vingtaine d'années, en raison de son impact potentiellement favorable sur l'environnement. En effet, l'application de l'accord de Paris, dont l'objectif fixé est de limiter la hausse de la température du globe à +1,5°C à l'horizon 2100, implique de réduire les émissions de gaz à effet de serre, dont le CO₂ est un des principaux contributeurs. Une des solutions proposées pour atteindre cet objectif est le captage et le stockage géologique du CO₂. Cela implique d'injecter en souterrain des volumes très importants de CO₂ dans des aquifères salins profonds ou dans d'anciens gisements d'hydrocarbures déplétés.

Nonobstant la maturité de cette industrie, force est de constater que le stockage en souterrain n'est pas exempt de risques et d'impacts potentiels sur l'environnement et sur la santé. Les principaux risques identifiés à partir du retour d'expérience des stockages d'hydrocarbures sont des fuites en milieu souterrain ou des pertes de confinement d'installations de surface, qui peuvent conduire à des phénomènes tels qu'une explosion (cas de Moss Bluff, Texas, 2004), une inflammation (cas d'Hutchinson, Kansas, 2001) ou une pollution atmosphérique (cas d'Aliso Canyon, Californie, 2015). Dans le contexte du stockage de CO₂, industrie encore émergente, le nombre d'incidents est beaucoup plus limité [1]. Néanmoins, les similarités entre ces deux types de stockage, d'hydrocarbures d'une part et de CO₂ d'autre part, incitent à tirer profit du retour d'expérience du premier pour enrichir les connaissances et améliorer la maîtrise des risques liés au deuxième.

L'objectif visé au travers de la présente note est d'étudier l'accident de la fuite massive de gaz survenue à Aliso Canyon en 2015 afin d'en tirer des enseignements transposables notamment au stockage de CO₂. Cette note s'appuie principalement sur une analyse de la littérature et des rapports officiels de l'administration américaine concernant cet accident.

2. Les installations concernées

La compagnie pétrolière Tide Water Associated a découvert le champ pétrolier d'Aliso Canyon en 1938 [3]. La zone découverte a été nommée « Porter », puis plus tard deux autres réservoirs ont été exploités, l'un nommé « Aliso », moins profond, et le second nommé « Del Aliso » plus profond. Ces réservoirs ont produit du pétrole de densité API inférieure à 20 avec environ 8,5 m³ (300 cft) de gaz par baril. Des réservoirs plus profonds, « Sesnon » et « Frew », situés à environ 2 500 mètres ont été découverts plus tard respectivement en 1940 et 1945, avec environ 2,8 milliards de m³ (100 Bcf) de gaz piégés et 1,41 milliards de m³ (50 Bcf) de gaz dissous dans l'huile. La réserve de pétrole en place dans les réservoirs « Sesnon » et « Frew » cumulés, était estimée à environ 125 à 150 millions de barils et, jusqu'en 2000, seulement 27,7 millions de barils, soit 18 à 22% des réserves ont été produits [3].

Tide Water Associated et ses successeurs ont exploité le gisement jusqu'en 1972, date à laquelle la société SoCalGas (Southern California Gas Company) a acheté la zone « Sesnon » et « Frew » pour le stockage de gaz naturel. Entre 1972 et 1993, SoCalGas a exploité cette zone pour le stockage de gaz naturel tandis que Texaco (Chevron, puis Termo Oil Company) exploitait d'autres zones pour la production de pétrole. En 1993, SoCalGas a acquis la majorité des parts détenues par Texaco et est devenu le principal concessionnaire et exploitant d'Aliso Canyon.

Le site de stockage de gaz d'Aliso Canyon est situé au nord de San Fernando Valley (à environ 40 km au nord-ouest de Los Angeles), et s'étend sur une surface de 3 600 hectares (voir Figure 1). Le gaz y est stocké à une profondeur de 2 500 mètres, et est principalement composé de méthane et d'éthane. Le site comporte 114 puits avec une capacité de stockage d'environ 4,8 milliards de m³ (en conditions standard de température et de pression¹) [4] dont 2,4 milliards de m³ utiles (c'est-à-dire utilisables pour le cyclage), et la même quantité de gaz coussin. Aliso Canyon était considérée en 2014 comme la 4^{ème}

¹ Température : 25°C ; pression : 1 bar.

plus grande installation de stockage souterrain de gaz aux États Unis et représentait 2,1% du stockage total de gaz naturel du pays. Ce stockage souterrain a joué un rôle important dans l'équilibre de l'offre et de la demande en énergie dans le sud de la Californie en alimentant en gaz près de 11 millions de foyers et 16 centrales thermiques dans les environs de Los Angeles.



Figure 1 : localisation du site de stockage Aliso Canyon

3. L'accident, son déroulement, ses effets et ses conséquences

3.1. L'accident

Le 23 octobre 2015, une fuite majeure de gaz naturel a été détectée sur l'un des 115 puits du site de stockage souterrain de gaz naturel d'Aliso Canyon (puits SS-25). Le déroulé des faits est le suivant [13]:

- 15h15 : une odeur de gaz est signalée à SoCalGas par le personnel d'une société extérieure présente sur le site ;
- 15h20 : le personnel de SoCalGas est déployé sur la zone, trouve et répare une fuite dans une conduite métallique située en surface, au niveau de la tête de puits SS-25. Ils balayaient alors la zone avec un détecteur de gaz portatif mais aucune trace de gaz naturel n'est détectée ;
- aux alentours de 19h00, une fuite de gaz est observée sur la route principale conduisant au puits SS-25 (voir Figure 2). Le personnel est évacué de la zone et la route est fermée. SoCalGas se mobilise pour préparer les opérations de contrôle du puits et commence à enregistrer les pressions en tête du puits toutes les 30 à 60 minutes.

Cette fuite a duré 16 semaines entre sa détection le 23 octobre 2015 et son arrêt définitif le 18 février 2016.



Figure 2 : Localisation de la première zone de fuite de gaz le 23 Octobre 2015 [14]

3.2. Les conséquences humaines et sociales

Pendant les 16 semaines de fuite de gaz, le Los Angeles County Department of Public Health (LADPH) recense plus de 700 signalements de symptômes potentiellement imputables à la fuite de gaz : maux de tête, nausées/vomissements, diarrhées, saignements de nez, problèmes respiratoires, oppressions thoraciques, toux et vertiges [7].

Les nausées, saignements de nez et maux de tête observés chez certains habitants proches de la zone de fuite sont soupçonnés d'être liés à une exposition au mercaptan [6]. Cet élément est un additif chimique ajouté au gaz et destiné à détecter une fuite à partir de son odeur (le méthane étant inodore et invisible). L'analyse des dossiers et des suivis médicaux des patients du Department of Veterans Affairs (environ 17 000 dossiers) a permis de corroborer l'impact de cette fuite sur l'augmentation des problèmes respiratoires [12] au cours de l'incident. Cette analyse a été rendue possible grâce aux 60 000 vétérans de l'armée américaine qui vivent dans la région de San Fernando Valley, dont 9 000 dans le voisinage de Porter Ranch proche de la zone de fuite.

Il faut noter également que la fuite d'Aliso Canyon a entraîné la relocalisation temporaire par la compagnie SoCalGas de près de 2 824 foyers (environ 11 296 personnes) vivant à Porter Ranch et dans les quartiers environnants [7][8].

Certains composés volatils organiques, connus sous l'acronyme BTEX (benzène, toluène, éthylebenzène, xylènes) et cancérigènes pour l'homme, ont été mesurés sur différents sites de surveillance de la qualité de l'air entre décembre 2015 et juillet 2017. Les résultats de la surveillance ont montré des concentrations en BTEX dans l'air inférieures aux seuils d'exposition chronique pouvant causer des problèmes graves de santé fixés par le bureau californien de l'Office of Environmental Health Hazard Assessment (OEHHA) et le California Air Resources Board CARB) [9]. Il est toutefois à noter qu'aucune surveillance de la concentration en BTEX dans les premières semaines qui ont suivi la fuite n'a été menée autour de Porter Ranch.

Après le bouchage du puits SS-25, la campagne de surveillance de la qualité de l'air a montré que la concentration des polluants liés à la fuite du gaz naturel a diminué dans les quartiers proches d'Aliso Canyon, puis est progressivement revenue à des seuils habituels pour le Bassin de Los Angeles [9].

3.3. Les conséquences environnementales

Conley et al. [4] ont survolé la zone de fuite entre le 7 novembre 2015 et le 13 février 2016 à l'aide d'un avion équipé d'instruments de mesure. L'analyse d'échantillons d'air recueillis a montré que le gaz naturel était composé de méthane, d'éthane et d'odorant sulfuré (mercaptan) avec des taux de fuite dans l'atmosphère allant jusqu'à 60 tonnes de méthane et 4,5 tonnes d'éthane par heure. Au total, environ 97 100 tonnes de méthane (environ 141 millions de m³ dans les conditions standards) et 7 300 tonnes d'éthane ont été rejetées dans l'atmosphère [4].

Cette fuite de méthane est la deuxième de ce genre enregistrée aux États-Unis, dépassée seulement par les 169 millions de m³ (60 milliards scf) rejetés dans l'atmosphère lors de l'effondrement de

l'installation de stockage souterrain de Moss Bluff, Texas [3]. En revanche, l'impact sur le climat et donc sur l'environnement de la fuite d'Aliso Canyon est de loin la plus importante car l'explosion et l'incendie survenue lors de la fuite de Moss Bluff a entraîné la combustion du gaz relâché pour produire du CO₂. En terme de comparaison, le méthane réside moins longtemps dans l'atmosphère mais a un potentiel de réchauffement global 34 fois plus élevé que le CO₂ à un horizon de 100 ans [10].

Le volume de gaz naturel relâché par le puits SS-25 lors de l'accident a doublé l'émission totale de gaz naturel dans toute la Californie sur la période de fuite et a représenté 25% des émissions totales annuelles de méthane dans cet état [5].

3.4. Les conséquences économiques

SoCalGas a évalué à environ 1,07 milliard de dollars le coût total engendré par la fuite d'Aliso Canyon. Ce coût comprend notamment : le coût des opérations de fermeture du puits SS25, des analyses effectuées pour évaluer l'impact de la fuite sur la santé des riverains et sur l'environnement, de la relocalisation des résidents [11], ainsi que le financement de 38 000 dispositifs de filtration de l'air pour les maisons, les écoles et les entreprises.

4. L'origine, les causes et les circonstances de l'accident

4.1. Origine

Le puits SS-25 a été foré en 1954, initialement pour la production d'huile. Il est recouvert de deux cuvelages concentriques, un premier de diamètre 11"3/4 ancré à 300 m de profondeur (900 ft) et un deuxième de diamètre 7" ancré à environ 2600 m (8585 ft). Le cuvelage 7" est cimenté depuis le sabot jusqu'à la profondeur de 2130 mètres (7 000 ft), le reste de l'annulaire étant rempli par le fluide de forage laissé en place lors de la construction du puits (voir Figure 3). Le cuvelage 11"3/4 n'a aucune cimentation au-dessus de 120 mètres (400 ft) de profondeur.

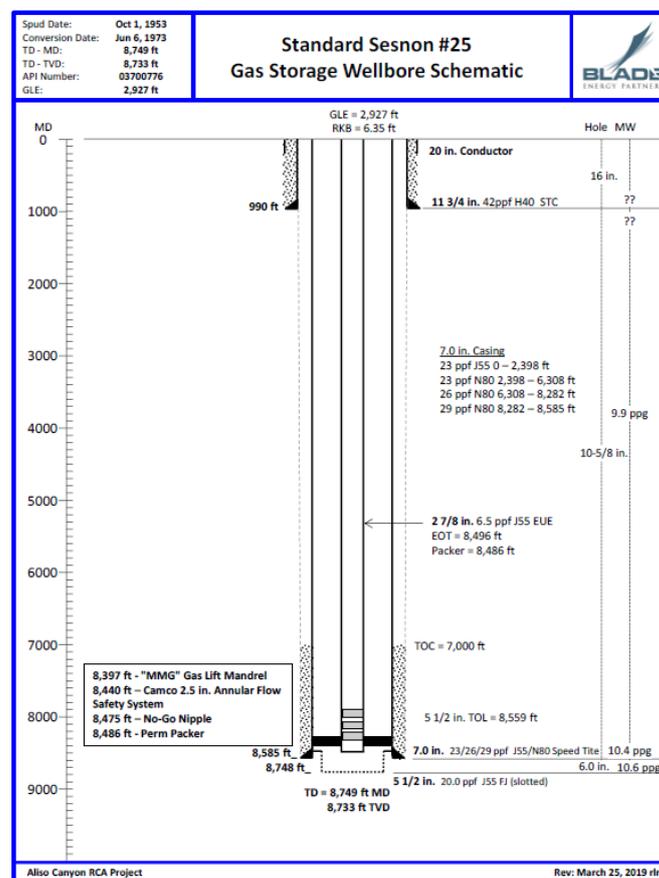


Figure 3 : structure du puits SS-25 en Février 1979 [13]

En tant que producteur d'huile, le puits était complété par un tubing de production 2"7/8, par lequel l'huile circulait et qui faisait office de barrière primaire, la barrière secondaire étant le cuvelage 7".

En 1973, le puits SS-25 a été converti en puits de stockage de gaz naturel. Pour des raisons d'optimisation du débit, le gaz a alors été injecté et soutiré à la fois par le tubing de production et par l'annulaire 2"7/8-7". Le cuvelage 7" est donc devenu barrière primaire, le cuvelage 11"3/4 faisant alors office de barrière secondaire. Or, il n'a pas été effectué d'analyse de risque lors de ce changement de configuration. Aucun rapport ne mentionne une analyse de la qualité de la cimentation autour du cuvelage 7", c'est-à-dire qu'il n'y a pas eu de contrôle diagraphique du ciment autour de ce cuvelage, ni de contrôle de corrosion du cuvelage lui-même [13]. Seuls des essais en pression ont été réalisés pour vérifier la bonne tenue du cuvelage.

Il est à noter que le site de stockage d'Aliso Canyon a connu au total 124 incidents liés à des fuites de gaz à travers les cuvelages [13]. Deux de ces incidents ont conduit à des fuites massives souterraines de gaz, notamment ceux qui ont concerné le puits Frew-3 en 1984 et le puits FF-34A en 1990. Ces puits ont été bouchés par injection de boue dans le tubing. Suite à ces incidents, aucune analyse pour identifier l'origine et la cause de ces fuites n'a été menée, et aucune mesure préventive n'a été mise en place pour éviter que ces types de fuites ne se reproduisent, avant l'accident du 23 octobre 2015.

Il faut noter qu'en 1988, SoCalGas a lancé une campagne qui a duré deux ans et qui visait à évaluer l'intégrité mécanique des cuvelages de 20 puits, dont le puits SS-25. Ces puits ont été sélectionnés sur la base de leur historique et du temps écoulé depuis les derniers travaux de reconditionnement (*workover*). Le puits SS-25 a été considéré comme moins prioritaire et sur les 20 puits sélectionnés, SoCalGas n'a réalisé des logs d'inspection que sur 7 puits. Les résultats de ces inspections ont montré des pertes de matière sur les surfaces externes des cuvelages de l'ordre de 20 à 60% de l'épaisseur sur 5 des 7 puits analysés. Par la suite, aucune investigation n'a été menée pour étudier l'origine de la corrosion externe de ces puits.

4.2. Causes immédiates

Le matin du 23 octobre 2015, l'injection de gaz dans le puits SS-25 débute entre 3h et 4h du matin, avec une pression d'injection en tête de puits d'environ 18,61 MPa (2700 Psi). Quelques temps après l'injection, le cuvelage 7" se déforme radialement puis une rupture axiale apparaît vers 270 m (892 ft) de profondeur. Le gaz qui s'échappe alors le long de cette rupture se dilate, ce qui fait chuter la température du cuvelage en acier, réduisant ainsi sa résistance. Cela se traduit par l'amorçage, entre 7h et 8h du matin d'une fissure radiale au niveau du point d'arrêt de la fissure axiale (voir Figure 4).

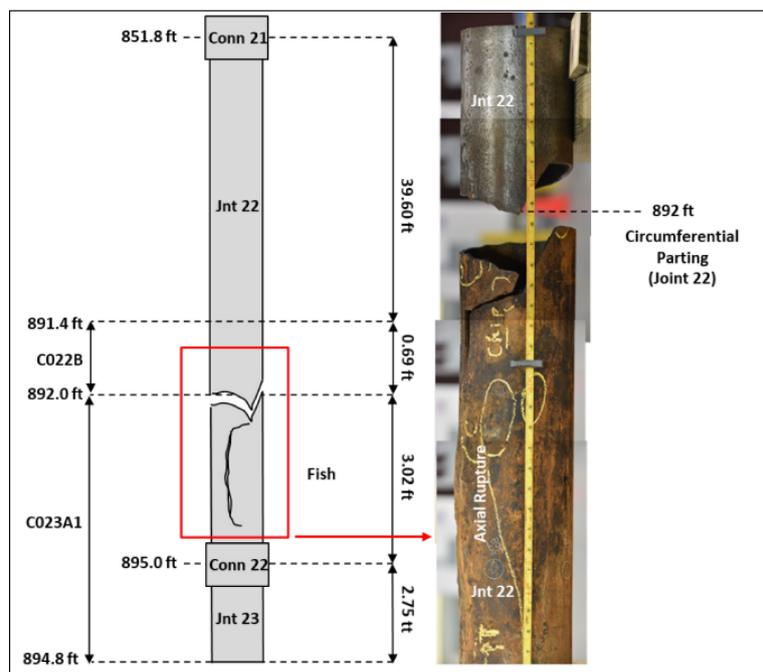


Figure 4 : Illustration et photo de la rupture du cuvelage [13]

Pendant ce temps, l'injection de gaz se poursuit. L'entreprise Blade Energy, mandatée par le California Public Utilities Commission (CPUC) pour réaliser la tierce expertise sur l'origine et la cause de cet accident, a estimé le débit de fuite à travers la fissure axiale à ce moment de l'accident à environ 4,53 millions de m³/jour (160 MMscf/d) dont environ 2,55 millions de m³/jour (90 MMscf/d) provenait du gaz stocké et 1,98 millions de m³/jour (90 MMscf/d) de l'injection. Le changement de pression dans le système d'injection induit par la compensation de la fuite était trop faible pour être détecté en temps réel par le système de surveillance en place sur le site. La fuite de gaz a entraîné une augmentation de la pression interne dans le cuvelage 11"3/4, créant des trous sur les parties corrodées de la surface de ce cuvelage. Ces ruptures d'intégrité ont conduit à la remontée du gaz naturel à la surface, où la fuite a été détectée à 15h15.

Les opérations visant à déterminer les causes exactes de la fuite du puits SS-25 ont démarré en février 2016, après que le puits a été mis en sécurité et définitivement bouché sous les fissures. Les équipes de Blade Energy ont effectué une série d'opérations dont des logs et des imageries de puits suivis, en juillet 2017, d'une extraction de la section du cuvelage en cause.

Sur la base de ces investigations, il est apparu que le cuvelage en acier s'était fortement corrodé et avait perdu 85% de matière au niveau de la zone d'initiation de la fuite. Il a été constaté que la corrosion externe du cuvelage de 7" était significative au-delà de la profondeur de 213 mètres (700 ft), avec une épaisseur de corrosion supérieure à 15 à 20% de l'épaisseur du cuvelage. La section du cuvelage de 7" qui a rompu présentait plusieurs marques de corrosion supérieures à 50% de l'épaisseur du cuvelage (voir Figure 5).

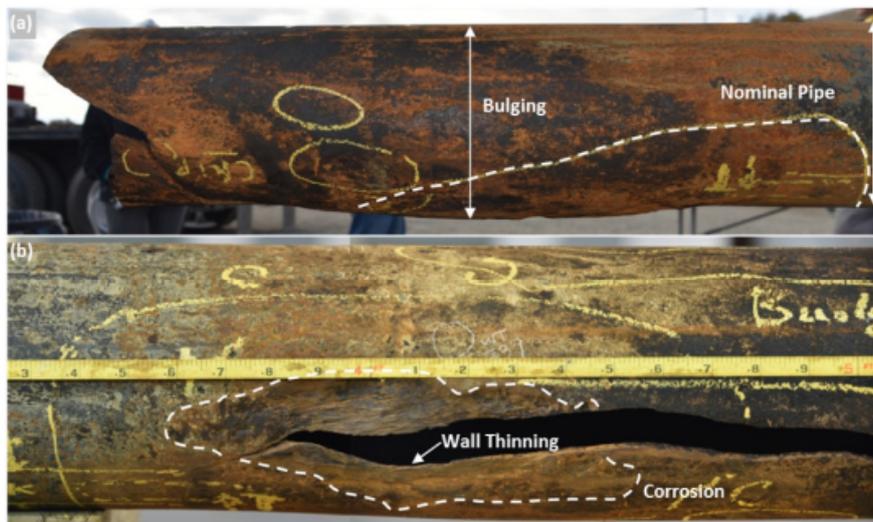


Figure 5 : Photos de l'élongation radiale (a), de la corrosion et la zone de rupture (b) du cuvelage de 7" [13]

Cette corrosion externe survenue autour des cuvelages est liée à l'environnement du puits. En effet, en l'absence d'une cimentation de qualité des cuvelages, les eaux souterraines contenant des micro-organismes susceptibles de corroder les cuvelages, ont pu se mélanger au fluide de forage censé protéger les cuvelages 7" et 11"3/4, puis progressivement le lessiver. Avec les opérations de stockage et de soutirage du gaz naturel dans le cuvelage 7" et le tubing, une petite quantité de CO₂ provenant du réservoir s'est retrouvé dans l'espace annulaire entre les cuvelages 7" et 11"3/4. La migration du CO₂ s'est effectuée à travers certaines connections du cuvelage 7". Cette présence de CO₂ dans le milieu a favorisé la prolifération de ces micro-organismes, et a conduit à des réactions physico-chimiques entraînant la corrosion des cuvelages. Ainsi, la pression de 19 MPa (2761 Psi) appliquée en tête du cuvelage 7" a entraîné une élongation radiale du cuvelage à cause de la perte de résistance au niveau de la zone la plus corrodée. Ce défaut a constitué une faiblesse mécanique et les rainures de corrosion générées sur les surfaces externes du cuvelage ont favorisé la concentration de contrainte autour de cette zone. Cette déformation radiale s'est accompagnée d'un amorçage axial d'une fissure par rupture ductile d'une longueur de 53,9 mm (2.12 in.). Cette fissure s'est propagée verticalement de haut en bas de la zone d'initiation puis s'est arrêtée une fois que l'énergie emmagasinée s'est dissipée. La fuite de gaz le long de la fissure axiale a entraîné, d'après les simulations effectuées, une diminution de la température locale de 26°C avant la fuite à -34°C après. Du fait de cette baisse de température, une

autre fissure s'est initiée et s'est propagée radialement (voir Figure 4) pour sectionner le cuvelage de 7" à la profondeur de 271 mètres (892 ft).

4.3. Causes internes

La fuite de gaz d'Aliso Canyon a permis de mettre en lumière à la fois des failles au niveau des procédures de SoCalGas en matière de prévention des risques ainsi que des insuffisances réglementaires au moment des faits. On note en particulier :

- Au niveau technique et organisationnel :
 - un retour d'expérience insuffisant sur les causes des nombreuses fuites de gaz survenues à Aliso Canyon dans le passé. Par ailleurs, malgré la corrosion externe détectée sur certains puits à la suite d'investigations, aucune étude supplémentaire n'a été menée pour déterminer l'origine de cette perte de matière ;
 - l'absence de mise à jour de l'évaluation des risques lors de la conversion du puits ;
 - une protection insuffisante des cuvelages devenus barrières primaire et secondaire après reconversion, en particulier l'absence d'une cimentation de hauteur et de qualité suffisantes ;
 - l'absence, en tête du puits SS-25, d'une vanne de sécurité de subsurface. En effet, la présence d'une telle vanne n'était pas réglementairement exigée par l'état de Californie (le puits étant situé à environ 1,5 km de la première habitation, c'est-à-dire bien au-delà des 100 m réglementaires) ;
 - une impréparation aux interventions d'urgence sur puits éruptifs (procédure à suivre, composition et densité de boue à appliquer, etc.), qui ont conduit à l'échec des six premières tentatives de contrôle de la fuite (voir § 5).
- Au niveau réglementaire :
 - une insuffisance des dispositions relatives à la prévention des risques de corrosion et au contrôle périodique de l'épaisseur des cuvelages ;
 - l'absence d'obligation d'équiper le puits d'une vanne de sécurité de subsurface ;
 - une insuffisance des dispositions relatives aux mesures d'urgence à adopter en cas de fuite.

5. Les mesures immédiates et la mise en sécurité du site

Entre le 24 octobre et le 22 décembre 2015, sept tentatives de mise en sécurité du puits ont été successivement menées par l'exploitant.

La première tentative de contrôle de la fuite a débuté le 24 octobre 2015, c'est-à-dire au lendemain de la détection. Cette tentative s'est soldée par un échec, car le fluide injecté pour contrer la venue de gaz n'était pas assez dense et avait une température de cristallisation très élevée. L'injection de cette boue a donc conduit à la création de bouchons de glace (hydrates) colmatant ainsi le tubing et le cuvelage. La présence de ces bouchons a entraîné une augmentation de la pression sous les bouchons et une fissuration de la roche sous le sabot du cuvelage 11"3/4, ce qui a aggravé la fuite. Les cinq autres tentatives, opérées entre le 13 et le 25 novembre 2015, ont conduit également à des échecs, toujours en raison d'une boue insuffisamment dense. Chacune de ces opérations a causé des dommages additionnels en profondeur, comme au niveau de la tête de puits. Le 22 décembre 2015, sur la base d'une analyse plus avancée, une septième tentative de contrôle de la venue a été initiée. La pression en tête de puits a chuté jusqu'à zéro pendant un instant, mais le pompage de la boue a dû être arrêté à cause de mouvements de la tête de puits consécutifs aux dommages cumulés suite aux opérations précédentes.

En parallèle, un puits de secours (P-39A) a été foré le 4 décembre 2015, de manière à intercepter le puits fuyard à environ 2500 mètres de profondeur et à y injecter de la boue puis du ciment pour stopper la venue. Pour maximiser les chances de réussite de cette opération, SoCalGas a réduit au maximum la pression du réservoir (par soutirage du gaz via d'autres puits). L'injection de boue, puis de ciment dans le puit P-39A a permis d'arrêter la fuite le 11 février 2016.

6. Les enseignements tirés

L'analyse des causes de l'accident survenu à Aliso Canyon a permis de dégager un certain nombre d'enseignements et de mesures à prévoir en vue de la réalisation ou de la reconversion d'un puits, notamment dans le contexte d'un projet de stockage souterrain de CO₂ :

- Prévoir une cimentation de qualité et sur toute la hauteur des cuvelages, afin notamment de les protéger au mieux de la corrosion externe ;
- Prévoir une inspection diagraphique périodique des cuvelages vis-à-vis de la corrosion (interne et externe) ;
- Prévoir un annulaire de contrôle² pour détecter une éventuelle fuite hors du puits. A Aliso Canyon, cette chute de pression a été masquée par l'injection de gaz ;
- L'exploitant doit intégrer son REX interne dans l'analyse des risques de fuite et mettre en place les mesures correctives adéquates ;
- Toute modification substantielle de la configuration d'un puits (en particulier lors de la reconversion d'un puits pour d'autre usages) doit s'accompagner d'une mise à jour de l'analyse des risques ;
- L'exploitant doit se préparer aux situations d'urgence, notamment en matière de contrôle de puits en éruption ;
- En cas de fuite, mettre en place une surveillance de la qualité de l'air dès les premiers instants de la fuite.

Glossaire

Bcf : Billion cubic feet

Densité API : Cette unité est utilisée dans le système anglo-saxon pour mesurer la densité du pétrole

ft : feet (1 ft= 0.3048 mètre)

MMscf/d : Million standard cubic feet gas per day

scf : Standard cubic feet

Références

- [1] Prats, F. (2013), Règles méthodologiques applicables aux études de dangers des stockages souterrains, rapport Ineris réf. DRA-13-133158-12929A.
- [2] Farret R. (2017), Captage et stockage géologique du CO₂ : retour d'expérience et perspectives, rapport Ineris réf. DRS-17-164859-08281A.
- [3] Dale S. Kunitomi, Thomas Schroeder, Natural gas storage operations and the geology of the Aliso Canyon field, Los Angeles CO, California, Geology and Tectonic of San Fernando Valley and East Ventura Basin, 2001.
- [4] S. Conley, I. Faloon, D. R. Blake, J. Peischl, T. B. Ryerson, (2016), Methane emissions from the 2015 Aliso Canyon blowout in Los Angeles, CA, Science 10.1126/science.aaf2348.
- [5] Tabibzadeh, M., Stavros S., Ashtekar, M.S., Meshkati, N (2017). A systematic framework for root-cause analysis of the Aliso Canyon gas leak using the Accimap methodology: Implication for underground gas storage facilities, *J. Sustainable Energy Eng*, Vol. 5, No. 3
- [6] <https://oehha.ca.gov/air/general-info/aliso-canyon-underground-storage-field-los-angeles-county>
- [7] Los Angeles County Department of Public Health. Aliso Canyon Gas Leak Results of Air Monitoring and Assessments of Health. February 5, 2016. Accessed September 19, 2017.
- [8] <https://www.bbc.com/news/world-us-canada-35258036>

² C'est-à-dire un espace annulaire entre le tubing et le cuvelage, rempli de saumure inhibée et dont la pression en tête est surveillée à des fins de détection de fuite.

- [9] South Coast Air Quality Management District (2018), Final report - Aliso Canyon Natural Gas leak: Air monitoring results.
- [10] <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>
- [11] Southern California Gas Company. Our Five Commitments. General format. Retrieved from <https://www.alisoupdates.com/our-commitments> (Accessed 2016, Nov. 20) (2016).
- [12] Lukowsky, L. R., Der-Martirosian C., Gable, A. R., Dobalain, A. (2018), Impact of the Aliso Canyon Gas leak respiratory related conditions among US Department of Veterans Affairs (VA) Users, Disaster Medicine and Public Health Preparedness, DOI: 0.1017/dmp.2018.83.
- [13] Blade Energy Partners (2019), Root cause analysis of the uncontrolled Hydrocarbon release from Aliso Canyon SS-25.
- [14] Southern California Gas Company, « Blade-Follow Up Request_82918_1.pdf,» Chatsworth, 2018
- [15] <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/>

