



Étude E3-3

Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années

Soumis par :

Ali Nowamooz, Ph.D., Chercheur postdoctoral
Félix-Antoine Comeau, géo., M.S.c., Professionnel de recherche
Jean-Michel Lemieux, ing., Ph.D., Professeur

Département de géologie et de génie géologique
Université Laval

à la :

Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles
Ministère des Ressources naturelles du Québec

17 janvier 2014

Pour citer ce rapport :

Nowamooz, A., Comeau, F.-A. et J.-M. Lemieux (2014) Étude E3-3, Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années. Département de géologie et de génie géologique, Université Laval, 61 pages.

Auteur pour la correspondance :

Jean-Michel Lemieux, ing., Ph.D.
Professeur
Département de géologie et de génie géologique
Université Laval
1065, avenue de la Médecine
Québec (Québec) G1V 0A6, CANADA
T : 418-656-7679 F : 418-656-7339
jmlemieux@ggl.ulaval.ca

RÉSUMÉ

L'objectif de cette étude est d'évaluer l'état des puits pétroliers et gaziers qui ne sont plus en opération afin d'établir un diagnostic sur la pérennité des travaux de construction et de fermeture effectués par les entreprises dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis le début de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. L'étude repose sur une analyse documentaire de rapports de fin de forage, de rapports de travaux hebdomadaires, de programmes de forage, de demandes de permis, etc. de 85 puits situés dans le couloir 2 d'exploration du gaz de shale. Bien que les données analysées proviennent uniquement de la zone 2, nous croyons que l'échantillon analysé (85 puits) est suffisamment grand pour être représentatif de l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent (280 puits). Pour chacun de ces puits, les informations concernant le statut du puits, le nombre de coffrages, le grade des coffrages, la longueur des coffrages, le statut des coffrages (libres ou cimentés), le ciment utilisé, la position du ciment, le type de bouchons utilisés pour la fermeture, le nombre de bouchons et leur position ont été compilées dans une base de données.

L'analyse des données a permis de définir des périodes pour lesquelles les méthodes de construction et de fermeture des puits conventionnels sont distinctes : (1) < 1950; (2) 1950-1959; (3) 1960-1969; (4) > 1970. Toutefois, les périodes 3 et 4 ont été fusionnées en une seule période (1950-1969) en raison du faible nombre de puits dans chacune d'elles. Une période additionnelle correspondant aux puits de gaz de shale a également été considérée. En général, les puits forés avant 1950 sont peu documentés, les coffrages sont nombreux (jusqu'à 8) et ceux-ci sont éventuellement retirés. La fermeture de ces puits est réalisée sans coffrage en utilisant du bois, du ciment ou d'autres matériaux. Les puits construits entre 1950 et 1969 sont généralement mieux documentés mais l'information disponible demeure sporadique. Les coffrages sont moins nombreux (entre 1 et 4) et sont parfois libres mais le plus souvent cimentés. Le ciment utilisé peut être du ciment de construction, Portland ou classé par l'*American Petroleum Institute (API)*. La fermeture se fait avec ou sans coffrage. Le bois est encore utilisé pour l'obturation, mais le ciment est le matériau le plus couramment utilisé. On note également l'apparition des bouchons mécaniques. Les puits construits à partir de 1970 sont bien documentés. Les coffrages sont généralement cimentés avec du ciment classifié par l'*API*. Le nombre de coffrages varie entre 1 et 4, mais est généralement de 2 ou 3. Les puits sont fermés avec les coffrages en place en utilisant du ciment et des bouchons mécaniques. Enfin, les puits de gaz de shale, comme pour les puits construits depuis 1970, sont bien documentés et sont construits avec 2 à 3 coffrages cimentés avec des ciments classés par l'*API*. Puisque ces puits ne sont pas encore abandonnés, il n'y a donc pas eu de travaux de fermeture effectués.

Les données compilées ont été utilisées afin d'évaluer l'intégrité générale des puits pour chacune des périodes en posant l'hypothèse que la conformité des méthodes de construction et d'abandon avec les recommandations actuelles de l'industrie permettrait d'en préserver l'intégrité à long terme. Les résultats obtenus montrent que les 44 puits forés depuis 1970, incluant les puits de gaz de shale, sont généralement conformes à moyennement conformes (intégrité bonne à moyenne). Les 20 puits forés entre 1950 et 1969 sont généralement non conformes (intégrité faible) tandis que les données sont

généralement insuffisantes pour se prononcer sur les 21 puits forés avant 1950 (intégrité inconnue).

Une seconde méthode d'évaluation de l'intégrité des puits est proposée. Elle repose sur des observations de terrain provenant de la littérature scientifique qui suggèrent que les fuites de gaz seraient reliées à des facteurs technologiques indépendants du temps dont les plus importants sont la déviation des puits, la présence ou non de coffrages lors de l'abandon du puits, la méthode d'abandon et la cimentation du coffrage. Ces informations sont utilisées afin de proposer un arbre décisionnel qui permet d'évaluer le potentiel de fuite de gaz de chacun des puits en se basant sur les informations disponibles au Québec.

Enfin, pour qu'il existe une fuite, trois conditions doivent être réunies, soit la présence d'un chemin d'écoulement, une force et une source. Dans le cas des puits étudiés, les deux premiers éléments peuvent être présents, toutefois, plusieurs puits d'exploration conventionnels n'ont pas trouvé d'indices de gaz ou de pétrole et ne sont pas entrés en production. Ainsi, même si la conception et l'obturation des puits peuvent parfois être non conformes aux meilleures pratiques actuelles de l'industrie, ils pourraient ne pas occasionner de fuites en raison d'une absence de source.

Résumé.....	ii
1. Introduction	1
1.1 Problématique.....	1
1.2 Objectif.....	2
1.3 Méthodologie	3
2. La construction d'un puits.....	6
2.1 Le forage	6
2.1.1 Les coffrages	6
2.1.2 La cimentation des coffrages	9
2.1.3 L'évaluation	10
2.1.4 Les essais aux tiges	10
2.2 La complétion.....	10
2.2.1 Parachèvement	11
2.2.2 Essai de production	11
2.3 La fermeture	11
2.3.1 Historique de l'évolution des règlements et des pratiques.....	11
2.3.2 Pratiques actuelles.....	13
3. Chemins de fuites potentielles	15
3.1 Puits en production.....	17
3.2 Puits abandonnés	17
4. La géologie du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	20
5. Définition de la zone d'étude et des périodes de temps	25
6. Présentation et analyse des données.....	28
6.1 Le statut des puits.....	28
6.2 Le nombre de coffrages par puits et leur type	29
6.3 Le grade des coffrages.....	32
6.4 Le coffrage de surface	34
6.5 Le statut des coffrages.....	37
6.6 La cimentation des coffrages.....	38
6.7 Section coffrée des puits abandonnés.....	40
6.8 Statut d'abandon.....	41
6.9 Types de bouchon utilisés à l'abandon	42
6.10 Longueur des bouchons de ciment	44
6.11 Règlementation québécoise de l'abandon des puits.....	45
6.11.1 Exigence #1.....	45
6.11.2 Exigence #2.....	46
6.11.3 Exigence #3.....	47
6.11.4 Exigence #4.....	48
7. Discussion	50
7.1 Évaluation générale de l'intégrité des puits abandonnés	50
7.2 Évaluation individuelle de l'intégrité des puits abandonnés	51
8. Conclusion	54
9. Recommandations	57
Références	61

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Couloirs d’exploration pour le gaz de shale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (<i>Thériault, 2012</i>).....	2
Figure 2. Évolution de la mise en place des coffrages dans un puits (Adapté de <i>Nguyen, 1996</i>).	8
Figure 3. Construction d’un puits et exemples de fuites de gaz le long d’un puits de production. A) entre le ciment et le coffrage; B) à travers des fractures; C) à travers des ouvertures; D) entre le ciment et la formation; E) à travers le ciment. (Adapté de <i>Vidic et al., 2013</i>)	16
Figure 4. Techniques d’abandon typique en Alberta: (a) puits ouvert; (b) puits coffré. (Tiré de <i>Watson et Bachu, 2009</i>)	19
Figure 5. Carte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent, d’après <i>Globensky (1987)</i> . La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. L’interprétation de la ligne sismique M2001 est représentée à la Figure 6.	21
Figure 6. Coupe géologique du profil sismique M-2001, localisée sur la Figure 5, montrant l’architecture du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent en profondeur. (Adapté de <i>Castonguay et al., 2010</i>)	22
Figure 7. Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent. (Tiré de <i>Comeau et al., 2013</i>).	23
Figure 8. Carte de la répartition des puits d’exploration pétrolières et gazières ainsi que de gaz de shale forés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent jusqu’à maintenant.	24
Figure 9. Histogramme de l’année de construction pour l’ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent.	27
Figure 10. Histogramme du statut des puits en fonction du temps.	29
Figure 11. Histogramme des informations disponibles sur les coffrages en fonction du temps.	30
Figure 12. Histogramme du nombre de coffrages avant l’abandon par puits pour chacune des périodes.....	31
Figure 13. Histogramme du nombre de coffrages après l’abandon par puits pour chacune des périodes.....	32
Figure 14. Histogramme des informations disponibles sur le grade des coffrages en fonction du temps.....	33
Figure 15. Histogramme du grade des coffrages en fonction du type de coffrage pour les puits conventionnels et de gaz de shale.	34
Figure 16. Histogramme de la longueur des coffrages de surface des puits. Note : la classe 550-600 m regroupe tous les puits ayant un coffrage de surface d’une longueur supérieure à 550 mètres.	35

Figure 17. Histogramme de la conformité des coffrages de surface des puits par rapport au règlement actuel en fonction du temps.....	37
Figure 18. Histogramme du statut des coffrages en fonction du temps.....	38
Figure 19. Histogramme des coffrages au cours du temps qui ont été cimentés complètement, soit jusqu'à la surface.	39
Figure 20. Histogramme de la classe de ciment utilisée pour les coffrages des puits au cours du temps.	40
Figure 21. Histogramme du pourcentage coffré des puits au cours du temps.	41
Figure 22. Histogramme du statut d'abandon des puits au cours du temps.....	42
Figure 23. Histogramme du type de bouchons utilisés lors de l'abandon des puits des au cours du temps.	44
Figure 24. Histogramme de la longueur des bouchons de ciment utilisés lors de l'abandon des puits selon les trois périodes de temps. Note : la classe 290-300 m regroupe tous les bouchons d'une longueur supérieure à 290 mètres.....	45
Figure 25. Histogramme de la conformité des puits à l'exigence #1 de l'abandon au cours du temps.	46
Figure 26. Histogramme de la conformité des puits à l'exigence #2 de l'abandon au cours du temps.	47
Figure 27. Histogramme des puits au cours du temps ayant un bouchon de ciment de 30 m à travers le dernier coffrage.	48
Figure 28. Histogramme conformes à l'exigence #4 de l'abandon au cours du temps. ...	49
Figure 29. Arbre décisionnel permettant de classer les puits individuels selon une échelle relative de probabilité de fuites.....	53

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Type de documents consultés et leur provenance.	4
Tableau 2. Caractéristiques compilées pour chacun des puits et nombre de données disponibles pour chacune d'elles. Pour les explications, se référer à la section 6 (présentation et analyse des données).	5
Tableau 3. Grades de coffrage normalisés par l' <i>American Petroleum Institute (API)</i>	7
Tableau 4. Classes de ciments normalisées par l' <i>American Petroleum Institute (API)</i>	9
Tableau 5. Exigences minimales des bouchons de ciment au niveau du sabot du coffrage le plus profond (Tiré de <i>van der Kuip et al., 2011</i>).	14
Tableau 6. Exigences minimales des bouchons de ciment au niveau des zones perméables et productrices (Tiré de <i>van der Kuip et al., 2011</i>).	14
Tableau 7. Répartition des puits conventionnels des Basses-Terres du Saint-Laurent en quatre périodes de temps en plus des puits de gaz de shale.	26
Tableau 8. Répartition des puits conventionnels des Basses-Terres du Saint-Laurent en trois périodes de temps en plus des puits de gaz de shale.	26
Tableau 9. Répartition des informations disponibles sur les coffrages des puits.	29
Tableau 10. Répartition des types de coffrages pour chacune des périodes.	32
Tableau 11. Répartition des informations disponibles sur le grade des coffrages pour chacune des périodes.	33
Tableau 12. Répartition des informations disponibles sur les coffrages de surface.	34
Tableau 13. Répartition des coffrages de surface des puits conformes au règlement actuel.	36
Tableau 14. Répartition des informations disponibles sur le statut des coffrages des puits.	38
Tableau 15. Répartition des informations disponibles sur la cimentation complète des coffrages.	39
Tableau 16. Répartition du statut d'abandon des puits.	42
Tableau 17. Répartition du type de bouchons utilisés lors de l'abandon des puits.	43
Tableau 18. Répartition du nombre de bouchon utilisé lors de l'abandon des puits.	43
Tableau 19. Évaluation générale de l'intégrité des puits abandonnés par périodes.	50
Tableau 20. Caractéristiques des puits qui ont un impact sur les fuites de gaz. D'après <i>Watson et Bachu (2009)</i>	52
Tableau 21. Synthèse des caractéristiques des puits pour chacune des périodes.	54

1. INTRODUCTION

1.1 Problématique

L'exploration du pétrole et du gaz a débuté au Québec en 1860. Le Système d'Information Géoscientifique Pétrolier et Gazier (SIGPEG) du Ministère des Ressources naturelles montre qu'il y a environ 280 puits d'exploration ou d'exploitation pétrolière et gazière qui ont été forés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent depuis cette date, dont 29 pour le gaz de shale (Figure 1).

Lorsqu'un puits d'exploration pétrolière ou gazière n'est pas mis en production, ou lorsque qu'un puits d'exploitation pétrolière ou gazière ne devient plus économiquement viable pour la production, l'opérateur procède alors à son abandon. Le terme abandon est utilisé dans ce rapport afin de décrire l'action de quitter un puits qui n'est plus en opération après avoir complété des travaux de fermeture. L'abandon implique donc la réalisation de travaux de fermeture du puits. Pour cette raison, les termes fermeture et abandon sont utilisés comme des synonymes dans ce rapport. Le terme abandon n'est pas utilisé afin de désigner un puits qui est délaissé, sans propriétaire ou orphelin. Les travaux de fermeture d'un puits ont pour objectif d'isoler les sections perméables productrices d'hydrocarbure ou ayant montré des indices d'hydrocarbure afin de : (1) protéger les ressources souterraines; (2) empêcher la contamination potentielle des sources d'eau potable; et (3) éviter les fuites vers la surface ou entre les formations géologiques. Ainsi, la fermeture d'un puits permet de restaurer l'intégrité naturelle des formations géologiques qui ont été pénétrées lors du forage. Toutefois, si la procédure de fermeture d'un puits n'est pas correctement réalisée, celui-ci peut fournir une voie de migration préférentielle vers la surface pour les saumures, les hydrocarbures ou tout autre fluide.

Toutefois, même plusieurs années après que les opérations de forage et de production soient terminées, l'intégrité des mesures de fermeture des puits d'exploration et de production d'hydrocarbures peut être variable selon les méthodes utilisées. En effet, les pratiques antérieures liées à la construction d'un puits, la cimentation des coffrages ainsi que les méthodes d'obturation lors de l'abandon d'un puits n'ont pas toujours été suffisantes afin d'empêcher la migration des hydrocarbures et des fluides de forage vers la surface. Cependant, l'évolution des pratiques et l'application de nouveaux règlements au cours des dernières décennies ont fourni un moyen plus efficace pour encadrer les opérations de forages ainsi que les processus de fermeture des puits.

Au Québec, peu d'information est actuellement disponible sur les processus de fermeture temporaire ou de fermeture définitive des puits et la permanence des mesures d'obturation. En effet, bien que la réglementation en vigueur au Québec exige l'obtention d'une autorisation de fermeture de puits, qui est conditionnelle à son obturation définitive, peu de suivis ont été faits sur les puits d'exploration pétrolière et gazière forés sur le territoire des Basses-Terres du Saint-Laurent (*Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2012*). À l'heure actuelle, la seule étude permettant d'évaluer l'intégrité des puits abandonnés au Québec est le projet de fermeture sécuritaire des puits dans la région des Basses-Terres réalisé en 1993 qui avait comme objectif principal la localisation et la vérification de 68 puits (*Girard, 1993*).

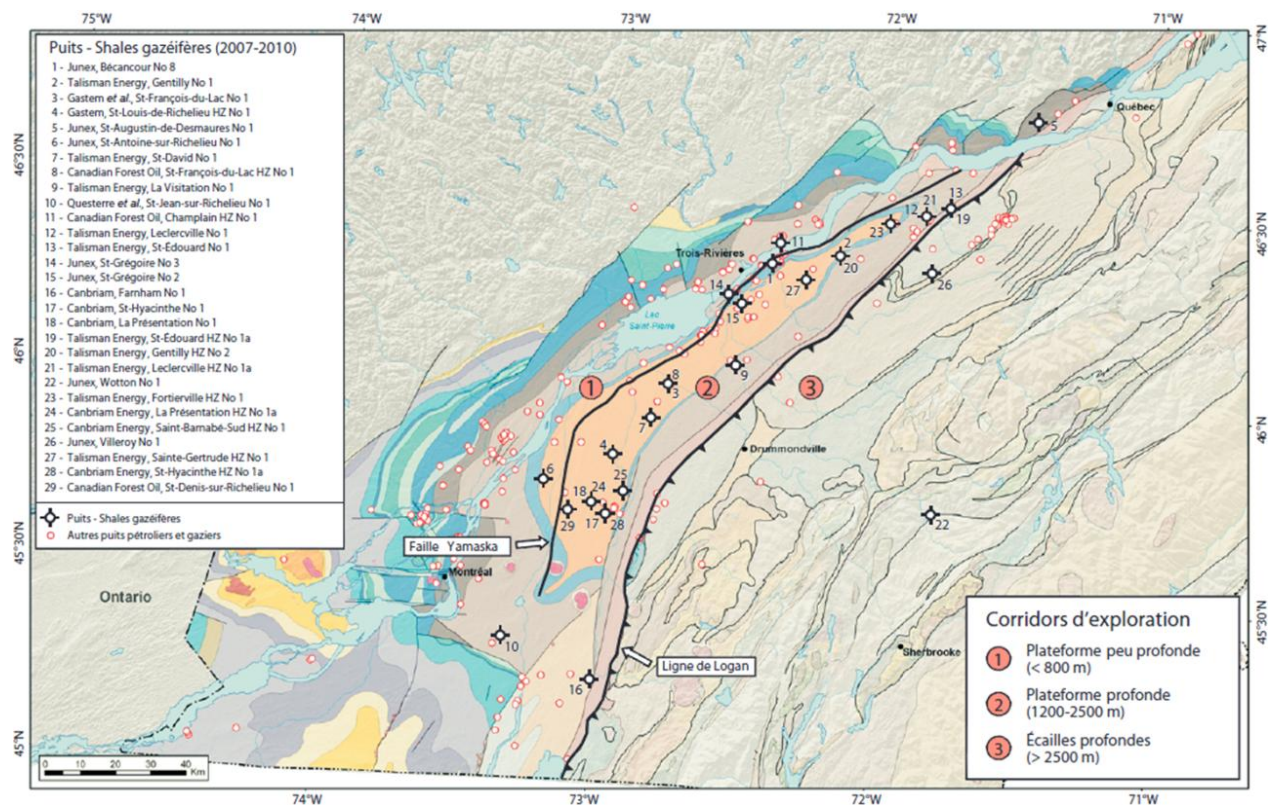


Figure 1. Couloirs d'exploration pour le gaz de shale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (Thériault, 2012).

1.2 Objectif

L'objectif de cette étude est de procéder à une évaluation des puits qui ne sont plus en opération afin d'établir un diagnostic sur la pérennité des travaux de construction et de fermeture effectués par les entreprises dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis le début de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. L'objectif de ce rapport n'est pas d'évaluer spécifiquement les pratiques reliées à la construction des puits de gaz de shale afin d'évaluer s'ils sont bien construits et s'ils risquent de fuir à long terme. Ces puits sont encore en opération au sens de la loi, c'est-à-dire qu'ils n'ont pas encore été abandonnés. Néanmoins, les pratiques de construction de ces puits seront quand même analysées dans ce rapport.

Le portrait de la situation sur l'infrastructure actuelle des puits fera ressortir des constats concernant les coffrages, leur cimentation, la complétion et la fermeture des puits à l'égard des règlements présentement en vigueur et aux meilleures pratiques de l'industrie. Le portrait permettra d'établir une synthèse des travaux de fermeture et de leur pérennité qui fait ressortir des tendances par périodes depuis le début de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. Au terme de l'étude, des recommandations seront émises concernant les meilleures pratiques de fermeture de puits ainsi que des améliorations au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

1.3 Méthodologie

La méthodologie retenue pour la réalisation de cette étude repose sur une analyse documentaire uniquement ; aucun travail de caractérisation des fuites ou d'évaluation de l'état actuel des puits n'a été réalisé sur le terrain. Dans un premier temps, les méthodes et les étapes générales de construction et de fermeture d'un puits sont présentées (section 2). Cette section est suivie par une revue de la littérature concernant les chemins de fuites potentielles de fluides (fluides de fracturation, fluides de formation, gaz, pétrole, etc.) reliés à la construction et à la fermeture des puits (section 3). Dans la section 4, un bref portrait de la géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent est brossé dans lequel les caractéristiques particulières de ce bassin sont soulignées. En raison du temps limité qui a été accordé pour la réalisation de cette étude, il n'a pas été possible d'étudier l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent; il a plutôt été décidé de travailler avec un échantillon représentatif de l'ensemble des puits. La méthode d'échantillonnage retenue est décrite dans la section 5. Aussi, puisque les pratiques de l'industrie ont évoluées, l'analyse a été réalisée afin de faire ressortir des tendances par périodes depuis le début de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. La définition des périodes est également présentée dans la section 5. La présentation et l'analyse détaillée des données est ensuite effectuée dans la section 6 afin d'évaluer la pérennité des mesures d'obturation. L'analyse repose sur l'étude des coffrages, leur cimentation, la complétion et la fermeture des puits. L'analyse détaillée est suivie d'une discussion permettant de porter un jugement d'ensemble sur la pérennité des mesures d'obturation (section 7). Suite à la conclusion, des recommandations sont émises concernant les meilleures pratiques de fermeture de puits ainsi que des améliorations réglementaires.

Les documents consultés pour réaliser l'analyse des puits sont la base de données des puits forés au Québec, le Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) et les rapports de travaux de forage des puits (Tableau 1). La base de données des puits forés au Québec contient des informations relatives à chacun des puits compilés à partir des rapports de forage : données géographiques, historique, unités géologiques et indices d'hydrocarbures rencontrées, fluides de forages utilisés, essais de production et essais aux tiges réalisés, échantillons récoltés, diagraphies enregistrées, coffrages installés, analyses des fluides effectués, bouchons installés lors de l'abandon, etc. Le Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) est le portail web du Ministère des Ressources naturelles (MRN) qui permet de consulter des informations relatives au domaine des hydrocarbures. Enfin, la plus grande majorité des données utilisées provient des rapports de travaux de forage des puits. Il s'agit de documents transmis au MRN par les compagnies en vertu des règlements en vigueur à l'époque de leur construction ou transmis volontairement.

Les rapports de travaux de forage des puits sont des documents qui ont été numérisés (en format PDF), la plupart du temps pêle-mêle, qu'il faut éplucher page par page afin d'en soutirer les informations désirées. Le nombre total de rapports consultés dans cette étude s'élève à 339. Le nombre et la qualité des rapports varient grandement d'un puits à l'autre, et certains des puits les plus anciens n'ont pas de documents correspondants.

Les données jugées pertinentes à la réalisation de l'étude ont été compilées dans une base de données avec le logiciel MATLAB®. Pour chaque puits, nous avons tenté de compiler, entre autres, les informations concernant le statut du puits, le nombre de coffrages, le grade des coffrages, la longueur des coffrages, le statut des coffrages (libres ou cimentés), le ciment utilisé,

la position du ciment, le type de bouchons utilisés pour la fermeture, le nombre de bouchons, leur position, etc. Les caractéristiques compilées ainsi que leur disponibilité sont résumées au Tableau 2. Enfin, il est à noter que les informations nominatives concernant les puits étudiés ont été retirées afin qu'il ne soit pas possible de les identifier.

Tableau 1. Type de documents consultés et leur provenance.

Type de document	Source
Base de données des Puits forés du Québec	MRN
Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG)	Internet ¹
Rapports de travaux de forage des puits	MRN
– Programmes de forage (« Notice of intention to begin boring operations », « Drilling programs »)	
– Rapports journaliers (« Daily Drilling Reports », « Driller's tour reports », Daily chronological reports »)	
– Programmes de complétion (« Casing reports), « Ciment reports »)	
– Rapports de fin de forage (« Engineering reports », « End of drilling reports », « Well history reports », « Final well reports »)	
– Programmes d'abandon (« Notice of intention to abandon a well »)	
– Lettres (communications) entre l'opérateur et l'autorité compétente	
– Plans de localisation du puits	

¹ <http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca>

Tableau 2. Caractéristiques compilées pour chacun des puits et nombre de données disponibles pour chacune d'elles. Pour les explications, se référer à la section 6 (présentation et analyse des données).

	< 1950	1950 - 1969	> 1970	Gaz de shale
Nombre de puits	21	20	22	22
Statut "Abandonné"	21	20	19	0
Statut " Complété"	0	0	3	22
Information sur les coffrages	8	17	22	21
Nombre de coffrages	38	39	57	49
Coffrage conducteur	1	0	18	3
Coffrage de surface	0	4	21	21
Coffrage intermédiaire	0	0	8	17
Coffrage de production	0	1	8	8
Grade des coffrages	0	3	19	16
Longueur conforme du coffrage de surface	0	1	19	20
Coffrages fixes (puits)	0 (0)	2 (2)	2 (2)	0 (0)
Coffrages libres (puits)	29 (6)	11 (6)	0 (0)	2 (2)
Coffrages cimentés (puits)	7 (4)	13 (9)	53 (21)	42 (19)
Classe de ciment	0	2	14	13
Puits ouverts sans coffrage	6	3	0	N/A
Puits ouverts avec coffrages	1	10	11	N/A
Puits coffrés	0	2	5	N/A
Bouchons de bois	3	4	0	N/A
Bouchons de ciment	4	10	11	N/A
Bridge plugs	0	1	5	N/A
Exigence #1	0	5	12	N/A
Exigence #2	0	5	11	N/A
Exigence #3	1	7	14	N/A
Exigence #4	0	10	13	N/A

2. LA CONSTRUCTION D'UN Puits

L'exploitation pétrolière et gazière nécessite la réalisation de forages d'exploration. Les parois de ces forages sont soutenues par des coffrages d'acier cimentés à la paroi rocheuse. Lorsque des indices de gaz ou de pétrole sont rencontrés, les indices sont évalués à l'aide d'essais aux tiges. Si les résultats des essais sont concluants, le puits sera complété et des essais de production seront réalisés. Le puits entre ensuite en période de production. À la fin de période de production, le puits doit être fermé avant d'être abandonné. Il en est de même si les indices de gaz ne justifient pas la complétion du puits. Dans ce cas, le forage est fermé sans avoir été complété. Dans cette section, toutes ces étapes sont présentées de façon détaillée ainsi qu'un bref survol des matériaux utilisés dans la construction des puits.

2.1 Le forage

Le forage permet la récupération d'échantillons et l'acquisition de données sur les roches du sous-sol, et ce à une profondeur pouvant atteindre plusieurs kilomètres. Il existe deux principales techniques de forage utilisées pour l'exploration pétrolière et gazière : (1) le forage au câble (appelée « *cable tool* », en anglais); et (2) le forage rotary.

Le forage au câble consiste à laisser tomber dans le sol un train d'outils massifs attachés à un câble en acier qui est entraîné dans un mouvement alternatif vertical par un moteur et une poulie excentrique, débitant ainsi la roche en éclats. C'était la technique de forage préconisée au début de l'exploration pétrolière à la fin du 19^e siècle, alors qu'elle l'est beaucoup moins aujourd'hui.

La méthode de forage rotary utilise des trépan comme outils de forage sur lesquels on applique une force tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide dans le trépan pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface. C'est aujourd'hui la technique principalement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour forer des trous profonds, et ce, sous de grandes pressions.

2.1.1 Les coffrages

Un coffrage est constitué de tubes d'acier vissés les uns aux autres. L'épaisseur de ces tubes varie selon le type d'acier utilisé et la pression maximale à laquelle ils sont exposés. Le Tableau 3 présente la nomenclature utilisée pour classer les grades de coffrage par l'*American Petroleum Institute (API)*. Pour chaque grade de coffrage correspond des caractéristiques précises concernant sa résistance mécanique.

Lorsque le forage d'une section du puits est complété, ces tubes sont descendus dans le trou, puis cimentés à la paroi rocheuse. Après la mise en place du premier coffrage, le forage sera poursuivi avec un outil dont le diamètre est inférieur au diamètre intérieur du coffrage précédemment mis en place (

Figure 2). Un forage est donc un ouvrage télescopique puisque chaque coffrage mis en place réduit le diamètre du trou qui pourra être foré ultérieurement. Les coffrages successifs permettent de protéger le puits des éboulements et d'isoler les formations rocheuses les unes des autres, empêchant ainsi les fluides des zones poreuses de communiquer entre elles ou de remonter à la

surface. Ainsi, il est généralement nécessaire d'installer plus d'une séquence de coffrage en raison des différentes fonctions propres à chaque type de coffrage que voici (Figure 2) :

- 1) *Coffrage conducteur*. Le coffrage conducteur est généralement mis en place avant l'arrivée de la foreuse. Il est ancré dans le sol à une profondeur de l'ordre d'une dizaine de mètres puis cimenté, s'il traverse les dépôts meubles pour atteindre le socle rocheux. En plus de renforcer et stabiliser la surface du sol, consolidé ou non, le coffrage conducteur favorise la circulation des fluides de forage.
- 2) *Coffrage de surface*. Après l'installation du coffrage conducteur, le forage continue jusqu'à la base des aquifères d'eau douce, où un deuxième coffrage, le coffrage de surface, est inséré et cimenté en place. Ce coffrage a pour principal but de protéger les eaux potables d'une contamination potentielle par les fluides de forage et les hydrocarbures ainsi que de contrôler la pression dans le puits.
- 3) *Coffrage intermédiaire*. Le coffrage intermédiaire constitue souvent la section de coffrage la plus longue d'un puits. Il est nécessaire afin de minimiser les risques liés à l'écoulement des fluides de forage pour protéger d'autres ressources telles que les zones de stockage de gaz.
- 4) *Coffrage de production*. Le coffrage de production est le dernier coffrage à être installé et est aussi le plus profond. C'est ce coffrage qui sert de conduit entre la formation-cible et la surface. Parfois, le puits est foré jusqu'à la formation-cible et le coffrage de production est alors installé à son sommet. La formation cible est ensuite forée et le reste du trou demeure ainsi sans coffrage. Cette section est appelée puits ouvert (en anglais, « *open hole* »). Lorsque le coffrage de production est placé plus bas que la formation-cible, des perforations doivent donc être réalisées à-travers le coffrage afin d'entreprendre des essais de production au sein de la formation cible. Ce type de puits est alors appelé puits coffré (en anglais, « *cased hole* »).

Tableau 3. Grades de coffrage normalisés par l'*American Petroleum Institute (API)*.

Grade	Limite d'élasticité				Limite de rupture		Élongation minimale
	minimale	maximale	minimale	maximale	minimale		
	psi	Mpa	psi	Mpa	psi	Mpa	%
H-40	40 000	276	80 000	552	60 000	414	29,5
J-55	55 000	379	80 000	552	75 000	517	24,0
K-55	55 000	379	80 000	552	95 000	665	19,5
N-80	80 000	552	110 000	758	100 000	689	18,5
L-80	80 000	552	95 000	655	95 000	655	19,5
P-110	110 000	758	140 000	965	125 000	827	15
Q-125	125 000	862	150 000	1034	135 000	931	18

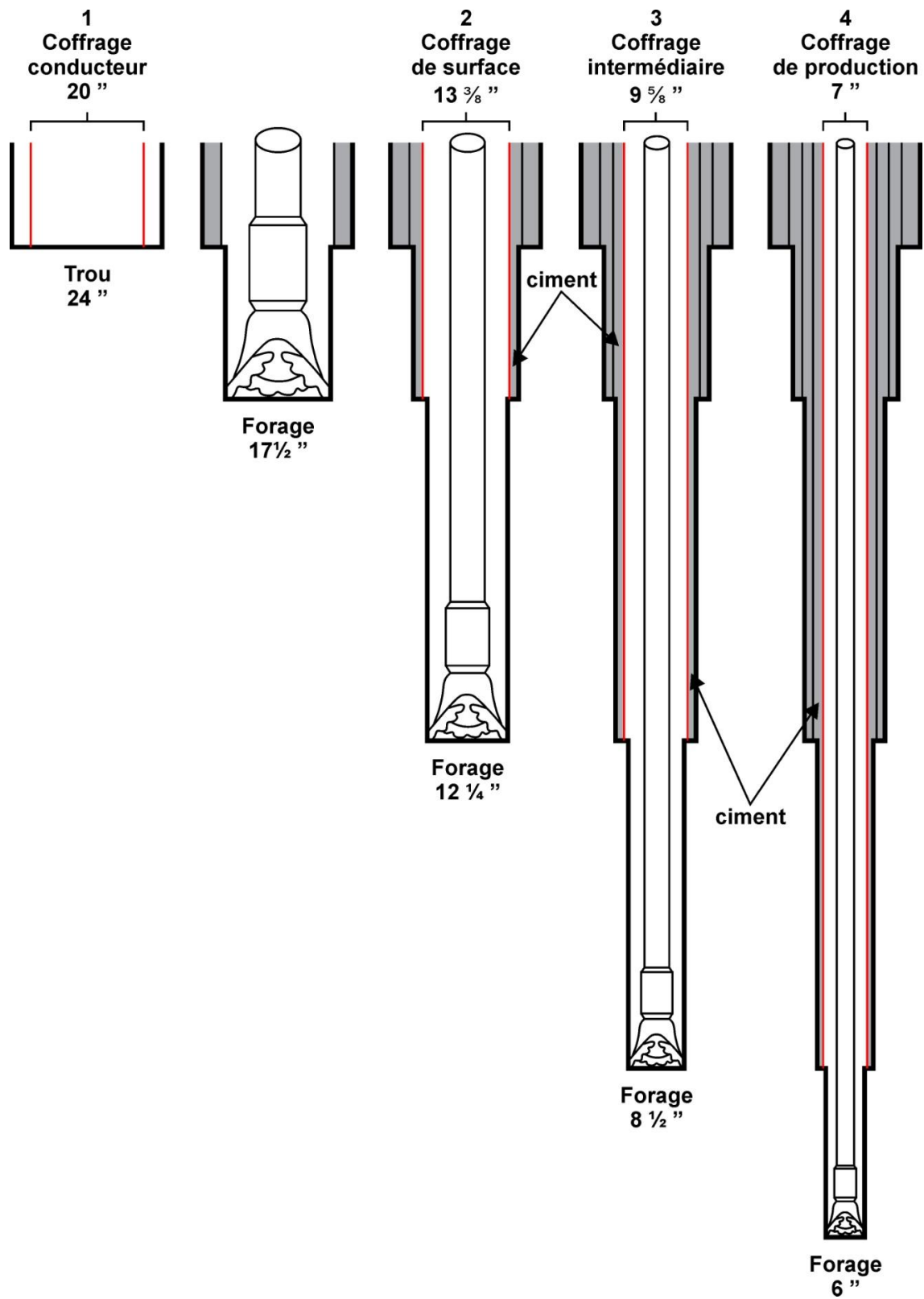


Figure 2. Évolution de la mise en place des coffrages dans un puits (Adapté de *Nguyen, 1996*).

2.1.2 La cimentation des coffrages

La cimentation consiste à combler l'espace entre la paroi externe du coffrage et la paroi rocheuse, appelé « l'espace annulaire ». Pour y parvenir, du ciment est injecté sous pression à l'intérieur du coffrage jusqu'au fond de la section à coffrer. Le ciment remonte ensuite par l'espace annulaire jusqu'à la surface. Pour éviter un retour de ciment à l'intérieur du coffrage, un bouchon mécanique est installé à la base de la section de coffrage cimentée. Le retour de ciment à la surface par l'espace annulaire confirme que celui-ci est bien rempli. Les opérations sont alors suspendues entre 24 à 48 heures pour permettre au ciment de durcir.

L'API a établi un classement de ciments spécialement pour les opérations de forage basé principalement sur la profondeur d'utilisation (Tableau 4).

Tableau 4. Classes de ciments normalisées par l'American Petroleum Institute (API).

Type	Caractéristiques
Classe A	Utilisé de la surface à 6 000 pi (1 829 m) lorsqu'aucune caractéristique particulière n'est demandée.
Classe B	Utilisé de la surface à 6 000 pi (1 829 m) lorsque les conditions nécessitent une résistance modérée ou élevée aux sulfates.
Classe C	Utilisé de la surface à 6 000 pi (1 829 m) lorsque les conditions nécessitent une haute résistance initiale. (disponible en type ordinaire ou en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). Les ciments de classe C se caractérisent par une grande finesse, ce qui permet une vitesse d'hydratation élevée et donc une forte résistance initiale.
Classe D	Utilisé de 6 000 à 10 000 pi (1 829 à 3 048 m) en conditions de température et pression modérément élevées (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates).
Classe E	Utilisé de 10 000 à 14 000 pi (3 048 à 4 268 m) dans des conditions de température et pression élevées (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). Son temps de pompabilité est réglé par un retardateur ajouté en usine par le cimentier.
Classe F	Utilisé de 10 000 à 16 000 pi (3 048 à 4 877 m) dans des conditions de température et pression très élevées (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). Son temps de pompabilité est réglé par un retardateur ajouté en usine par le cimentier.
Classe G	Étudié pour être utilisé de la surface à 8 000 pi (2 438 m), son domaine d'utilisation peut être étendu des plus basses aux plus hautes températures grâce à sa compatibilité avec tous les additifs (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates).
Classe H	identique à la classe G mais prévu pour des densités de laitier supérieures (1,98 au lieu de 1,90).

Avant de reprendre les opérations de forage, un obturateur anti-éruption (en anglais « *blow out preventer* » ou « *B.O.P.* ») est mis en place sur le coffrage à la surface et des essais de pression sont réalisés afin de vérifier l'intégrité de l'ensemble coffrage-obturateurs. Après avoir foré

quelques mètres de la nouvelle section, un essai de pression additionnel est effectué, afin de déterminer à quelle pression la formation géologique située à la base du coffrage commencera à accepter du fluide. Dans le cas du coffrage de production, le ciment employé possède des caractéristiques spécifiques plus rigoureuses. De manière générale, ce ciment est plus homogène et on peut mieux en prédire les propriétés de séchage et de résistance aux contraintes. En plus d'assurer l'étanchéité de l'espace annulaire entre le coffrage et la formation géologique, le ciment protège le coffrage de la corrosion. La qualité de l'adhésion entre le coffrage et la formation rocheuse pour le coffrage de production est habituellement examinée à l'aide de diagraphies géophysiques.

2.1.3 L'évaluation

L'examen des déblais de forage, effectué sur place par un géologue, fournit les premiers indices de la présence d'hydrocarbures dans les roches traversées par le puits. Des traces de pétrole peuvent être observées par fluorescence dans les déblais. Un détecteur de gaz indique, quant à lui, la présence éventuelle de gaz dans la boue, fournissant également des indices d'hydrocarbures.

Lorsque le forage a atteint sa profondeur totale, un enregistrement des caractéristiques pétrophysiques des roches traversées est effectué. Ces mesures, connues sous le nom de diagraphies, sont effectuées au moyen de sondes spécialisées, descendues à l'extrémité d'un câble électrique. Elles permettent de mesurer les propriétés physiques des roches et des fluides qui y sont contenus pour en confirmer la nature (calcaire, grès, etc.), la porosité et le contenu en fluide (gaz, pétrole ou eau). L'analyse des diagraphies et des observations notées pendant le forage par les géologues permet d'identifier les zones potentiellement propices à la production d'hydrocarbures qui seront alors évaluées par des essais aux tiges.

2.1.4 Les essais aux tiges

Les essais aux tiges, connus sous le terme anglais « *Drill Stem Test* ou *DST* », sont des essais de courte durée qui visent à confirmer la présence d'hydrocarbures, à mesurer la pression initiale du réservoir et à récupérer des échantillons des fluides produits dans des zones bien définies. Ils sont effectués lors de la réalisation du forage. Pour procéder à ces essais, des obturateurs mécaniques sont installés afin d'isoler la zone à tester au bout du train de tiges. Des observations sont alors réalisées sur les venues de fluides par le centre des tiges de forage et des mesures sont ensuite prises sur les pressions d'écoulement des fluides de la formation. Cette opération sera répétée pour chacune des zones jugées intéressantes. Cette étape est déterminante dans la décision de poursuivre les opérations de complétion ou non et d'entreprendre les travaux de fermeture.

Si le puits a donné des indices jugés probants, on procédera à la mise en place et à la cimentation du coffrage de production. Le puits sera alors suspendu et la foreuse, ayant servi au forage, sera libérée. Les opérations subséquentes seront effectuées par une foreuse dite de service, c'est-à-dire, plus petite, moins coûteuse et munie d'équipements spécialisés pour la complétion du puits.

2.2 La complétion

Pendant le forage, différentes évaluations et analyses sont réalisées afin de déceler des traces d'hydrocarbures. Si les résultats indiquent qu'il s'agit d'un puits « sec », ne contenant pas

d'hydrocarbures, on procède alors à sa fermeture et à son abandon. Toutefois, si les résultats semblent positifs, on procède à la complétion du puits. Cette opération finale, qui succède à la mise en place du coffrage de production et de sa cimentation, consiste à descendre dans le puits l'équipement nécessaire afin de déterminer si le puits pourra produire des hydrocarbures et voir si cette production pourra atteindre un niveau de production commerciale.

2.2.1 Parachèvement

Cette phase a pour objectif de préparer le puits pour sa mise en production ultérieure. Une tête de puits, qui est un assemblage de vannes de contrôle donnant accès au coffrage et au tubage du puits, sera installée en premier lieu. Le parachèvement consiste à perforer le coffrage au niveau des zones productrices identifiées lors des essais aux tiges, à nettoyer au besoin ces perforations et à mettre en place un tubage de petit diamètre dans le puits, qui facilitera la remontée à la surface des hydrocarbures. Le puits est alors complété et il est alors possible de procéder à un essai de production.

2.2.2 Essai de production

Pour effectuer un essai de production, divers équipements doivent être installés. Pour l'essentiel, il s'agit d'un séparateur pour le pétrole, le gaz et l'eau que le puits pourra produire, de réservoirs pour emmagasiner ces liquides et d'une torchère pour brûler les gaz. L'essai proprement dit consiste à mesurer, sur des intervalles de temps bien précis, le débit des divers fluides produits par le puits et la variation correspondante de la pression au niveau de la zone productrice. L'analyse de ces débits et de la variation de la pression, tant en production que suite à l'arrêt de la production, permettront de calculer la capacité des zones productrices à laisser circuler les fluides de la formation géologique vers le puits. Ces données serviront ensuite dans l'évaluation de la capacité de production du puits.

2.3 La fermeture

Les travaux de fermeture de puits sont une opération essentielle à la protection des eaux souterraines et de surface. Une procédure appropriée doit être suivie afin de bloquer efficacement la migration du pétrole, du gaz, de la saumure ou toutes autres substances nuisibles dans les aquifères d'eau douce.

Habituellement, on procède à la fermeture d'un puits soit parce qu'il s'avère être un trou sec (ou à faible potentiel) ou bien qu'il ait cessé de produire des quantités économiques d'hydrocarbures. Un puits peut également être abandonné si de graves problèmes surviennent lors du forage. Les autorités gouvernementales peuvent également ordonner la fermeture d'un puits pour des raisons environnementales ou de sécurité.

2.3.1 Historique de l'évolution des règlements et des pratiques

L'historique de l'évolution des règlements et des pratiques aux États-Unis est présenté ici-bas. Malheureusement, nous n'avons pas trouvé de sources qui documentent l'évolution réglementaire au Québec. Une telle information permettrait toutefois de mieux comprendre l'évolution des pratiques au Québec.

Lorsque le forage pétrolier et gazier a débuté aux États-Unis en 1859, il n'y avait pas de réglementation en place pour encadrer les travaux qui devaient être réalisés à la fin de la vie utile d'un puits (*Pennsylvania DEP, 2000*). À cette époque, ces puits pouvaient tout simplement être abandonnés, laissant des trous ouverts dans le sol. Au cours des années 1890, c'est en Pennsylvanie que les premières législations sur la fermeture des puits pétroliers et gaziers ont vu le jour. Ces premiers règlements sur la construction et la fermeture des puits n'étaient pas spécifiquement conçus pour protéger les eaux souterraines et de surface mais plutôt pour préserver la production d'hydrocarbures. Ainsi, les programmes de mise en place des coffrages et de cimentation des puits de l'époque étaient en fait des mesures pour empêcher que l'eau des formations non-productives adjacentes envahisse les zones productrices d'hydrocarbures ou nuisent aux travaux de forage.

Par conséquent, les règlements sur la fermeture et l'abandon des puits pétroliers et gaziers n'ont pas suivi l'évolution des progrès techniques du forage et de la production d'hydrocarbures car les implications environnementales n'avaient pas encore été révélées. Toutefois, au fur et à mesure que le nombre de puits abandonnés augmentaient, d'autres états commencèrent à reconnaître la nécessité de mettre en place un ensemble de normes afin de mieux encadrer les pratiques de fermeture et d'abandon des puits d'hydrocarbures.

Par exemple, au Texas, le premier puits a été foré en 1893 mais ce n'est qu'en 1919 que la *Texas Railroad Commission (RRC)* devient la première autorité à réglementer la fermeture et l'abandon des puits (*Texas RRC, 2000*). À ce moment, des milliers de puits avaient déjà été forés tout en ayant peu ou pas d'informations collectées sur le lieu de construction de ces puits. Suivant la progression de l'industrie pétrolière et gazière, la *Texas RRC* mis à jour ses règlements en ajoutant notamment à partir 1934 de nouvelles directives liées à la cimentation, puis en 1957, une nouvelle norme afin de protéger l'eau potable (*Texas RRC, 2000*).

La réglementation sur la fermeture et l'abandon des puits a progressé de façon similaire partout aux États-Unis. Selon *Brooks (1988)*, les pratiques modernes de fermeture des puits (utilisation de coffrages de surface et de production et leur cimentation) sont apparues au milieu des années 1940. Ainsi, avant les années 1950, les matériaux utilisés pour colmater les puits lors de leur fermeture et leur abandon étaient très variés, tels que le bois et la roche (*Ide et al., 2006*). Le ciment devient par la suite le matériau universel pour sceller les intervalles de production et la surface des puits. La classification des ciments par l'API remonte au début des années 1950 avec la publication du document *API Specification for Oil-Well Cements* (*API, 2000*). Au fil du temps, les pratiques et les règlements de fermeture et d'abandon des puits ont progressé afin d'identifier les intervalles spécifiques où le ciment devait être placé ainsi que les types de matériaux permis entre les bouchons de ciment (*Texas RRC, 2000; Ide et al., 2006*). À cet effet, le document *Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations* de l'API a été publié pour la première fois en 1993 et révisé en 2000 (*API, 2000*).

C'est véritablement à partir des années 1970 que l'encadrement de l'industrie pétrolière et gazière a commencé à changer de façon significative, alors que la protection de l'environnement devient un enjeu grandissant. En effet, le *Safe Drinking Water Act (SDWA)* voit le jour en 1974, augmentant ainsi les exigences de protection de l'eau potable. En conséquence, de nombreux

règlements aux États-Unis sont mis à jour afin d'inclure des normes plus strictes pour la protection des aquifères souterrain et pour réduire au minimum l'écoulement des fluides entre les formations (*Ground Water Protection Council (GWPC), 2009*).

2.3.2 Pratiques actuelles

Les travaux de fermeture d'un puits consistent à la mise en place de bouchons de ciment ou mécaniques dans le puits à des intervalles spécifiques afin d'empêcher la migration des fluides vers la surface et de maintenir l'intégrité de la pression dans le puits :

- 1) Au fond du puits;
- 2) À travers le sabot du dernier coffrage;
- 3) Au niveau des zones productrices ou perméables.

Ainsi, un minimum de trois bouchons de ciment est généralement placé lors des opérations d'abandon. Toutefois, la longueur des bouchons de ciments diffèrent selon la juridiction en place. En effet, la longueur minimale requise chez les pays européens est la plupart du temps plus élevée qu'ailleurs dans le monde (Tableau 5 et 6).

Également, l'intervalle entre les bouchons doit être rempli avec une boue lourde ou tout autre liquide approuvé. Le processus peut prendre deux jours à une semaine, selon le nombre de bouchons à être fixés dans le puits.

Une fois que les travaux de fermeture du puits sont terminés, le site doit être remis dans son état initial. Donc, la tête de puits est retirée et les coffrages doivent être coupés sous la surface à un mètre de profondeur. Une plaque d'acier est alors soudée sur le tubage. La couverture de sol arable doit être remplacée et le site doit être ensemencé pour rétablir la végétation.

Tableau 5. Exigences minimales des bouchons de ciment au niveau du sabot du coffrage le plus profond (Tiré de *van der Kuip et al., 2011*).

Pays	Longueur minimum (m)	Extension minimale (m) sabot de coffrage		Notes
		<i>au-dessus</i>	<i>au-dessous</i>	
Danemark	100	50	50	+ bouchon mécanique ¹
	50	50	0	
Norvège	100	50	50	+ bouchon mécanique ¹
	50	50	0	
Pays-Bas	100	100	50	+ bouchon mécanique ¹
	50	50	0	
Royaume-Unis	30	30	0	
Canada	15+ *	15	*	* selon la formation
États-Unis	API	30	15	
	Alaska	60	30	
	Californie	30	15	
	Texas	30	15	
Chine	30	-	-	
Japon	30	-	-	+ bouchon mécanique ¹

¹ Seul le Japon permet l'utilisation de bouchons mécaniques sans l'utilisation conjointe de ciment.

Tableau 6. Exigences minimales des bouchons de ciment au niveau des zones perméables et productrices (Tiré de *van der Kuip et al., 2011*).

Pays	Longueur minimum (m)	Extension minimale (m) zone perméable		Notes
		<i>au-dessus</i>	<i>au-dessous</i>	
Danemark	50	50	0	
Norvège	100	50	0	
Pays-Bas	100	-	-	
Royaume-Unis	30	30	0	
Canada	30	15	15	< 1500 m
	60	15	15	> 1500 m
États-Unis	API	30	-	
	Alaska	60	30	
	Californie	30	15	
	Texas	30	15	
Chine	50	30	-	
Japon	30	-	30	

3. CHEMINS DE FUITES POTENTIELLES

Dans cette section, les chemins de fuites potentielles de fluides (fluides de fracturation, fluides de formation, gaz, pétrole, etc.) reliés à la construction et à la fermeture des puits sont présentés. Les chemins de fuites potentielles prennent généralement la forme de fractures ou micro-canaux dans le ciment ou à l'interface ciment/formation (Figure 3). La nature de ces discontinuités et leur processus de formation ne sont pas encore clairement connus. Cependant, plusieurs hypothèses sont considérées dans la littérature :

- La perte de pression dans la colonne de ciment pendant le durcissement (*Cooke et al., 1983*).
- La présence de boues de forage entre le coffrage et la formation pendant l'injection du ciment liquide (*Bonett et Pafitis, 1996*).
- La présence possible de gaz à haute pression au sein de formations près de la surface (*Bol et al., 1991*).
- La contraction du ciment lors de la prise (*Dusseault et al., 2000*). En effet, la contraction du ciment réduit la contrainte radiale initiale entre le ciment et la roche de la formation. Une fois que cette contrainte devient plus petite que la pression des fluides dans les pores (gaz ou fluide de formation), des micro-fractures pourraient être créées à l'interface entre le ciment et la formation.
- La perte de ciment due à la pression hydrostatique très élevée de la colonne de ciment liquide (avant le durcissement) qui fracture la formation et cause la pénétration de ciment dans la formation (*Vidic et al., 2013*).

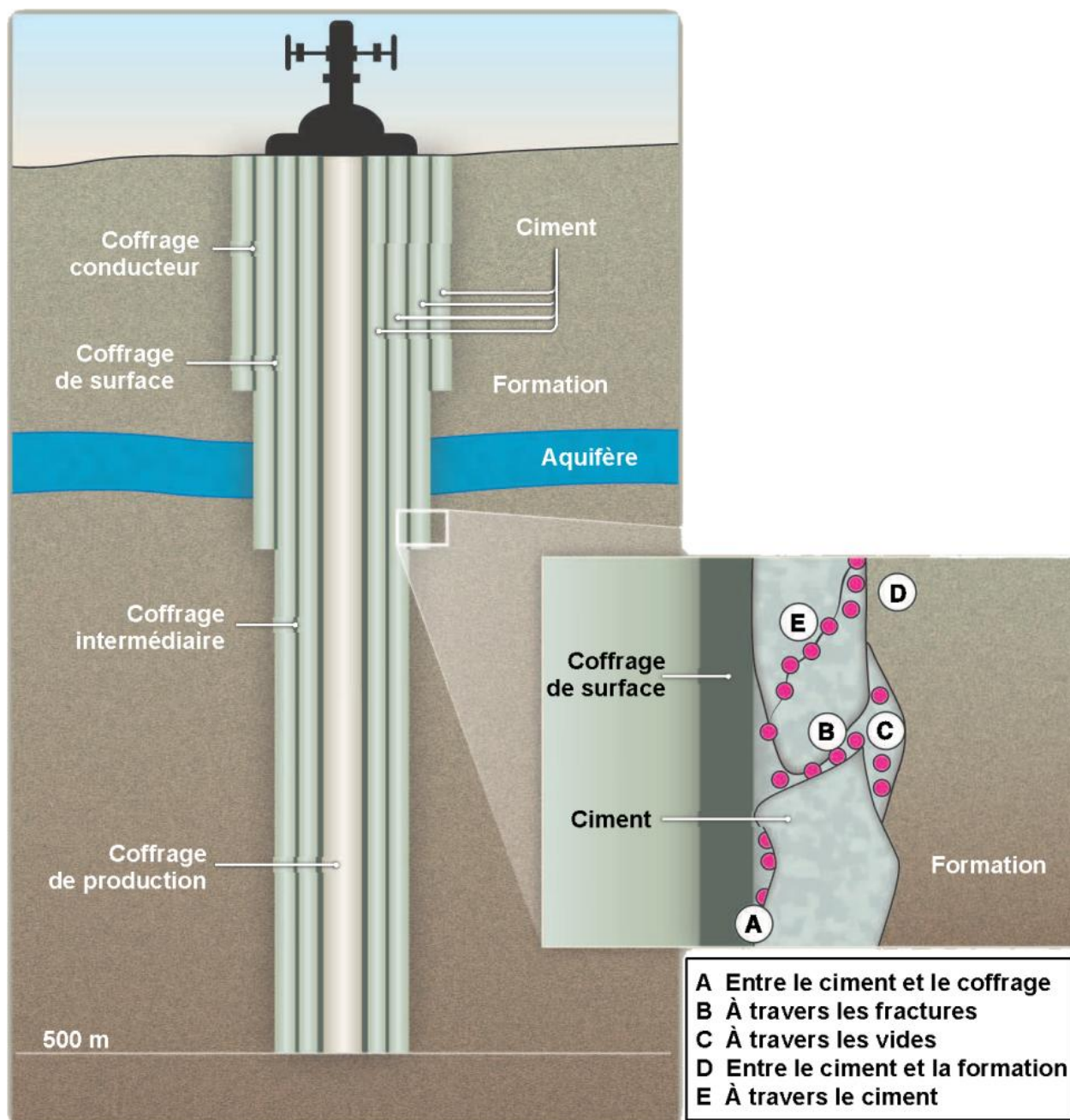


Figure 3. Construction d'un puits et exemples de fuites de gaz le long d'un puits de production. A) entre le ciment et le coffrage; B) à travers des fractures; C) à travers des ouvertures; D) entre le ciment et la formation; E) à travers le ciment. (Adapté de [Vidic et al., 2013](#))

On distingue habituellement les fuites selon que le puits soit en production ou fermé.

3.1 Puits en production

La migration de gaz naturel le long de puits de production a toujours été un problème reconnu pour l'industrie du pétrole et du gaz (*Stein et al., 2003*). Par exemple, 4% de plus de près de 300 000 puits forés en Alberta ont déjà montré une fuite du gaz le long du ciment entre le coffrage et la formation géologique (*Watson et Bachu, 2009*).

Bien que l'injection du coulis de ciment entre le tubage du puits et la formation est réalisée pour isoler les formations poreuses et pour empêcher la migration du gaz, des fluides de formation et des fluides de fracturation vers des formations peu profondes ou plus profondes, il est cependant difficile en pratique de contrôler l'étanchéité (ou l'intégrité ciment/roche) du puits tout au long de son exploitation. Dans le cas des puits pour le gaz de shale, les très fortes pressions nécessaires à la fracturation hydraulique peuvent également contribuer à révéler des faiblesses structurelles dans la construction du puits.

La qualité du ciment entre le coffrage et la roche ainsi que la présence de discontinuités est généralement vérifiée par un essai de pression ou à l'aide d'un outil de diagraphie acoustique (*Boyd et al., 2006*). En ce qui concerne la méthode de diagraphie acoustique, il est important de noter que cette méthode ne permet pas toujours de détecter les discontinuités. Cette méthode ne constitue donc pas une solution unique pour la détection des discontinuités. La présence de micro-canaux, la position excentrée du coffrage, la présence d'une formation peu poreuse (ce qui est le cas des shales), la présence de ciment à faible densité (ciment très poreux) et le temps nécessaire à la réalisation des diagraphies par rapport au durcissement complet du ciment sont des facteurs qui peuvent fortement influencer la qualité des résultats de diagraphie acoustique (*Boyd et al., 2006*). Dans le cas où les résultats permettent d'identifier des discontinuités, elles peuvent être bouchées en réinjectant du ciment par un processus appelé « compression » (« *remedial cementing* » ou « *squeezing* »).

Une autre technique proposée permettant de détecter une fuite de gaz liée à la présence de discontinuités du ciment est le suivi des eaux souterraines peu profondes dans le voisinage des puits de gaz (*Bair et al., 2000; van Stempvoort et al., 2005*). Par contre, cette méthode ne permet pas d'identifier la profondeur de la fuite dans le puits.

Quelle que soit la nature des discontinuités, elles peuvent se propager vers le haut lors de la production en raison d'un déséquilibre entre la pression du gaz ou du fluide de formation dans les micro-fractures et les contraintes dans la roche de la formation (*Dusseault et al., 2000*). La propagation des fractures est très lente pendant les premières années de production. Durant cette période, la pression importante à l'intérieur du puits maintient les fractures fermées. Comme la pression diminue au fur et à mesure que le gaz est extrait, les fractures ont tendance à s'ouvrir et à se propager vers la surface. D'après *Dusseault et al. (2000)*, quelques décennies sont nécessaires pour que les micro-canaux forment un chemin préférentiel et que le gaz atteigne la surface.

3.2 Puits abandonnés

Lorsque des formations géologiques perméables sont en contact avec des couches peu perméables, ces dernières constituent normalement des barrières naturelles à la migration des fluides de formation et du gaz naturel vers les aquifères superficiels. Cependant, si des puits

abandonnés mal scellés traversent ces formations peu perméables, ils peuvent alors créer un chemin préférentiel d'écoulement vers les couches perméables et transmettre au cours du temps les fluides de formation et le gaz naturel vers les formations superficielles (*Chafin, 1994; Lacombe et al., 1995*).

La procédure de la fracturation hydraulique (qui consiste à injecter de l'eau à haute pression dans la formation géologique contenant du gaz) peut également causer une augmentation de pression dans les formations géologiques et faciliter la migration des fluides de fracturation ou de formation le long des puits abandonnés situés à proximité du puits d'injection.

La Figure 4 illustre un exemple typique d'abandon de puits après l'exploration (Figure 4a) ou l'épuisement du réservoir (Figure 4b) ainsi que les chemins de fuites potentiels pour chacun de ces cas. Comme le montre cette figure, il existe deux méthodes d'abandon des puits de pétrole et gaz (*Watson et Bachu, 2009*). Au Québec, ces deux méthodes sont encadrées par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

- 1) *Puits ouvert* (Figure 4a): Le colmatage consiste à isoler toute zone poreuse par des bouchons de ciment afin de prévenir tout mouvement de liquide vers le haut ou vers le bas et ainsi éviter la contamination des nappes d'eau souterraines et les éruptions potentiellement dangereuses à la surface. Il existe également un autre type de colmatage, qui nécessite une plus grande quantité de ciment, et qui consiste à injecter du ciment sous pression dans la totalité du trou de forage, à partir du fond vers le haut du puits.
- 2) *Puits coffré* (Figure 4b): Le processus d'abandon consiste à obturer un puits en plaçant dans le coffrage de production des bouchons en ciment (accompagnés ou non de bouchons mécaniques), à des profondeurs stratégiques pour séparer diverses zones et les sceller en permanence. Le processus permet d'empêcher que des fluides, notamment du pétrole, du gaz naturel ou de la saumure, s'échappent du puits.

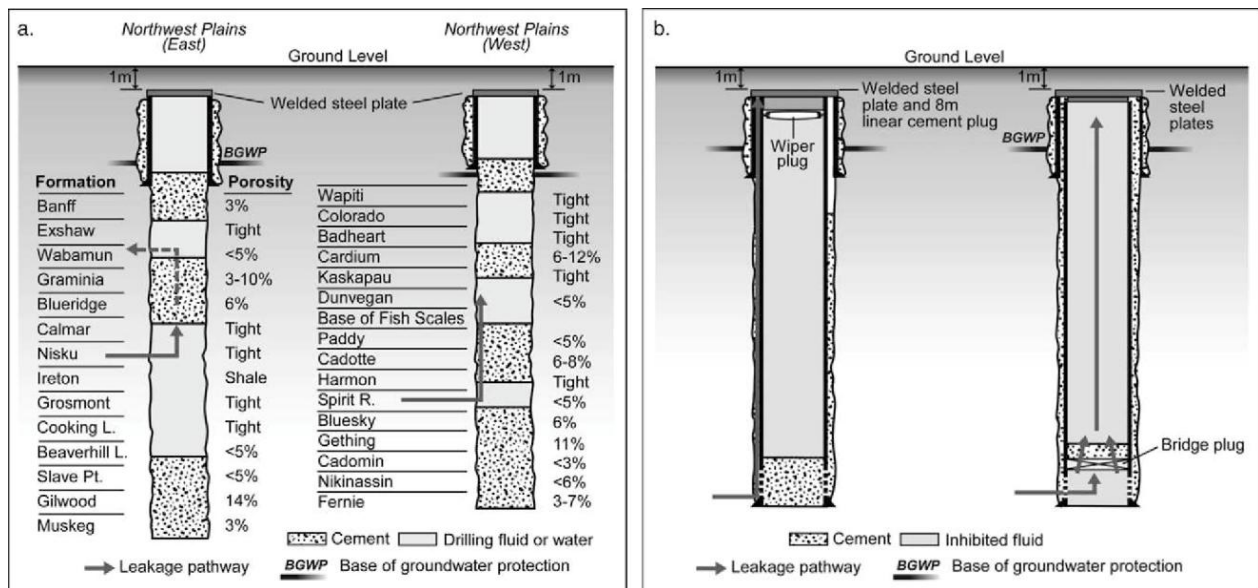


Figure 4. Techniques d'abandon typique en Alberta: (a) puits ouvert; (b) puits coffré. (Tiré de Watson et Bachu, 2009)

4. LA GÉOLOGIE DU BASSIN DES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT

Le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, qui fait partie de la province géologique de la plate-forme du Saint-Laurent (*Brisebois et Brun, 1994; Bédard et al., 2011*), se situe dans le sud du Québec, dans l'axe géographique Québec-Montréal (Figure 5). Du point de vue géologique, ce bassin repose en discordance sur le socle précambrien de la province de Grenville, subdivision du Bouclier canadien (Figure 5 et Figure 6).

Le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent est une succession de roches sédimentaires (Figure 7), d'une épaisseur totale pouvant dépasser 3000 mètres à certains endroits, composée, de la base vers le sommet de : grès du Cambrien - Ordovicien inférieur caractéristiques d'un milieu marin peu profond à subaérien (Groupe de Potsdam); des dolomies et des grès dolomitiques de l'Ordovicien inférieur à moyen (Groupe de Beekmantown) et des calcaires gréseux (groupes de Chazy et de Black River) et argileux (Groupe de Trenton) de l'Ordovicien moyen à supérieur déposés dans un milieu marin peu profond à moyennement profond; des shales noirs (Shale d'Utica) de l'Ordovicien supérieur déposés dans un niveau marin profond; des turbidites syn-orogéniques (groupes de Sainte-Rosalie et de Lorraine) et la molasse post-taconienne (Groupe de Queenston) de l'Ordovicien supérieur (*Globensky, 1987; Lavoie, 1994*). Ces roches sont essentiellement recouvertes de dépôts glaciaires et fluvioglaciaires, pouvant atteindre plus de 100 mètres d'épaisseur, constitués de sable et de gravier recouverts d'argile marine datant du Quaternaire et déposée par l'ancienne mer de Champlain.

Au sud-est, le bassin des Basses-terres du Saint-Laurent est limité par une importante faille de chevauchement, la Ligne Logan, qui marque le contact avec le bassin cambro-ordovicien des Appalaches (Figure 5 et Figure 6). Ce dernier est caractérisé par des unités ayant subi plusieurs phases de déformation, dont les orogénèses taconienne et acadienne (*St-Julien et Hubert, 1975; Brisebois et Brun, 1994*).

Trois grands corridors d'exploration du gaz de shale dans le sud du Québec ont été déterminés (Figure 8), fondés sur la profondeur du Shale d'Utica qui augmente du nord-ouest vers le sud-est (Figure 6) : (1) la plateforme peu profonde, où le Shale d'Utica affleure localement sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent pour atteindre une profondeur d'environ 800 m; (2) au sud-est de la faille de Yamaska, la profondeur du Shale d'Utica augmente ainsi que son épaisseur, où son sommet se trouve entre 1 200 et 2 500 m de profondeur; et (3) au sud-est de la Ligne Logan, le Shale d'Utica est à plus de 2 500 m de profondeur, mais une partie de la plateforme du Saint-Laurent a été mobilisée par des grandes failles et des écailles peuvent avoir été transportés à des profondeurs moins importantes (Figure 6). Les travaux d'exploration réalisés par l'industrie du gaz de shale ces dernières années se sont concentrés dans le deuxième corridor.

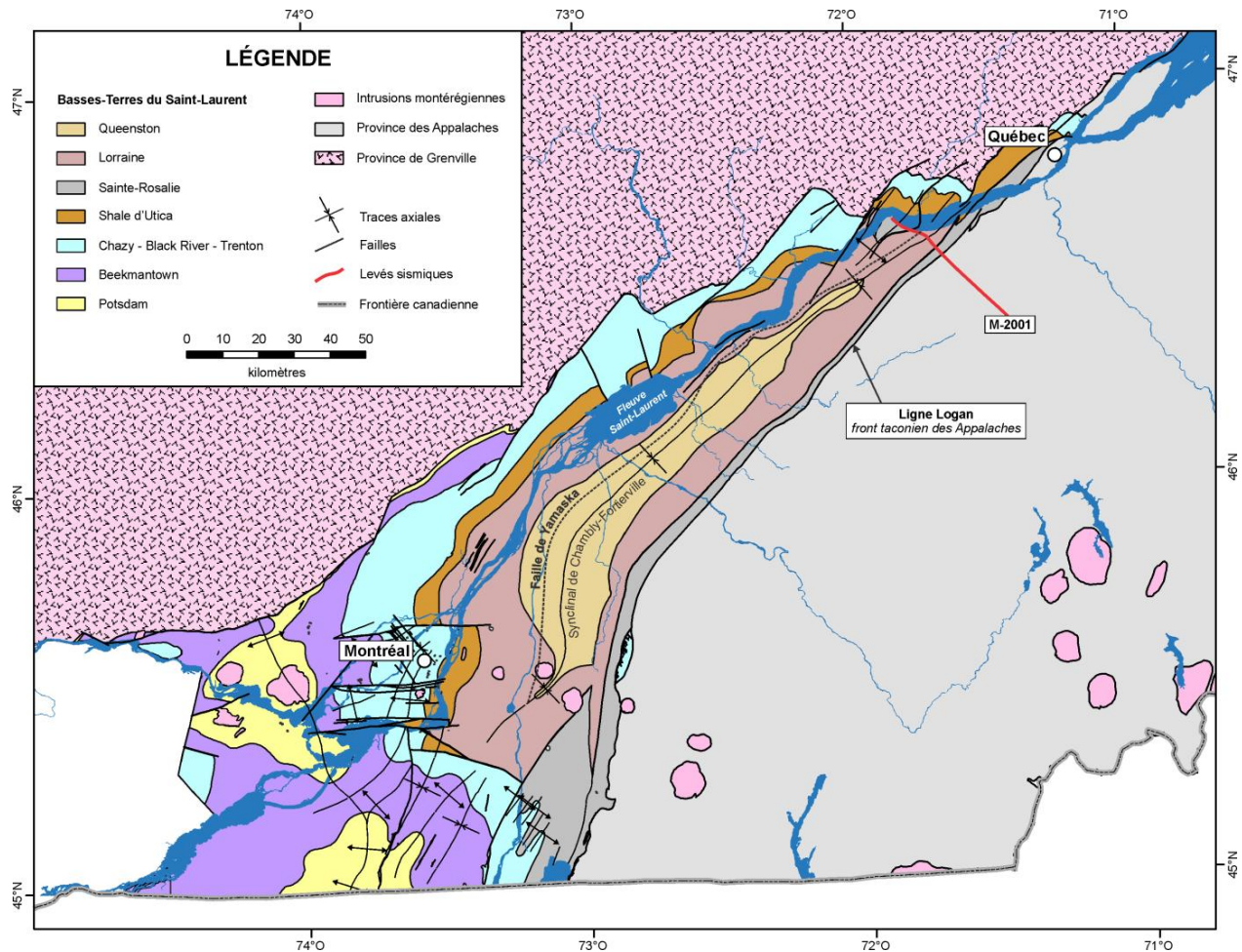


Figure 5. Carte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent, d'après *Globensky (1987)*. La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. L'interprétation de la ligne sismique M2001 est représentée à la Figure 6.

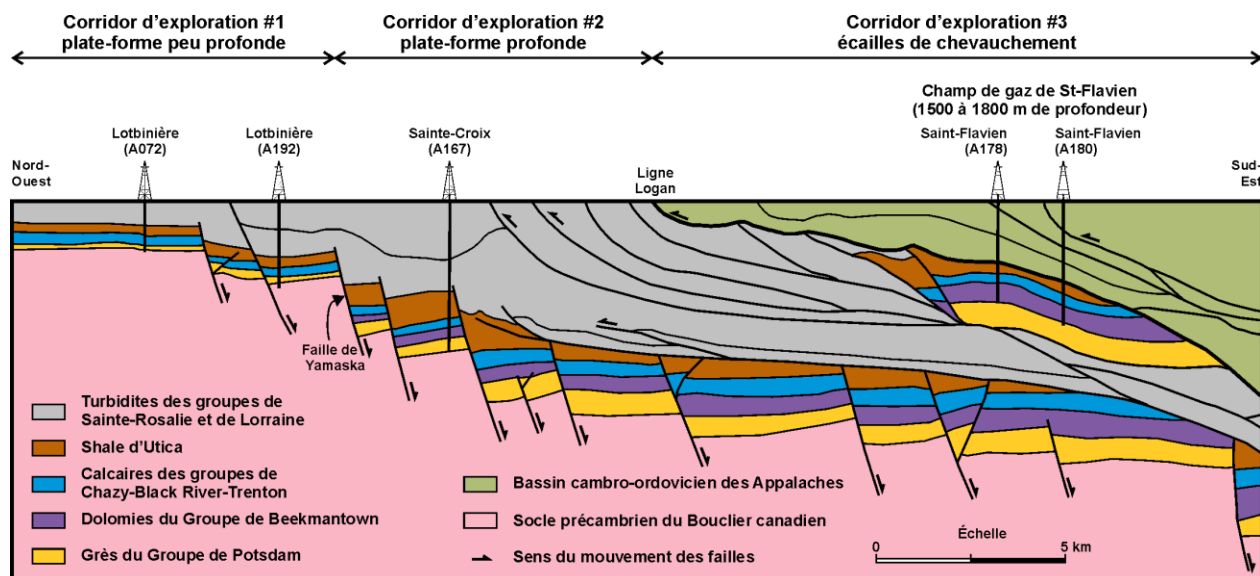


Figure 6. Coupe géologique du profil sismique M-2001, localisée sur la Figure 5, montrant l'architecture du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent en profondeur. (Adapté de Castonguay et al., 2010)

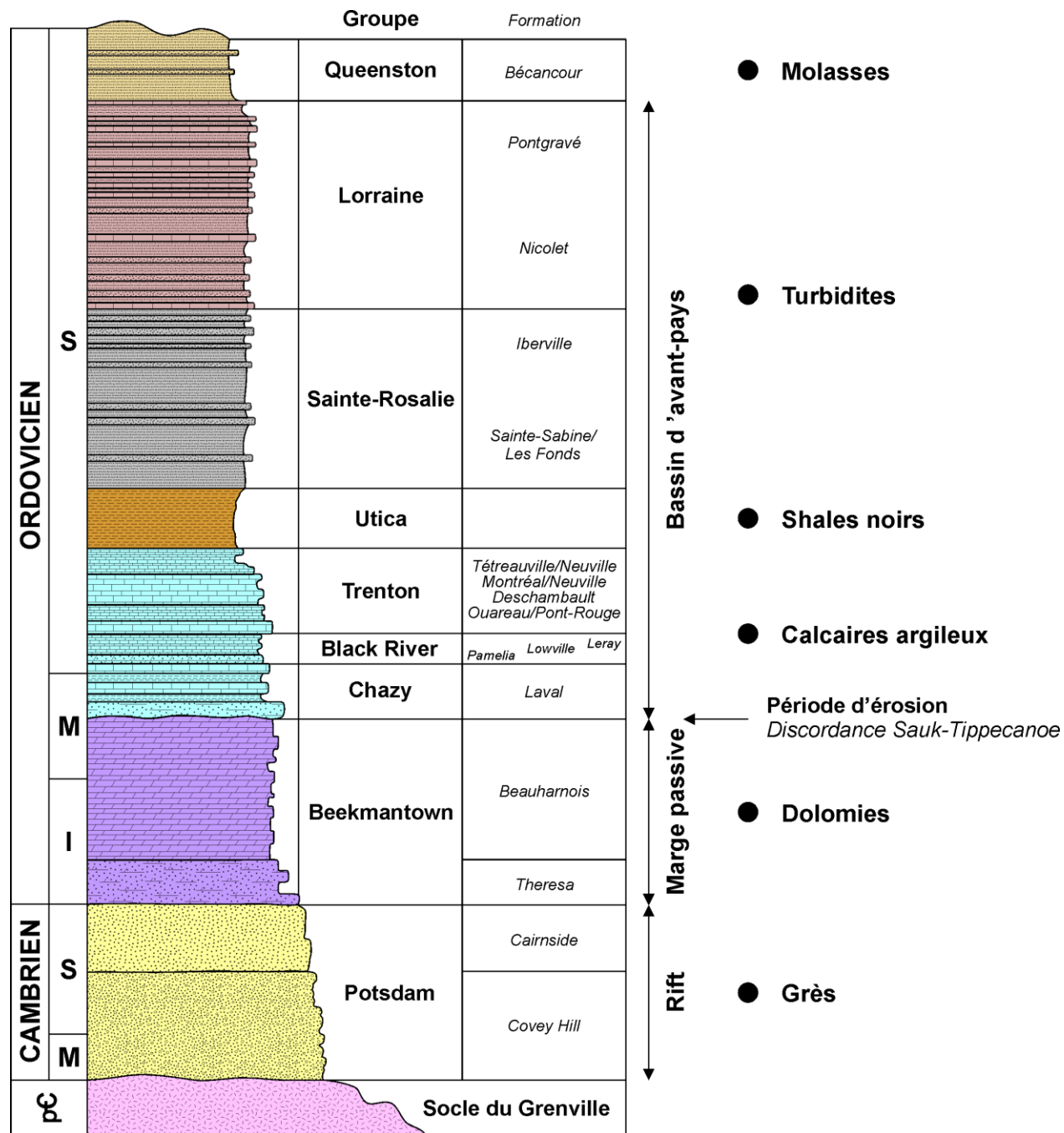


Figure 7. Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent. (Tiré de [Comeau et al., 2013](#)).

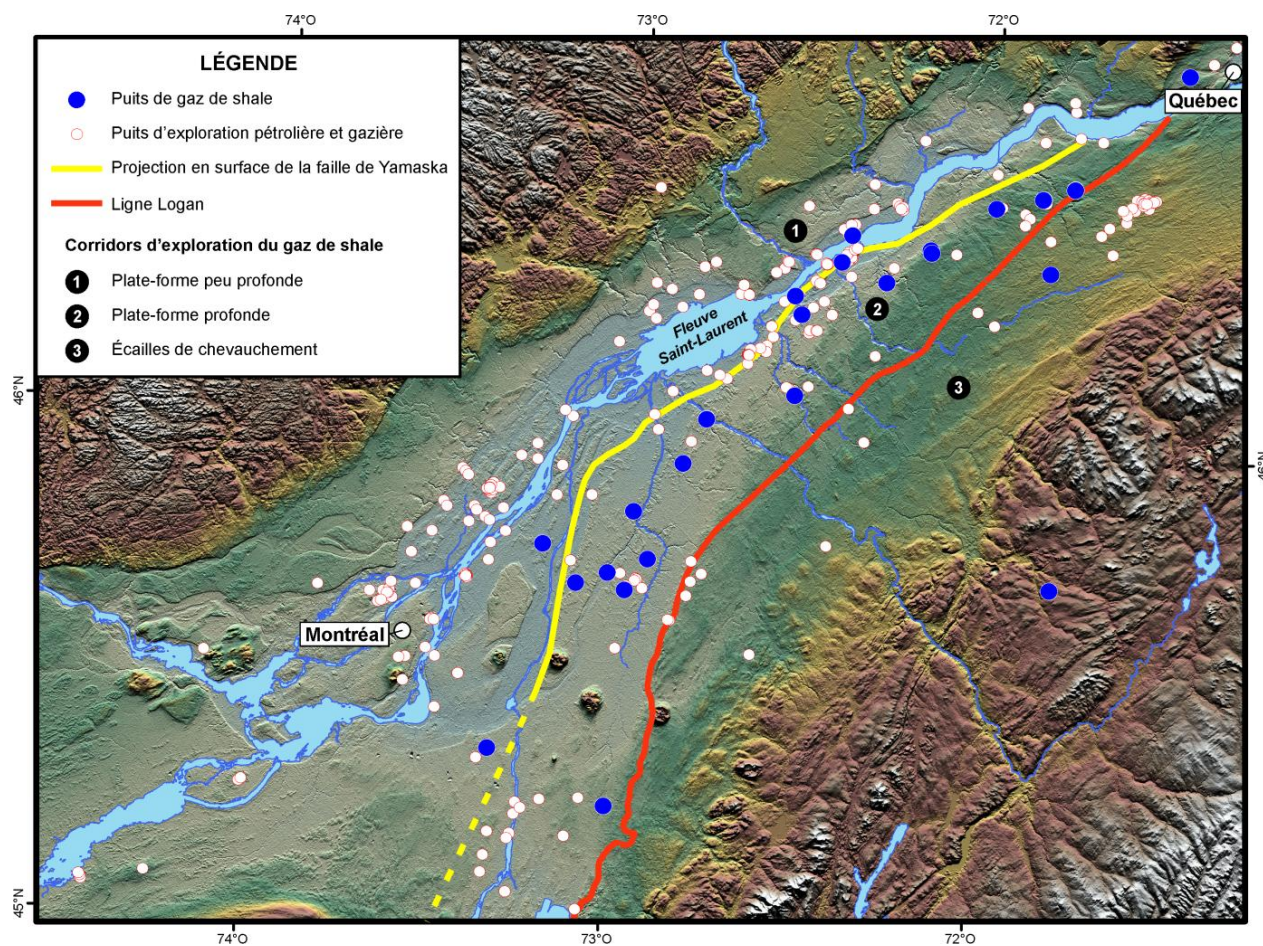


Figure 8. Carte de la répartition des puits d'exploration pétrolières et gazières ainsi que de gaz de shale forés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent jusqu'à maintenant.

5. DÉFINITION DE LA ZONE D'ÉTUDE ET DES PÉRIODES DE TEMPS

Puisqu'il n'était pas possible d'analyser l'ensemble des puits situés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent dans la période de temps accordée pour la réalisation de l'étude, un échantillonnage de puits représentatif de l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent a été réalisé. Les puits ont d'abord été divisés en trois zones correspondant aux trois couloirs d'exploration du gaz de shale (Figure 1 et Figure 8). Il est à noter que la faille de Yamaska (Figure 1, Figure 5, Figure 6 et Figure 8), qui délimite les zones 1 et 2, est une structure qui n'affleure pas en surface, donc son tracé à la surface n'est pas précis. Étant donné que plusieurs puits se retrouvent très près de part et d'autre de cette limite (Figure 1 et Figure 8), certains puits n'ont peut-être pas été classés dans la bonne zone. Cependant, cet aspect est négligeable étant donné que la méthodologie n'avait pour but que de définir un échantillon représentatif de l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent et non d'étudier précisément les puits d'une zone. Ainsi, le nombre de puits de gaz de shale considérés dans chacun des couloirs pourrait différer du nombre rapporté dans d'autres études.

Afin de faire ressortir les tendances temporelles reliées à l'évolution des pratiques de l'industrie, une deuxième discrimination a été réalisée, reposant sur des périodes de temps précises. Le choix des périodes a été effectué à la suite d'une analyse préliminaire des données disponibles. Suite à cette analyse, les puits conventionnels ont été divisés en quatre périodes de temps, basées principalement sur l'évolution des méthodes de fermeture:

- 1) **Avant 1950 (< 1950)** : période avec très peu d'information sur les méthodes de fermeture, où le bois et le ciment sont souvent utilisés pour l'obturation des puits.
- 2) **1950-1959** : période avec peu d'information sur les méthodes de fermeture, où le bois et le ciment sont souvent utilisés pour l'obturation des puits et où les bouchons mécaniques font leur arrivée.
- 3) **1960-1969** : période où le bois disparaît des méthodes de fermeture et où le ciment devient le matériel le plus couramment utilisé.
- 4) **Après 1970 (> 1970)** : période très bien documentée sur les méthodes d'obturation des puits où la classification du ciment utilisé est souvent disponible.

En plus de ces quatre périodes, les puits de gaz de shale (Figure 1 et Figure 8) ont été classés dans une catégorie à part, étant donné qu'ils ont tous été forés récemment, soit depuis 2006 et que ce sont des puits non conventionnels pour lesquels les méthodes de forage et de construction peuvent différer. De plus, aucun de ces puits n'est présentement abandonné, ce qui en fait une catégorie à part. Le Tableau 7 montre la répartition des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent dans les trois zones ainsi que selon les quatre périodes, en plus des puits de gaz de shale. La Figure 9 montre la distribution de l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent au cours du temps. On remarque que la majorité des puits se retrouvent dans la zone 1 (Tableau 7), tandis qu'aucun puits des périodes < 1950 et 1950-1959 ne se retrouve dans la zone 3.

Suite à l'analyse de ces données, la zone 2 a été choisie comme échantillon représentatif de l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent pour les raisons suivantes :

- 1) Les puits y sont distribués uniformément au cours du temps (Figure 9);
- 2) La majorité des puits de gaz de shale s'y trouvent, soit 22 sur un total de 29 (Tableau 7);
- 3) Le nombre total de puits, 85 sur un total de 280, était raisonnable pour cette analyse.

Tableau 7. Répartition des puits conventionnels des Basses-Terres du Saint-Laurent en quatre périodes de temps en plus des puits de gaz de shale.

	Puits conventionnels				Puits de gaz de shale	Total
	< 1950	1950-1959	1960-1969	> 1970		
Zone 1	17	62	33	38	5	155
Zone 2	21	16	4	22	22	85
Zone 3	0	0	1	37	2	40
Total	38	78	38	97	29	280

Toutefois, il est à noter que seulement quatre puits de la zone 2 se retrouvent dans la période de temps 1960-1969 (Tableau 7). Pour cette raison, les périodes 1950-1959 et 1960-1969 ont été regroupées en une seule période, soit 1950-1969, afin d'obtenir un nombre de puits plus uniforme pour chacune des périodes (Tableau 8). En effet, pour la zone 2, 21 puits se retrouvent dans la période < 1950, 20 puits pour la période 1950-1969, 22 puits pour la période > 1970, et finalement 22 puits de gaz de shale.

Tableau 8. Répartition des puits conventionnels des Basses-Terres du Saint-Laurent en trois périodes de temps en plus des puits de gaz de shale.

	Puits conventionnels			Puits de gaz de shale	Total
	< 1950	1950-1969	> 1970		
Zone 1	17	95	38	5	155
Zone 2	21	20	22	22	85
Zone 3	0	1	37	2	40
Total	38	116	97	29	280

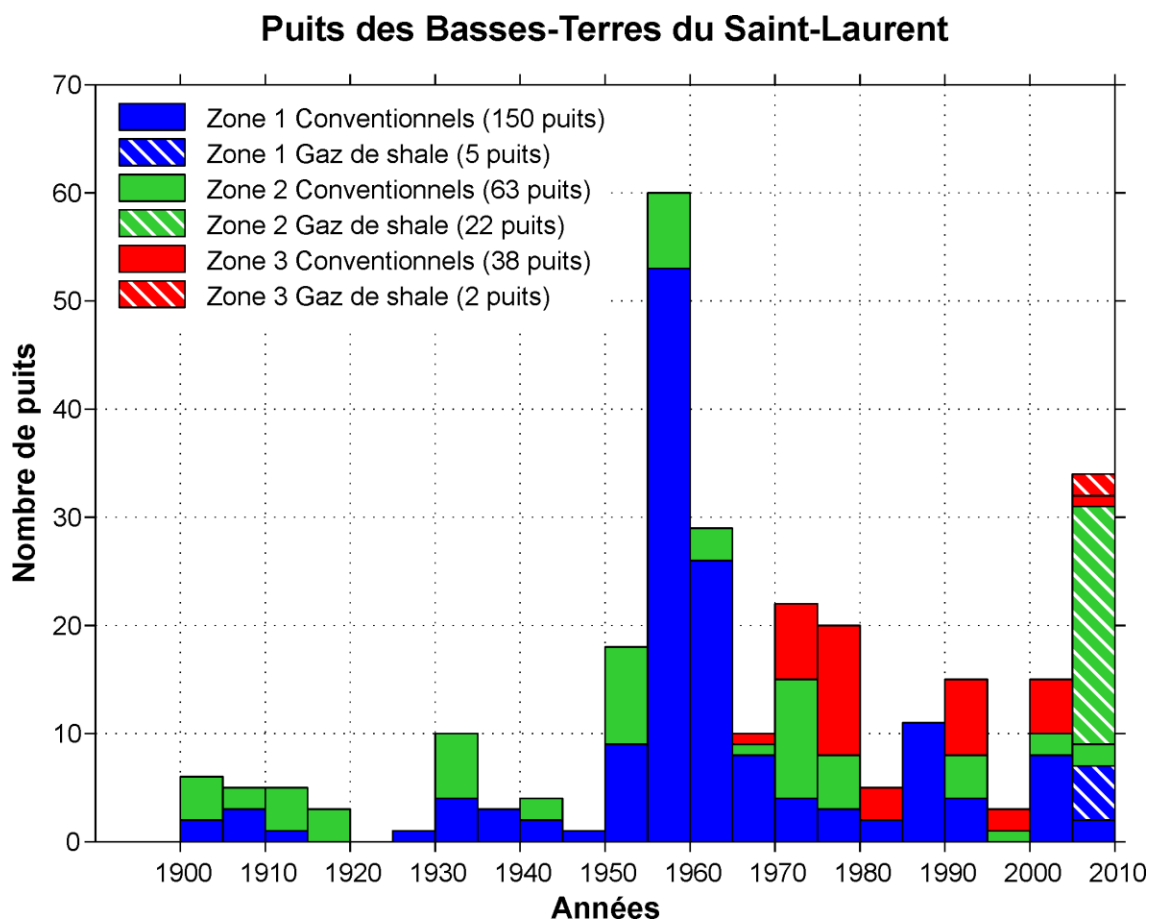


Figure 9. Histogramme de l'année de construction pour l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent.

6. PRÉSENTATION ET ANALYSE DES DONNÉES

Dans cette section, les données qui ont été compilées pour les 85 puits de la zone 2 sont présentées et des constats sont émis en ce qui concerne le statut des puits, le nombre de coffrages par puits, le grade des coffrages, le coffrage de surface, le statut des coffrages, leur cimentation, les sections coffrées à l'abandon, le statut d'abandon et les types de bouchons. Lorsque cela était approprié, nous avons tenté d'établir brièvement les dispositions réglementaires relatifs à ces éléments au Québec et ailleurs ainsi que de déterminer quelles sont les meilleures pratiques recommandées par l'industrie. Les constats sont ensuite confrontés avec les règlements et les bonnes pratiques afin d'émettre des avis relatifs à la pérennité de l'ouvrage.

6.1 Le statut des puits

Deux types de statut existent pour les puits de la zone 2 :

- 1) **Abandonné** : puits inactif qui a eu ou pas des travaux de fermeture et d'obturation. Aujourd'hui, un permis de fermeture définitive est remis pour ce type de puits.
- 2) **Complété** : puits suspendu par l'opérateur ou fermé temporairement en attente de travaux futurs à l'intérieur du puits. Aujourd'hui, un permis de fermeture temporaire est remis pour ce type de puits.

La Figure 10 montre le statut des 85 puits de la zone 2 (Tableau 8 et Figure 9) au cours du temps. La très grande majorité des puits conventionnels ont le statut abandonné, alors que tous les puits de gaz de shale sont à l'étape de la complétion (en évaluation, suspendus ou temporairement fermés). Deux puits conventionnels des années 1970 sont aujourd'hui encore suspendus, c'est-à-dire ayant le statut « complété », mais il est à noter qu'ils ont tous deux eu une réentrée lors des 15 dernières années.

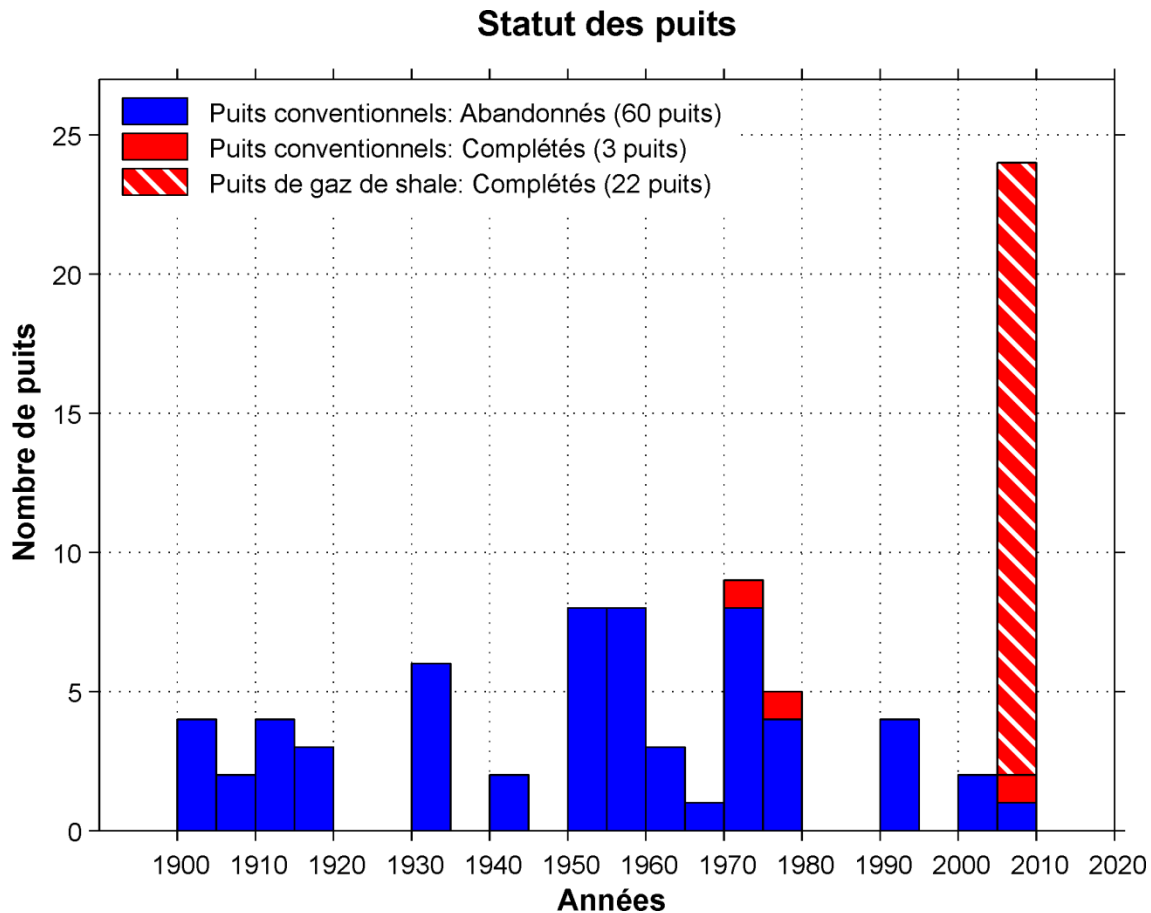


Figure 10. Histogramme du statut des puits en fonction du temps.

6.2 Le nombre de coffrages par puits et leur type

Premièrement, les informations sur les coffrages des puits ne sont pas toujours disponibles. Le Tableau 9 montre le nombre de puits ayant des informations disponibles sur les coffrages, ainsi que le nombre de ces coffrages qui sont documentés, tandis que la Figure 11 montre la disponibilité de ces informations au cours du temps. Ces figures montrent que le nombre de coffrage documentés à l'intérieur des 68 puits de la zone 2 évolue au cours du temps et que ce sont principalement les puits les plus anciens qui sont le moins bien documentés.

Tableau 9. Répartition des informations disponibles sur les coffrages des puits.

Périodes	# de puits	# de coffrages
< 1950	8 / 21	38
1950 – 1969	17 / 20	39
> 1970	22 / 22	57
Gaz de shale	21 / 22	49
Total	68 / 85	183

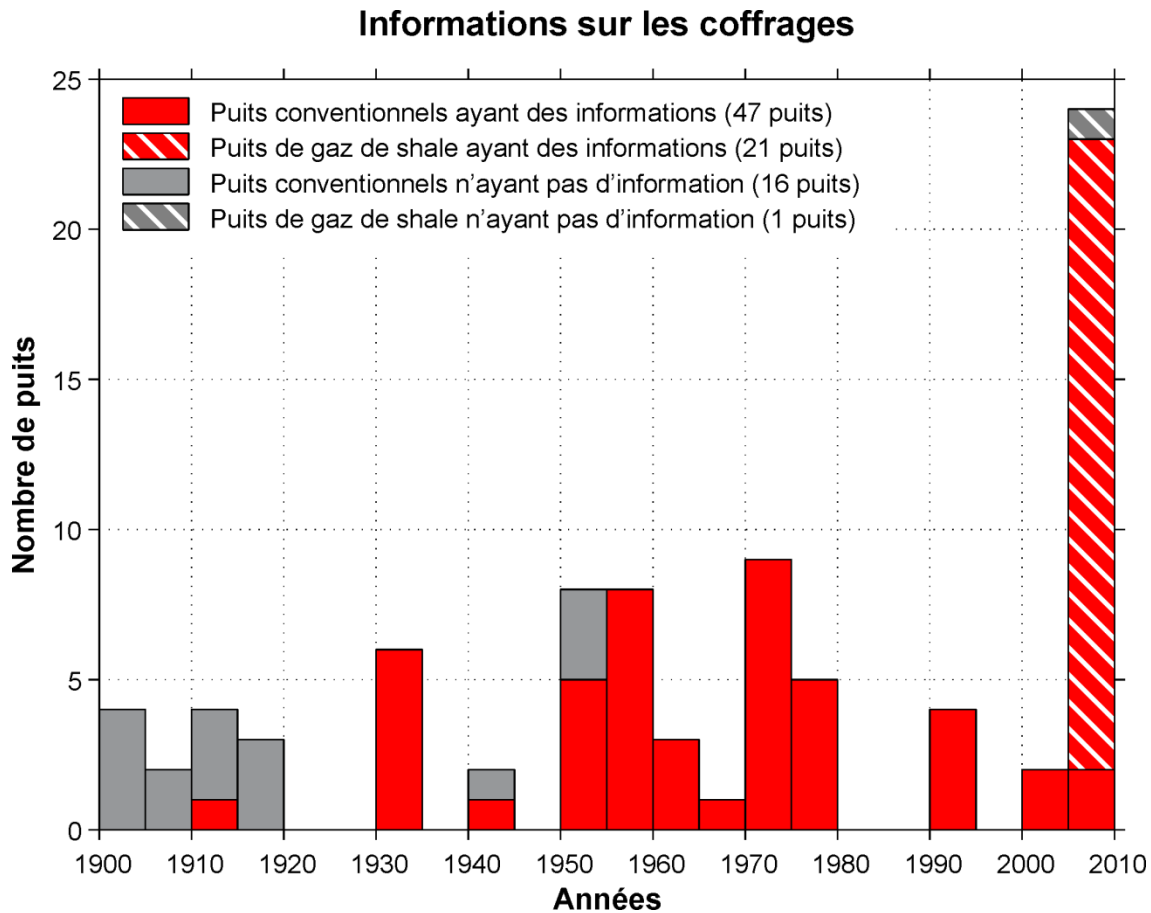


Figure 11. Histogramme des informations disponibles sur les coffrages en fonction du temps.

La Figure 12 montre la distribution du nombre de coffrages à l'intérieur des puits pour chacune des périodes de temps. Toutefois, le type de coffrages (conducteur, surface, intermédiaire, production) n'est pas toujours identifié spécifiquement avant les années 1970. Le Tableau 10 montre le nombre de coffrages dont le type est clairement identifié parmi les 68 puits de la zone 2. Il est à noter qu'à une certaine époque, les coffrages étaient parfois retirés lors de l'abandon d'un puits afin de les récupérer pour la réalisation d'autres puits. Ainsi, dans la Figure 12 et le Tableau 10, les coffrages considérés englobent tous les coffrages qui ont été installés dans les puits, incluant ceux qui ont été retirés par la suite. À l'inverse, la Figure 13 montre la distribution du nombre de coffrages à l'intérieur des puits après que certains coffrages aient été retirés lors des travaux d'abandon. On remarque que plus aucun puits ne contient plus de quatre coffrages et que deux puits de la période < 1950 se sont fait retirer tous leurs coffrages, car le nombre de puits de cette période passe de 8 (Figure 12) à 6 (Figure 13).

Malgré que seulement 47 puits conventionnels sur les 63 aient des informations sur l'existence et les caractéristiques des coffrages installés (Tableau 9 et Figure 11), l'information sur les coffrages est habituellement disponible à partir de 1950. Pour les puits de gaz de shale, tous les puits excepté un seul ont de l'information sur les coffrages en place.

Depuis 1950, le nombre de coffrage pour les puits conventionnels varie entre 1 et 4, mais est majoritairement de 2 ou 3 (coffrage de surface, intermédiaire, de production). Pour ce qui est des puits de gaz de shale, le nombre de coffrages est de 2 ou 3. Avant 1950, le nombre de coffrages est souvent plus élevé, pouvant atteindre 8 coffrages par puits (Figure 12). En effet, la méthode de forage qui était utilisée à cette époque était le forage aux câbles et cette méthode nécessite la mise en place progressive de coffrages afin d'isoler les zones productrices d'eau/saumure rencontrées et qui empêchent sa progression. Les foreuses modernes (> 1950) n'ont pas cette limitation, ce qui pourrait expliquer le nombre de coffrages plus faible dans les périodes récentes.

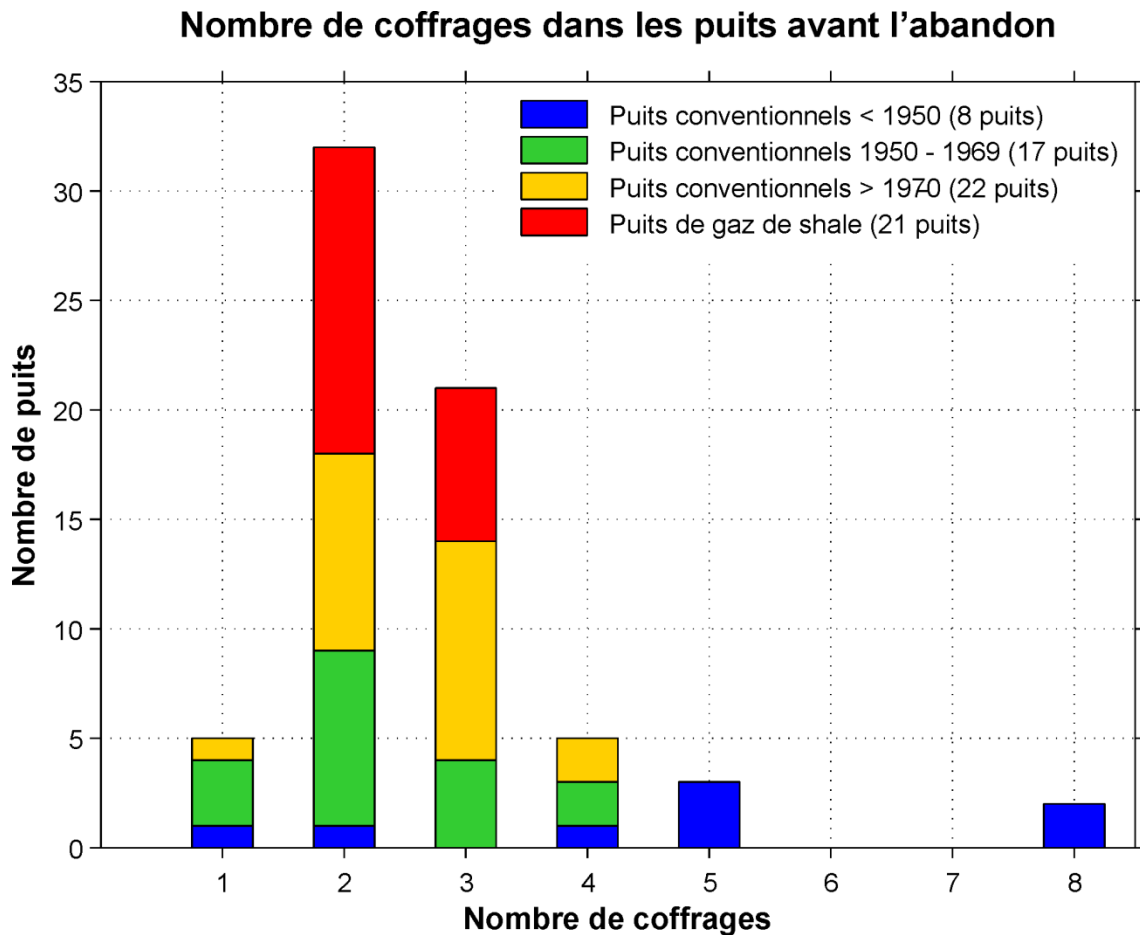


Figure 12. Histogramme du nombre de coffrages avant l'abandon par puits pour chacune des périodes.

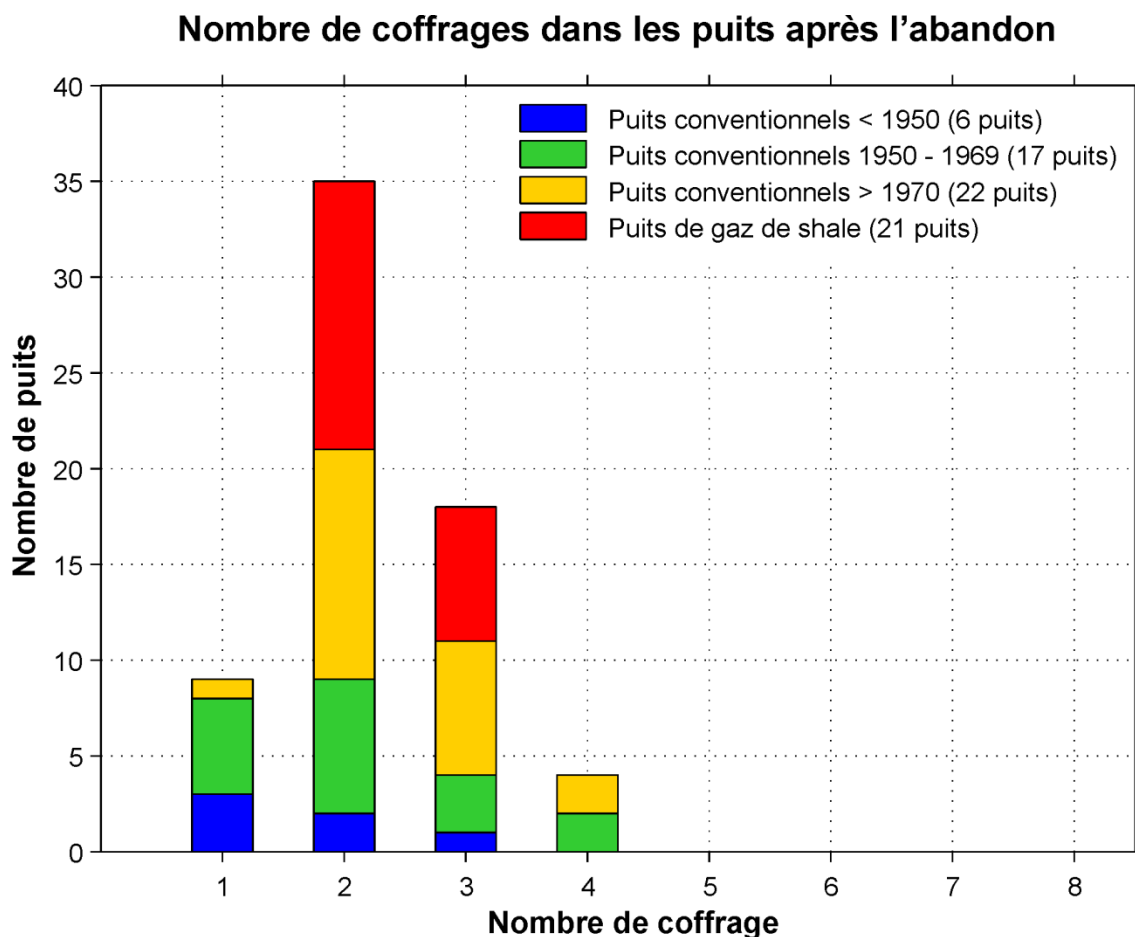


Figure 13. Histogramme du nombre de coffrages après l'abandon par puits pour chacune des périodes.

Tableau 10. Répartition des types de coffrages pour chacune des périodes.

Périodes	Conducteur	Surface	Intermédiaire	Production	Autre	
					# puits	# coffrage
< 1950	1	0	0	0	7	37
1950 – 1969	0	4	0	1	13	34
> 1970	18	21	8	8	1	2
Gaz de shale	3	21	17	8	0	0
Total	22	46	25	17	21	73

6.3 Le grade des coffrages

L'*American Petroleum Institute (API)* normalise la qualité (ou le grade) des coffrages selon leur usage (Tableau 3). Toutefois, l'information sur le grade des coffrages n'est pas toujours disponible. Le Tableau 11 présente la proportion des puits ayant de l'information sur le grade des

coffrages ainsi que le nombre de coffrages documentés pour chacune des périodes. Sur un total de 183 coffrages contenus dans les 85 puits, seuls 74 coffrages ont de l'information concernant le grade. La Figure 14 montre cette information au cours du temps tandis que la Figure 15 montre la distribution du grade en fonction du type de coffrage. La majorité des puits > 1970 ont l'information disponible, alors qu'elle très rare avant cette période. Toutefois, lorsque documentés, les coffrages utilisés au Québec suivent la nomenclature de l'API. Aucune analyse n'a été effectuée afin de savoir si le bon type de coffrage a été utilisé pour les situations propres à chaque puits.

Tableau 11. Répartition des informations disponibles sur le grade des coffrages pour chacune des périodes.

Périodes	# de puits	# de coffrages
< 1950	0 / 21	0 / 38
1950 – 1969	3 / 20	5 / 39
> 1970	19 / 22	36 / 57
Gaz de shale	16 / 22	33 / 49
Total	38 / 85	74 / 183

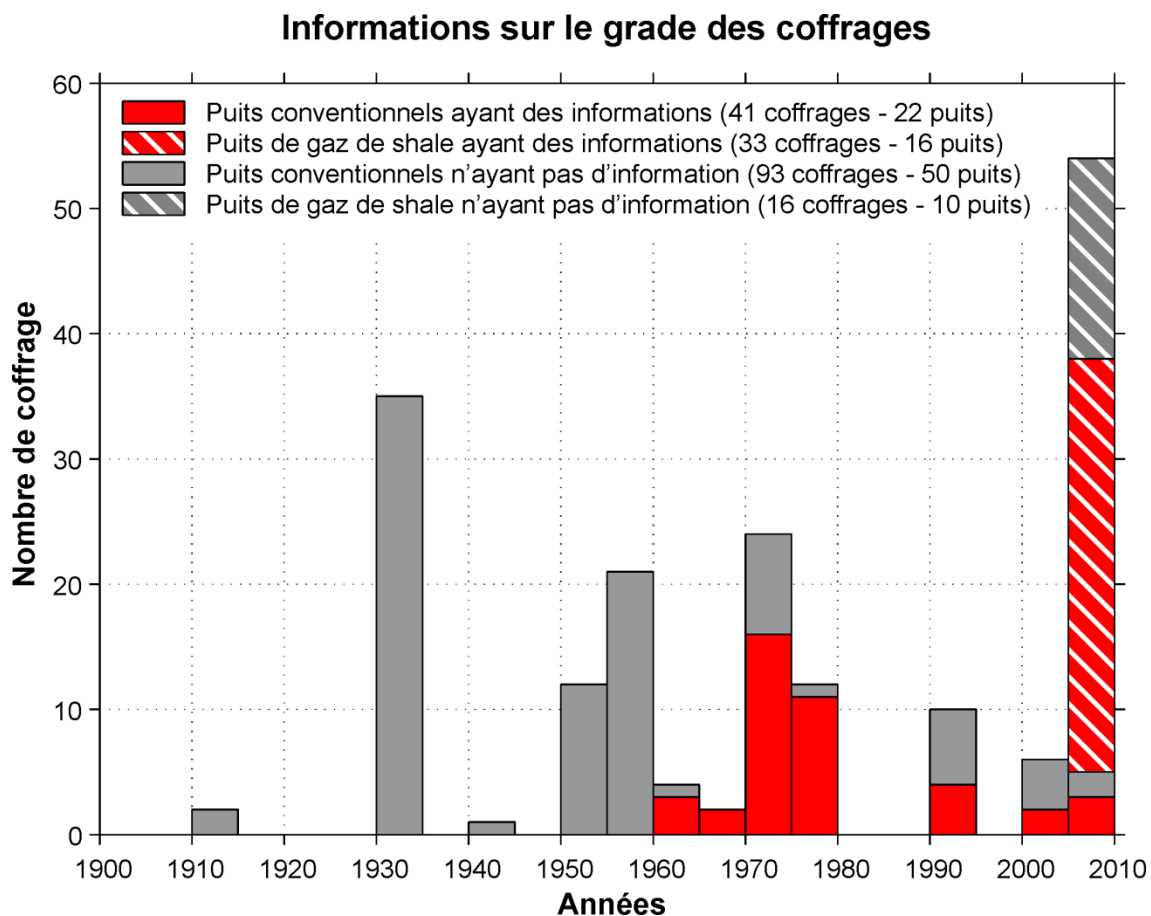


Figure 14. Histogramme des informations disponibles sur le grade des coffrages en fonction du temps.

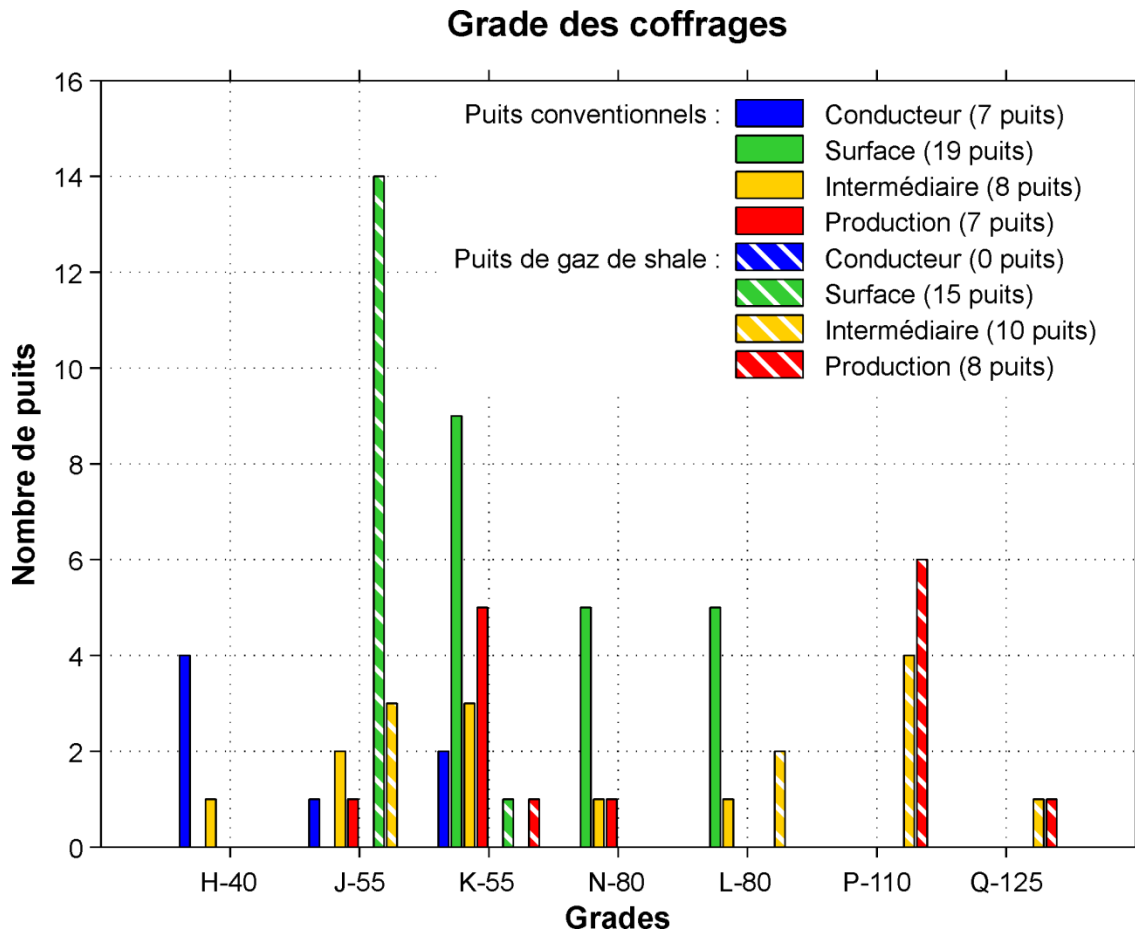


Figure 15. Histogramme du grade des coffrages en fonction du type de coffrage pour les puits conventionnels et de gaz de shale.

6.4 Le coffrage de surface

Le coffrage de surface est souvent considéré comme le plus important car il a pour but de protéger les eaux potables souterraines. En effet, la longueur du coffrage de surface fait l'objet d'exigences minimales dans de nombreuses juridictions, dont le Québec. Toutefois, comme montré au Tableau 10, le coffrage de surface n'est pas toujours présent ou du moins documenté dans les puits. Le Tableau 12 résume les informations disponibles sur le coffrage de surface pour chacune des périodes de temps des 85 puits de la zone 2 (Tableau 8 et Figure 9).

Tableau 12. Répartition des informations disponibles sur les coffrages de surface.

Périodes	# de puits
< 1950	0 / 21
1950 – 1969	4 / 20
> 1970	21 / 22
Gaz de shale	21 / 22
Total	46 / 85

À partir des 46 puits de la zone 2 ayant des informations sur le coffrage de surface (Tableau 12), la Figure 16 montre la distribution de la longueur de ces coffrages de surface.

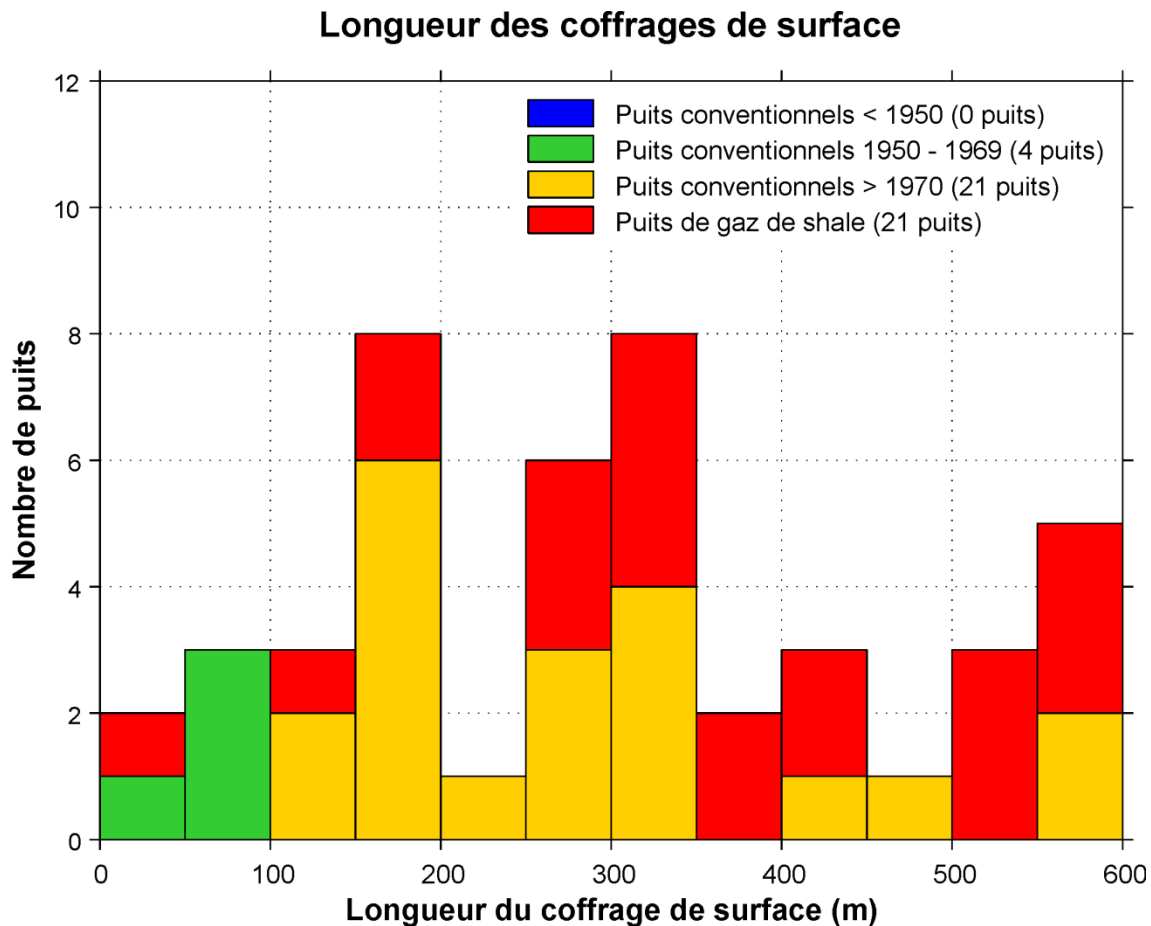


Figure 16. Histogramme de la longueur des coffrages de surface des puits. Note : la classe 550-600 m regroupe tous les puits ayant un coffrage de surface d'une longueur supérieure à 550 mètres.

Selon les dispositions réglementaires en vigueur au Québec, le titulaire de permis de forage de puits doit fixer le coffrage de surface à une profondeur égale ou supérieure à 10% de la profondeur maximale prévue au programme de forage. En Alberta, la profondeur minimale à laquelle le coffrage de surface doit atteindre est basée sur la valeur maximale des trois calculs suivant:

- 1) Profondeur la plus élevée d'un puits d'eau dans un rayon de 200 m
- 2)
$$\frac{\text{Gradient de pression maximum} \times \text{TVD} \times 0.5 - 0.0000625 \times \text{TVD}}{22 \text{ kPa/m}}$$
- 3) 10% de la profondeur maximale prévue

De son côté, l'*American Petroleum Institute (API)* recommande que le coffrage de surface doit être fixé en-dessous de tout aquifère d'eau douce.

En considérant la réglementation en vigueur présentement au Québec, soit que le coffrage de surface doit avoir une longueur minimale de 10% de la profondeur maximale du puits, le Tableau 13 et la Figure 17 montrent la conformité des 85 puits de la zone 2 (Tableau 8 et Figure 9). Il est à noter que dans le cas des puits de gaz de shale, la profondeur maximale correspond à la profondeur verticale réelle (« *True Vertical Depth* »), car cette information était facilement disponible dans les rapports de forage. Toutefois, nous avons négligé l'effet de déviation des puits conventionnels et nous avons donc considéré que leur profondeur maximale était la longueur de ces puits. Il en résulte que 40 puits, dont 20 pour le gaz de shale, sont conformes au règlement actuel du Québec concernant la longueur minimale du coffrage de surface, tandis que 6 coffrages ne sont pas conformes (dont un puits de gaz de shale). Les coffrages conformes se retrouvent majoritairement après 1970 tandis que qu'avant cette date, il y a peu d'information disponible et la conformité est variable.

Toutefois, il est à noter que le règlement du Québec ne correspond pas à la recommandation de l'*API*, qui recommande que la profondeur du coffrage de surface soit déterminée en égard à la profondeur des aquifères d'eau douce, indépendamment de la longueur du forage. Étant donné que les forages de la zone 2 sont généralement plus profonds que 1000 m, les coffrages sont donc supérieurs à 100 m. Cette valeur correspond à la profondeur maximale généralement admise pour l'exploitation de l'eau souterraines dans les aquifères d'eau douce au Québec. Ainsi, même si le règlement actuel ne traduit pas l'essence de la recommandation de l'*API*, il en résulte que les coffrages de surface sont suffisamment profonds pour protéger les eaux souterraines. Cette situation pourrait toutefois être différente dans la zone 1 où les puits d'exploration pétrolière et gazière sont moins profonds.

Tableau 13. Répartition des coffrages de surface des puits conformes au règlement actuel.

Périodes	Conformes	Non-conformes	Pas d'information
< 1950	0	0	21
1950 – 1969	1	3	16
> 1970	19	2	1
Gaz de shale	20	1	1
Total	40	6	39

Longueur des coffrages de surface conforme au règlement actuel

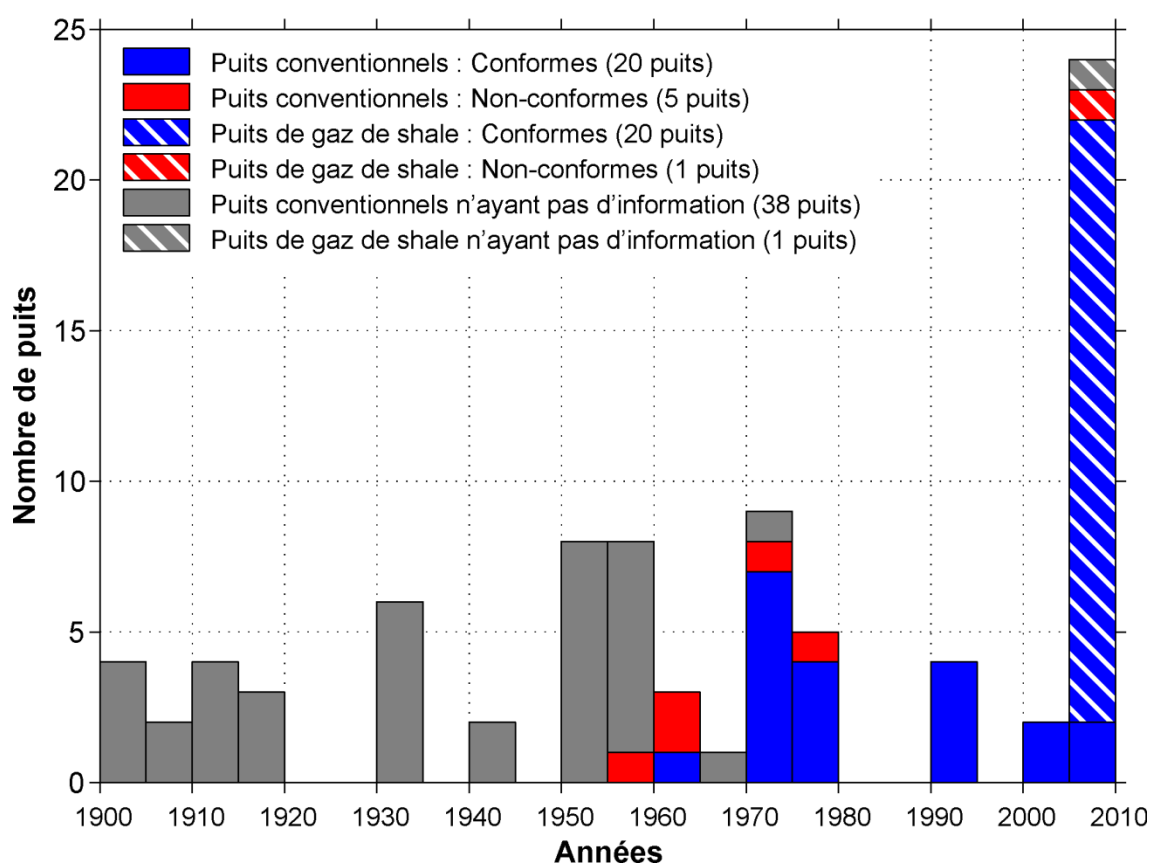


Figure 17. Histogramme de la conformité des coffrages de surface des puits par rapport au règlement actuel en fonction du temps.

6.5 Le statut des coffrages

Bien que la très grande majorité des coffrages soient maintenant « cimentés », cette pratique n'a pas toujours été en vigueur dans le passé. En effet, certains coffrages étaient parfois « fixés » à la paroi rocheuse d'un puits à l'aide d'obturateurs (« *packers* »). D'autres fois, ils étaient tout simplement suspendus, appelés alors « libres ». Le Tableau 14 et la Figure 18 montre la répartition du statut des 183 coffrages des puits de la zone 2 (Tableau 9 et Figure 11). Après 1970, presque tous les coffrages sont « cimentés », tandis qu'avant 1970, beaucoup de coffrages ont le statut « libre ». Il est à noter que la plupart de ces coffrages « libres » ont éventuellement été retirés lors de l'abandon du puits. Dans ce cas, c'est la méthode d'abandon du puits qui détermine la pérennité de l'ouvrage. Si les coffrages libres n'ont pas été retirés, le puits pourrait avoir des problèmes d'étanchéité à long terme.

Tableau 14. Répartition des informations disponibles sur le statut des coffrages des puits.

Périodes	Coffrages fixes		Coffrages libres		Coffrages cimentés		Pas d'information	
	# de puits	# de coffrages	# de puits	# de coffrages	# de puits	# de coffrages	# de puits	# de coffrages
< 1950	0	0	6	29	4	7	1	2
1950 – 1969	2	2	6	11	9	13	4	13
> 1970	2	2	0	0	21	53	1	2
Gaz de shale	0	0	2	2	19	42	3	5
Total	4	4	14	42	53	115	9	22

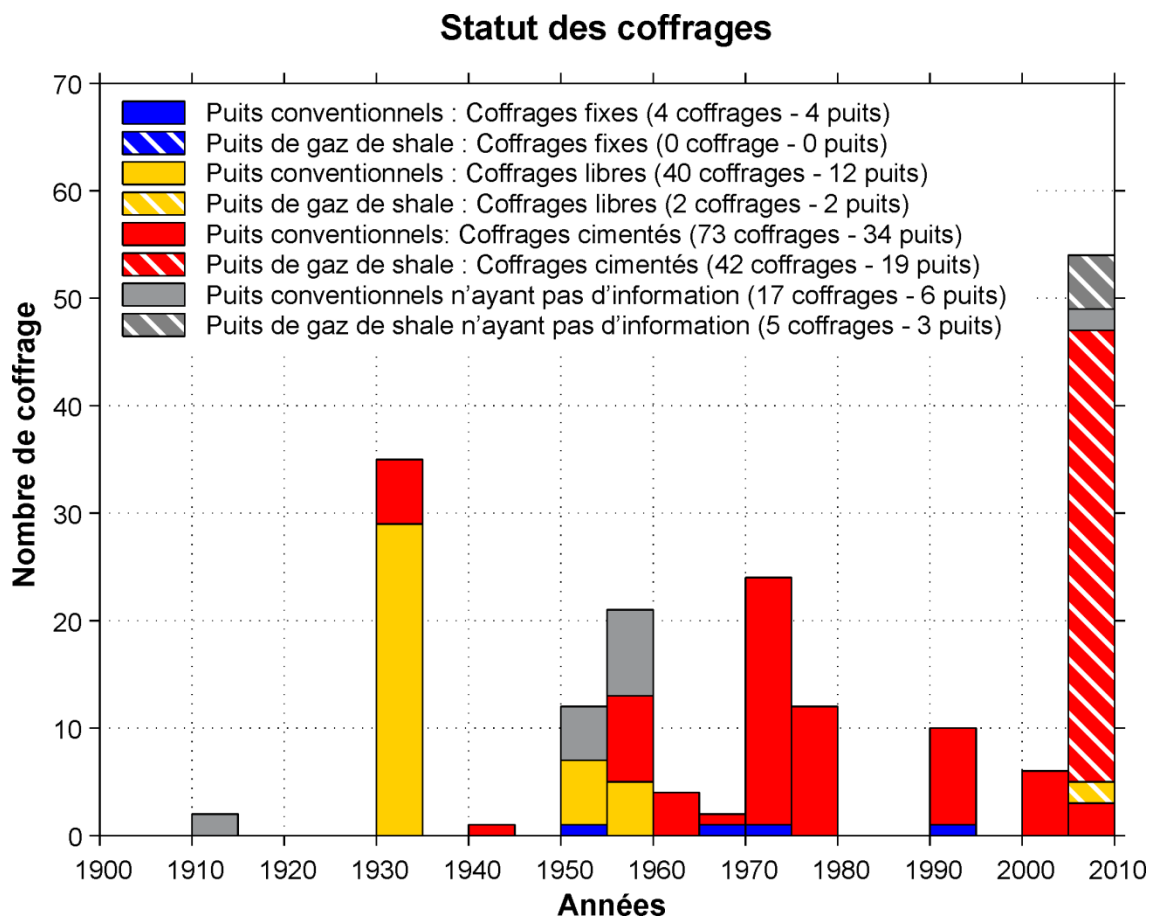


Figure 18. Histogramme du statut des coffrages en fonction du temps.

6.6 La cimentation des coffrages

Le Tableau 14 et la Figure 18 montrent que sur les 183 coffrages recensés, 115 coffrages ont un statut « cimenté ». Toutefois, l'information concernant la cimentation complète ou partielle de

ces coffrages demeure limitée. En effet, comme le montrent le Tableau 15 et la Figure 19, seulement 38 sur 73 coffrages de puits conventionnels ont l'information disponible sur leur cimentation complète, soit jusqu'à la surface, tandis que 30 sur 42 coffrages de puits de gaz de shale ont l'information disponible.

Tableau 15. Répartition des informations disponibles sur la cimentation complète des coffrages.

Périodes	Cimentation complète	Pas d'information
< 1950	0	7
1950 – 1970	0	13
> 1970	38	15
Gaz de shale	30	12
Total	68	47

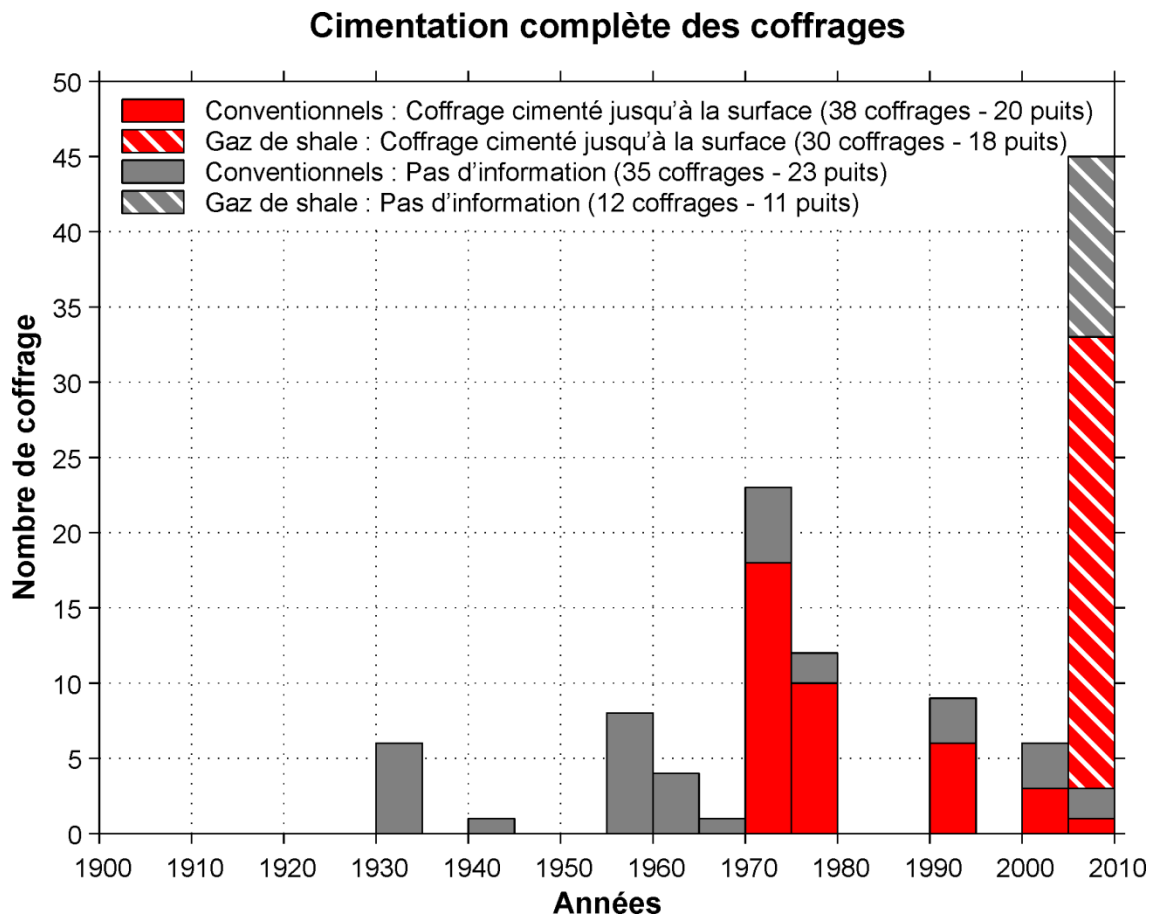


Figure 19. Histogramme des coffrages au cours du temps qui ont été cimentés complètement, soit jusqu'à la surface.

L'*American Petroleum Institute (API)* normalise la classe de ciment utilisé lors de la cimentation des coffrages selon leur usage (Tableau 4). Pour les 53 puits ayant des coffrages cimentés,

seulement 16 sur 34 puits conventionnels ont l'information disponible sur la classe de ciment utilisé lors de la cimentation des coffrages, tandis que 13 sur 19 puits de gaz de shale ont l'information disponible (Figure 20).

Après 1970, les ciments principalement utilisés portent les standards établis par l'API (classes A, B, G principalement) et devraient permettre de préserver l'intégrité des puits. Avant 1970, les ciments de construction et Portland sont plutôt utilisés, ce qui pourrait occasionner des problèmes d'intégrité de ces puits, étant donné qu'ils ne sont pas conformes aux standards de l'API.

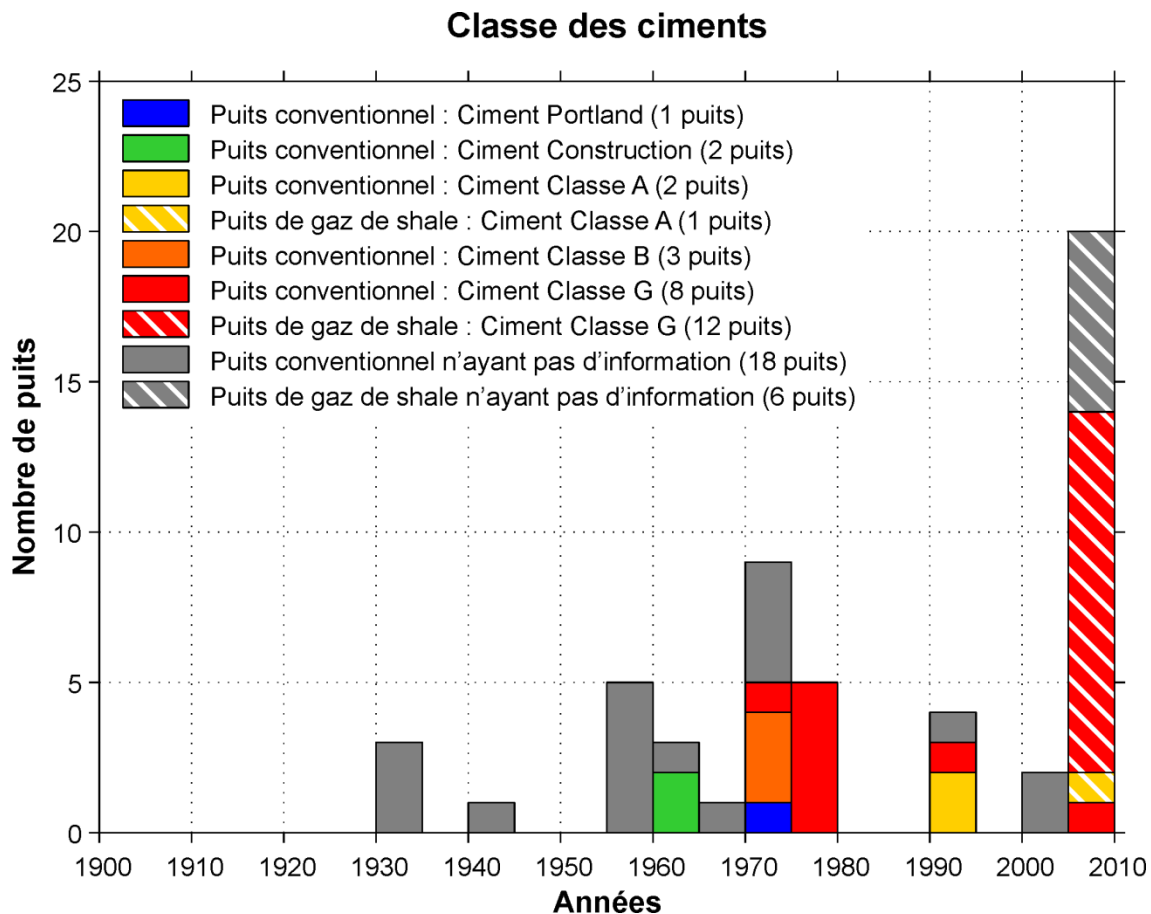


Figure 20. Histogramme de la classe de ciment utilisée pour les coffrages des puits au cours du temps.

6.7 Section coffrée des puits abandonnés

La Figure 21 montre le pourcentage coffré des puits au moment de leur abandon. Depuis 1970, la majorité des puits, incluant ceux pour le gaz de shale, ont des coffrages sur plus de la moitié de leur longueur totale, alors que c'était l'inverse avant 1970. La section non coffrée des puits peut correspondre à un intervalle de production dans lequel un coffrage temporaire (« *liner* ») est inséré et éventuellement retiré ou simplement à une section pour lequel le coffrage a été retiré, comme c'était la pratique pour les puits les plus anciens.

Section coffrée des puits à l'abandon

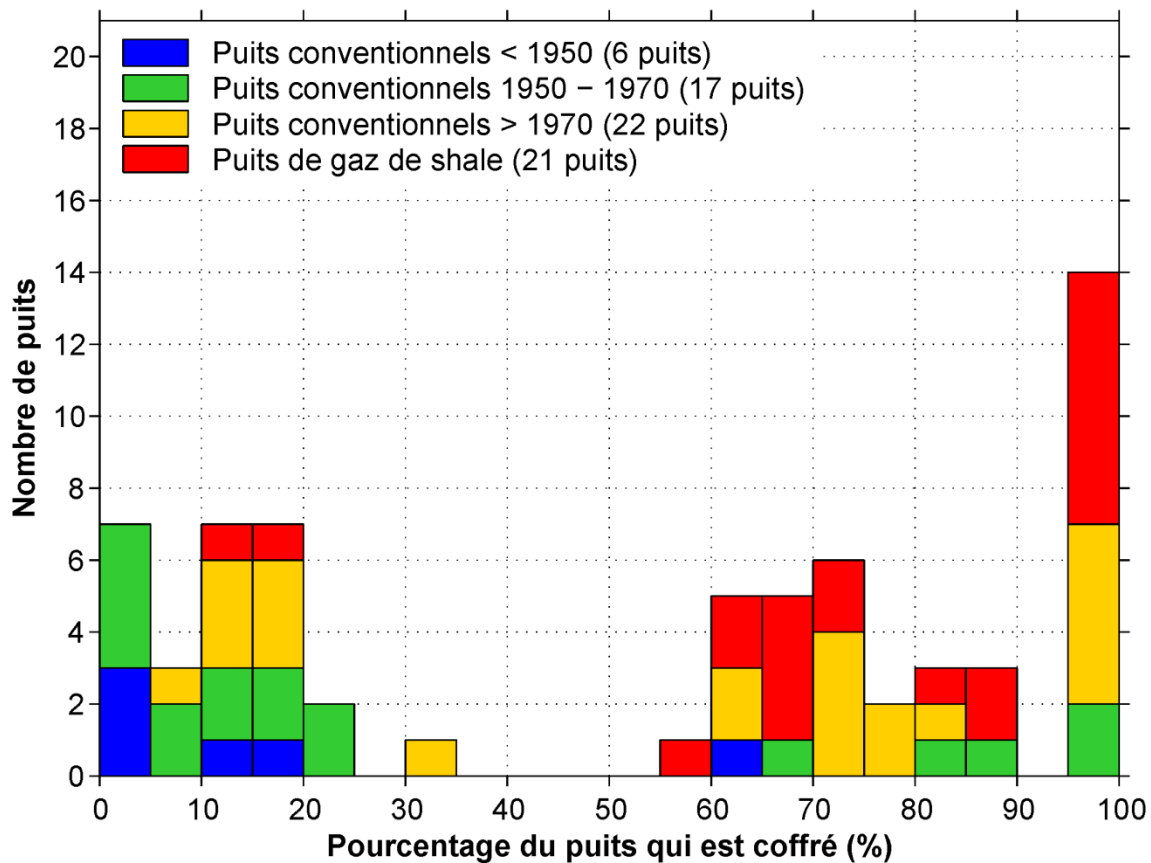


Figure 21. Histogramme du pourcentage coffré des puits au cours du temps.

6.8 Statut d'abandon

Lors des travaux d'abandon d'un puits, deux situations peuvent être rencontrées :

- 1) **Puits ouvert (en anglais, « open hole »)** : puits *sans* coffrage de production. Les unités productrices ne sont donc pas coffrées. Nous distinguons de plus les puits ouverts avec coffrages (p.ex. : coffrages de surface et intermédiaire) et les puits ouverts sans aucun coffrage.
- 2) **Puits coffré (en anglais, « cased hole »)** : puits *avec* un coffrage de production. Des perforations doivent donc être réalisées à travers le coffrage afin d'atteindre les unités productrices.

Le Tableau 16 et la Figure 22 montrent le statut d'abandon des 60 puits « abandonnés ». Au total, 9 sont des puits ouverts sans aucun coffrage, 22 sont des puits ouverts ayant une section coffrée, puis finalement 7 puits ont des coffrages sur toute leur longueur. Selon Watson et Bachu (2009), les puits abandonnés ouverts ont une probabilité de fuite moins élevée que les puits coffrés abandonnés. Il est à noter que 22 puits n'ont pas d'information sur les travaux d'abandon réalisés à l'intérieur de ces puits. Ainsi, certains puits ont des coffrages à l'intérieur, mais aucune autre information n'est disponible concernant le type de bouchons utilisés, leur longueur ainsi que leur position.

Tableau 16. Répartition du statut d'abandon des puits.

Périodes	Puits ouverts		Puits coffrés	Pas d'information
	sans coffrage	avec coffrages		
< 1950	6	1	0	14
1950 – 1970	3	10	2	5
> 1970	0	11	5	3
Total	9	22	7	22

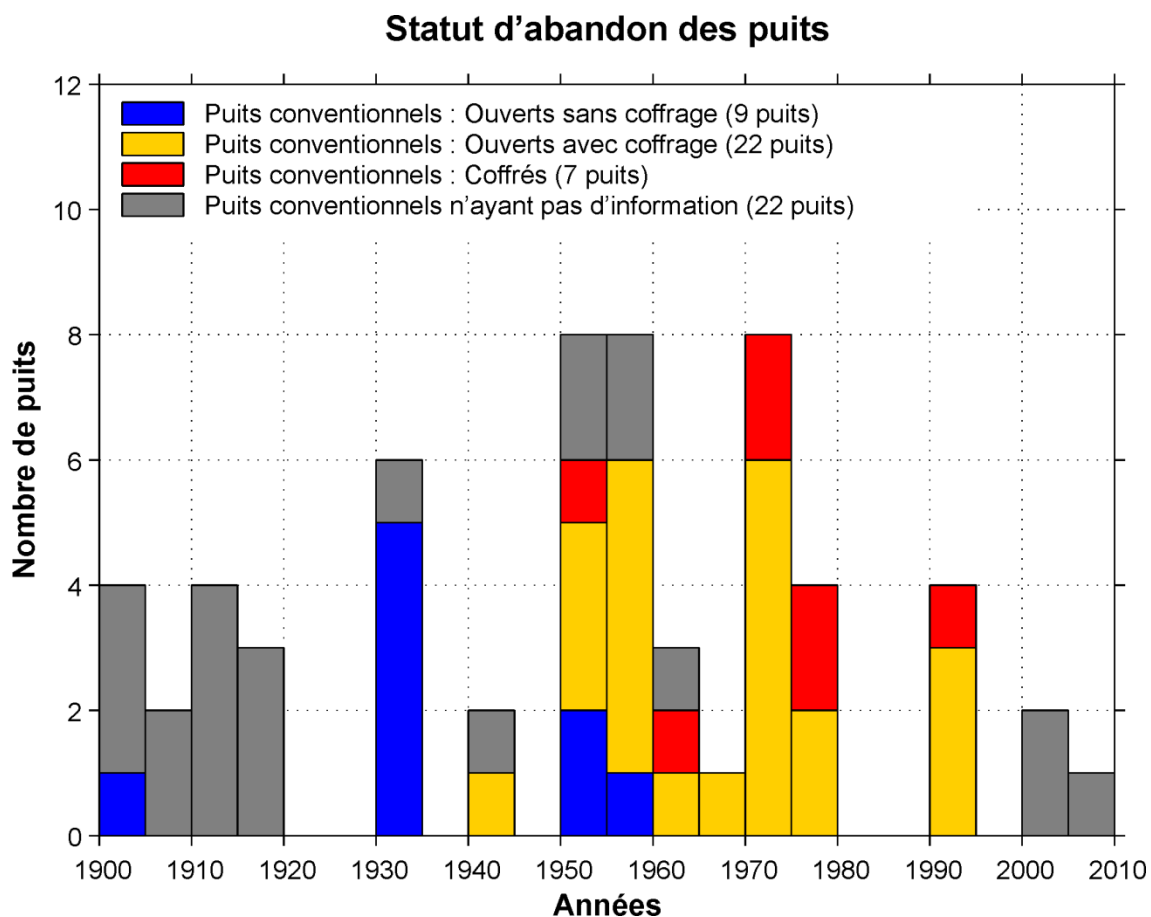


Figure 22. Histogramme du statut d'abandon des puits au cours du temps.

6.9 Types de bouchon utilisés à l'abandon

Lors des travaux d'abandon d'un puits, des bouchons sont installés à différentes profondeurs à l'intérieur des puits afin de les obturer et ainsi éviter que des fluides migrent vers la surface. Ces bouchons sont la plupart du temps placés soit au fond même du puits, sur ou au-dessus des zones productrices ou bien vis-à-vis la jonction de certains coffrages. Différents matériels ont été

utilisés au cours du temps comme bouchons et peuvent être regroupés en trois grandes catégories : (1) le bois; (2) le ciment; et (3) les bouchons mécaniques (ou « *bridge plugs* »).

Le Tableau 17 et la Figure 23 montrent l'évolution du matériel utilisé pour les bouchons lors de l'abandon des puits. Les bouchons de bois sont utilisés exclusivement dans les puits des périodes > 1950 et 1950-1970. À l'inverse, les « *bridge plugs* » sont presque exclusivement utilisés dans la période > 1970, à l'exception d'un puits de la période 1950-1970 (Figure 23).

Le nombre de bouchons installés dans les puits lors des travaux d'abandon au cours du temps est présenté dans le Tableau 18. Depuis les années 1970, le nombre des bouchons est beaucoup plus élevé. En effet, moins de deux bouchons étaient placés avant les années 1970, alors que plus de quatre sont recensés depuis cette période.

Tableau 17. Répartition du type de bouchons utilisés lors de l'abandon des puits.

Périodes	Nombre de puits			Pas d'information
	Bois	Ciment	<i>Bridge plugs</i>	
< 1950	3	4	0	14
1950 – 1969	4	10	1	5
> 1970	0	16	5	3
Total	7	25	6	22

Tableau 18. Répartition du nombre de bouchon utilisé lors de l'abandon des puits.

Périodes	Nombre de bouchon par puits		
	Bois	Ciment	<i>Bridge plugs</i>
< 1950	1	1,75	-
1950 – 1969	2,5	1,9	3
> 1970	0	4,38	1,2

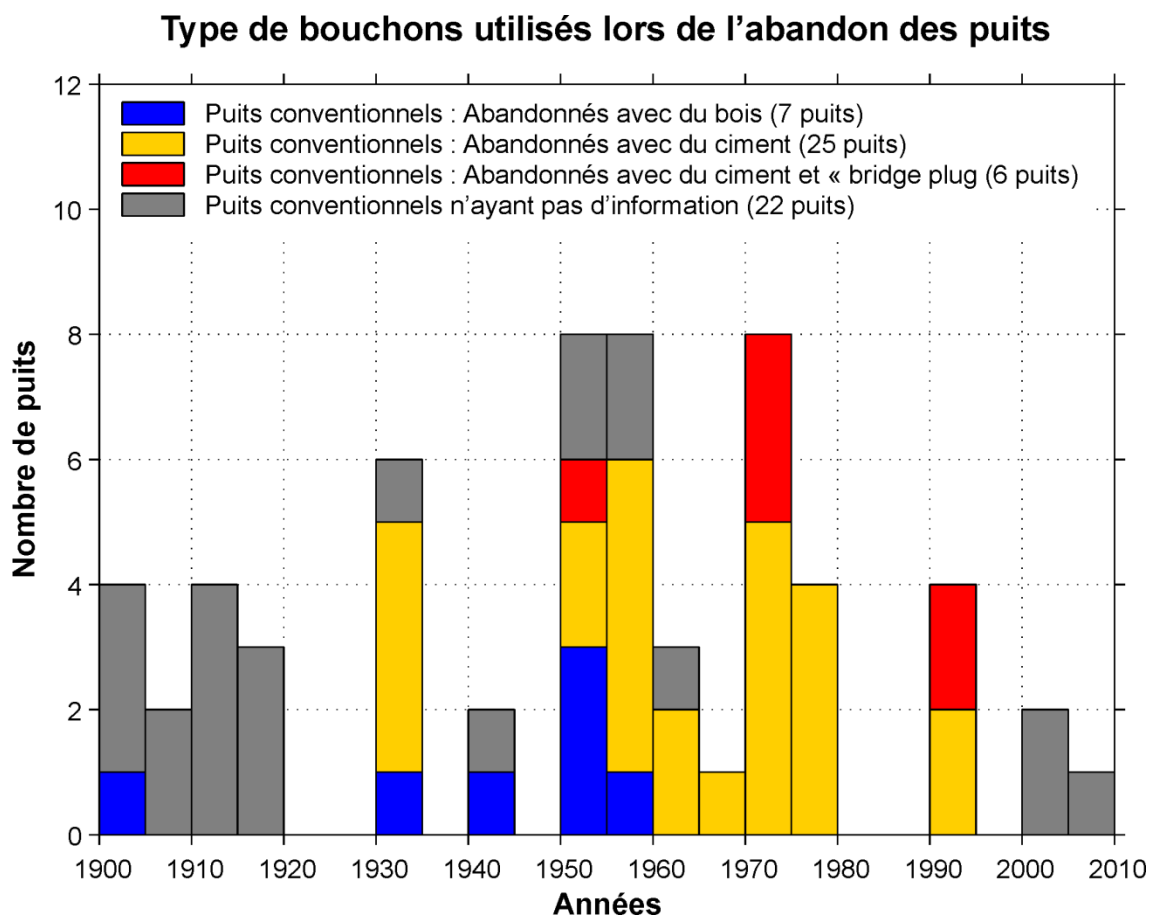


Figure 23. Histogramme du type de bouchons utilisés lors de l'abandon des puits des au cours du temps.

6.10 Longueur des bouchons de ciment

Sur les 96 bouchons de ciment des puits recensés dans les puits abandonnés (Tableau 17 et Tableau 18), seulement 86 ont de l'information sur leur longueur. La Figure 24 montre la distribution de la longueur des bouchons de ciment selon les trois périodes de temps.

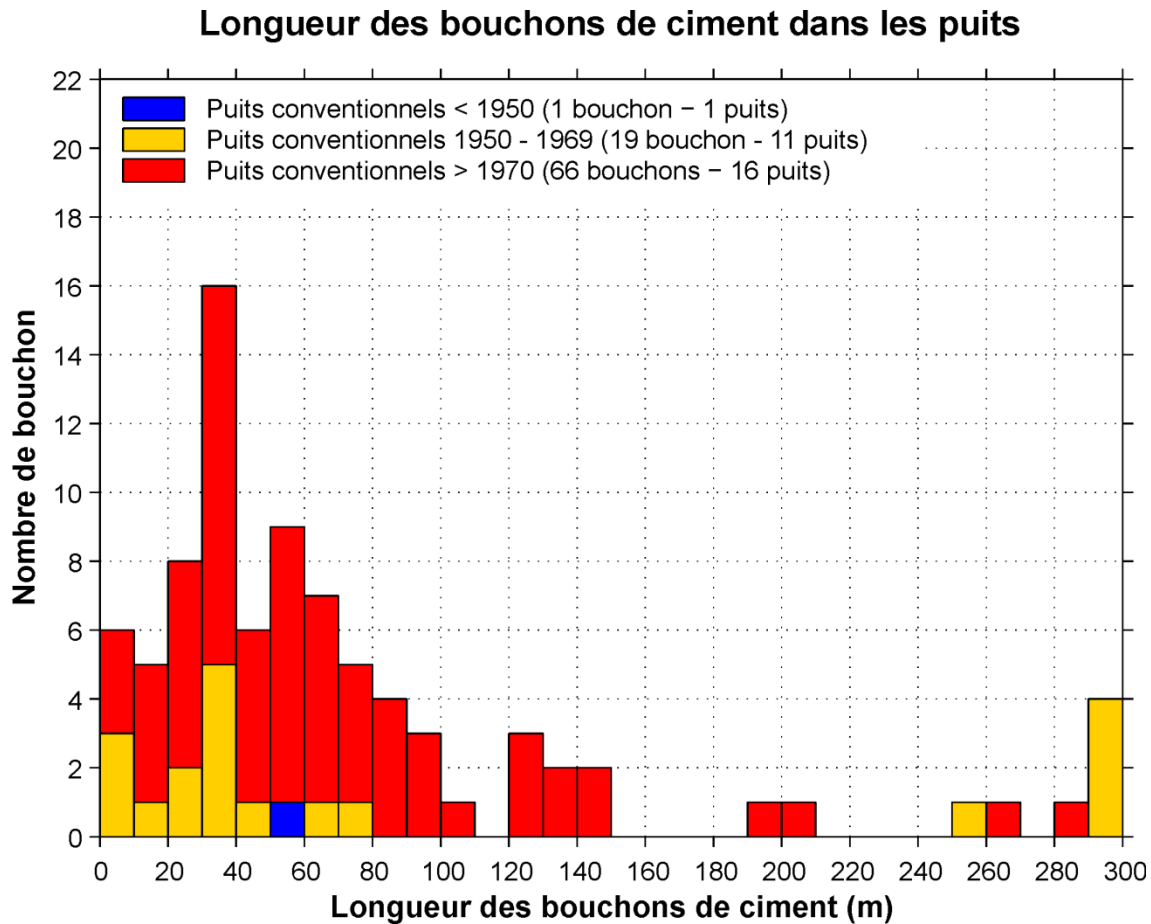


Figure 24. Histogramme de la longueur des bouchons de ciment utilisés lors de l'abandon des puits selon les trois périodes de temps. Note : la classe 290-300 m regroupe tous les bouchons d'une longueur supérieure à 290 mètres.

6.11 Règlementation québécoise de l'abandon des puits

Dans le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* [R.R.Q., c. M-13.1, r. 1], certaines exigences sont demandées lors des travaux d'abandon des puits (appelé « fermeture définitive »). Les quatre principales exigences ont été analysées pour les 60 puits abandonnés.

6.11.1 Exigence #1

Un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 m doit être placé au fond du puits.

La Figure 10 montre que seulement 17 puits sur 60 ont un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 mètres au fond du puits (Figure 25). Les 43 autres puits n'ont pas l'information suffisante pour savoir s'ils sont conformes au règlement actuel.

Exigence #1 Bouchon de 30 m au fond du puits

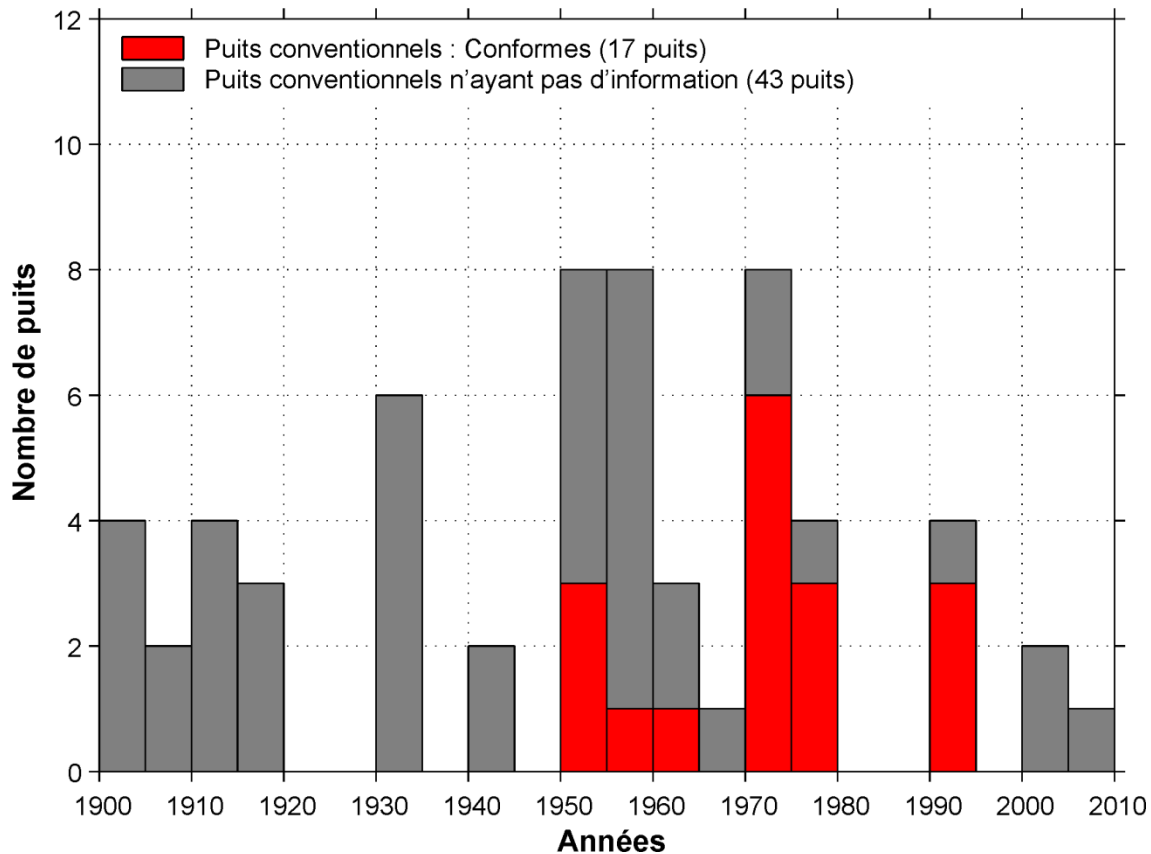


Figure 25. Histogramme de la conformité des puits à l'exigence #1 de l'abandon au cours du temps.

6.11.2 Exigence #2

- Puits ouvert (« open hole ») :
Chaque zone perméable du puits doit être isolée au moyen d'un bouchon de ciment, lequel ne doit pas être inférieur à 30 m de longueur lorsqu'il est placé dans une partie du puits non protégée par un coffrage.
- Puits coffré (« cased hole ») :
Chaque zone perméable du puits doit être isolée au moyen d'un bouchon de ciment, lequel ne doit pas être inférieur à 10 m de longueur lorsqu'il est placé dans une partie du puits protégée par un coffrage.

Comme le terme « zone perméable » n'est pas défini dans le règlement, toutes les zones ayant eu un essai de production ou un essai aux tiges (DST) ont ainsi été considérées. Il s'agit d'une hypothèse très conservatrice, sachant que plusieurs des zones testées ont révélées une très faible perméabilité. Par exemple, en Alberta ([Alberta Energy Regulator \(AER\), 2010](#)), pour qu'une zone soit considérée perméable, elle doit satisfaire une de ces conditions:

- zone carbonatée ayant une porosité effective supérieure à 1%;

- zone gréseuses ayant une porosité effective supérieure à 3%;
- zone productive, peu importe sa porosité;
- zone d’essais aux tiges (DS) ayant produit plus de 300 mètres linéaires de fluide de formation ou plus de 300 m³ de gaz.

La Figure 26 montre que 14 puits ouverts ont un bouchon d’une longueur minimale de 30 mètres sur chacune de ces zones perméables, tandis que seulement deux puits coffrés ont un bouchon d’une longueur minimale de 10 mètres sur chacune des zones perméables. 44 puits n’ont pas l’information suffisante pour savoir s’ils sont conformes au règlement actuel.

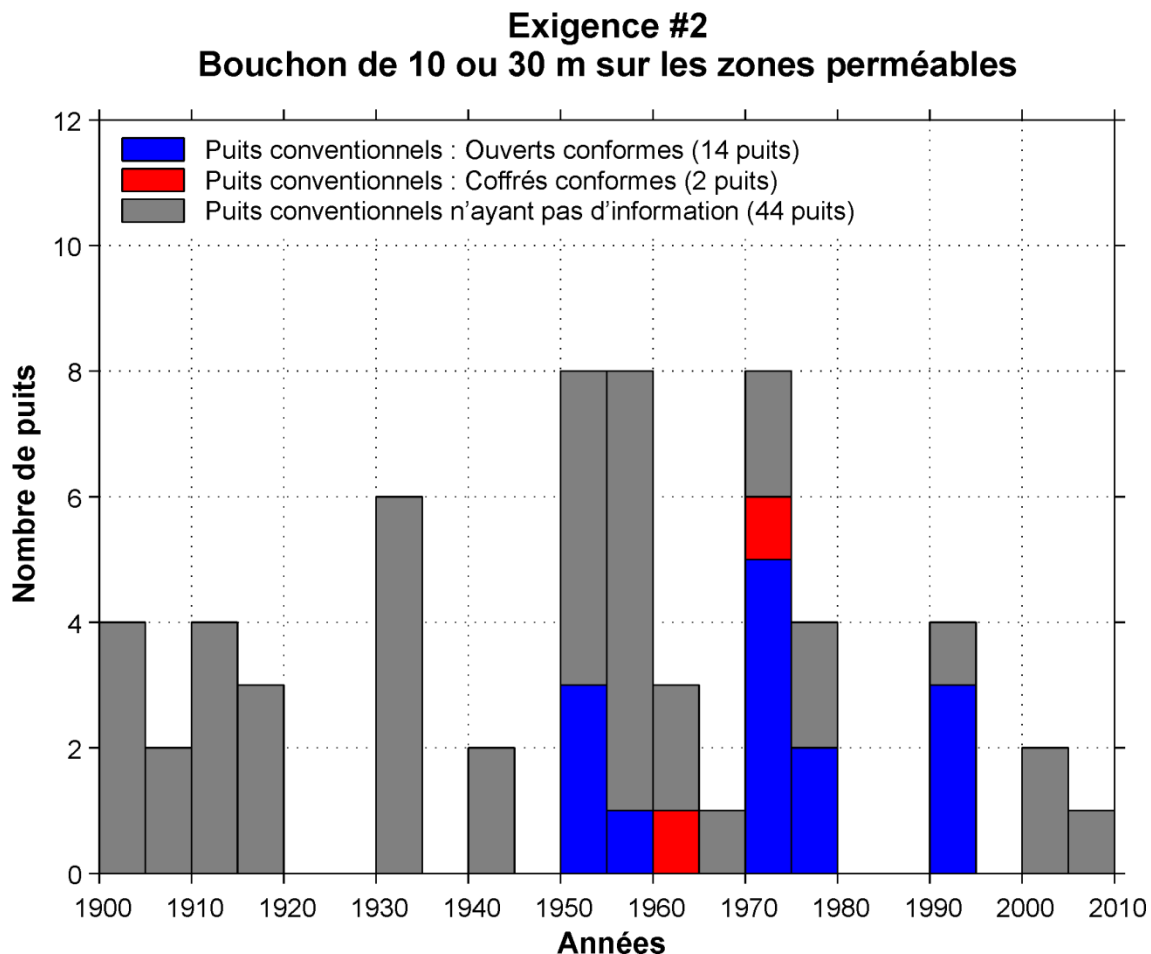


Figure 26. Histogramme de la conformité des puits à l'exigence #2 de l'abandon au cours du temps.

6.11.3 Exigence #3

Un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 m doit être placé à travers le sabot du tubage de surface lorsque ce tubage représente la plus profonde colonne de tubage dans le puits.

Comme le coffrage de surface est très rarement le coffrage le plus profond dans les puits, le dernier coffrage, et non le coffrage de surface, a été retenu pour l'analyse de ce règlement.

Comme il se fait dans la plupart des autres juridictions dans le monde (Tableau 5), le règlement québécois pourrait être modifié afin de tenir compte du dernier coffrage, soit celui le plus profond.

La Figure 27 montre que 22 puits ont un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 mètres à travers le sabot du dernier coffrage. 38 puits n'ont pas l'information suffisante pour savoir s'ils sont conformes à ce règlement.

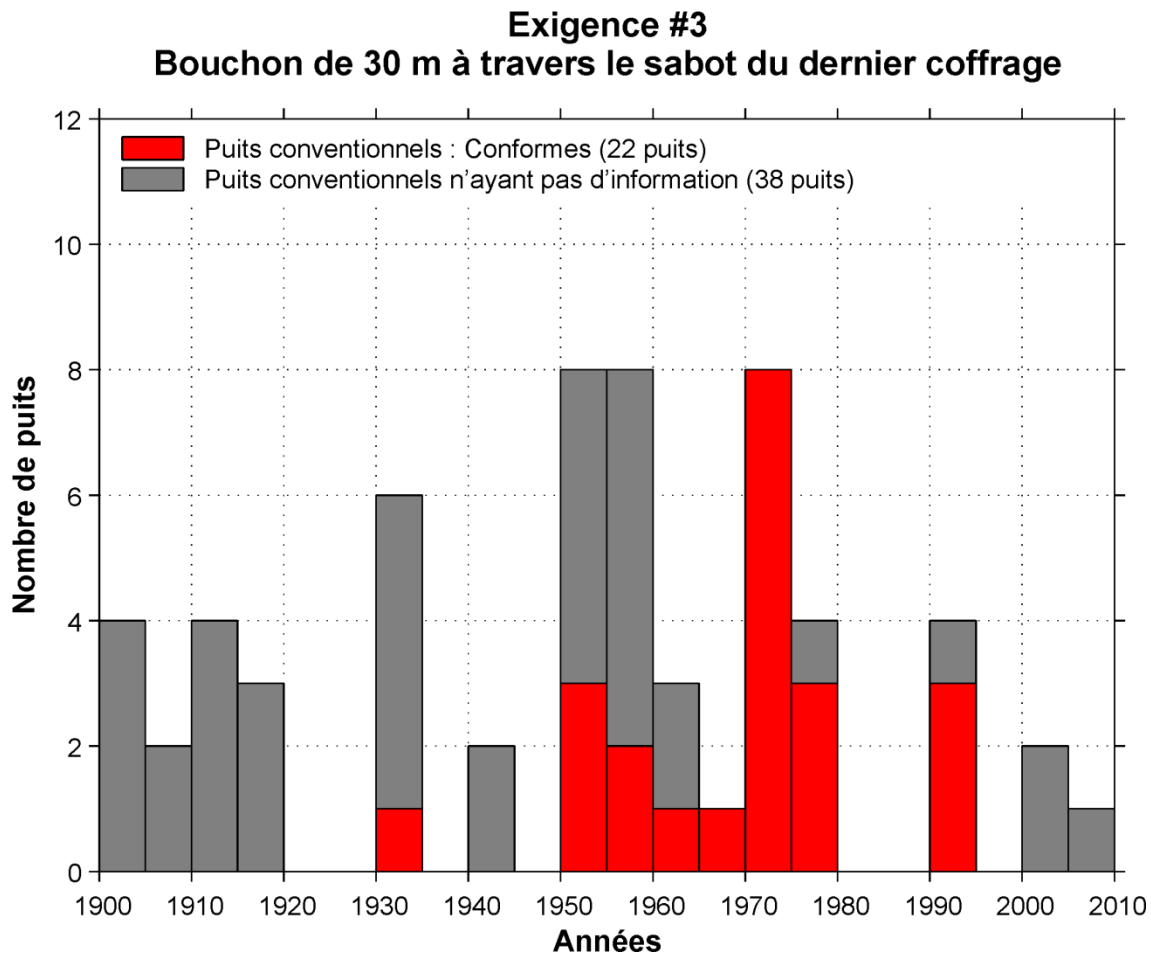


Figure 27. Histogramme des puits au cours du temps ayant un bouchon de ciment de 30 m à travers le dernier coffrage.

6.11.4 Exigence #4

Dans le cas d'un puits sur terre, chaque tubage doit être sectionné à 1 m au-dessous de la surface du sol, un bouchon de ciment doit remplir les 10 derniers mètres du tubage interne, et une plaque d'acier d'une épaisseur d'au moins 1 cm doit être soudée sur l'orifice du tubage extérieur.

Pour le bouchon de ciment, les 10 premiers mètres du dernier coffrage ont été considérés, soit de la surface jusqu'à 10 mètres de profondeur, et non les 10 derniers mètres. Ceci pourrait d'ailleurs causer une ambiguïté dans le règlement et ce dernier pourrait être modifié en conséquence.

La Figure 28 montre que 23 puits satisfont le règlement actuel, tandis que 37 puits n'ont pas l'information suffisante pour savoir s'ils sont conformes.

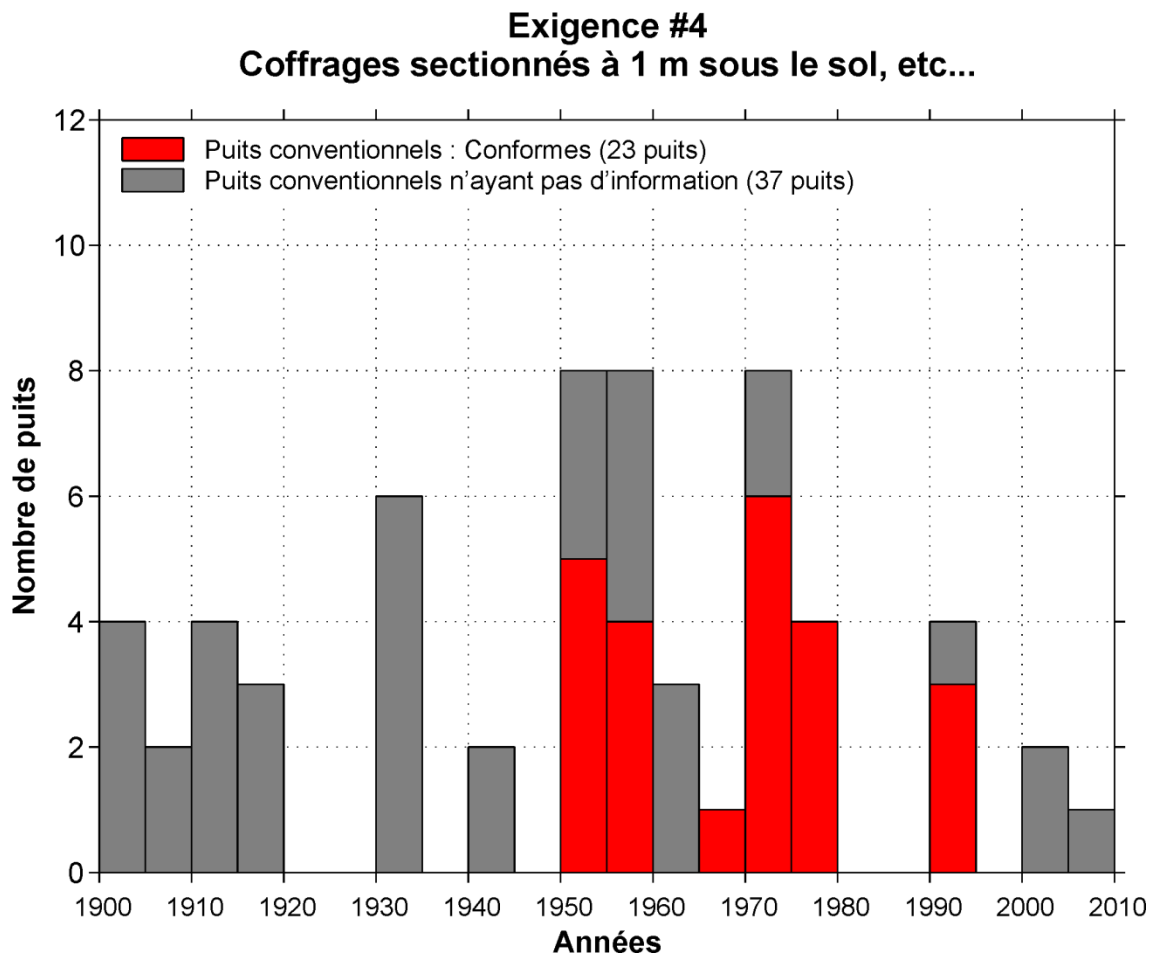


Figure 28. Histogramme conformes à l'exigence #4 de l'abandon au cours du temps.

7. DISCUSSION

À l'aide des données compilées et présentées dans la section précédente, il est possible de poser un jugement concernant l'intégrité des puits abandonnés en lien avec les méthodes de forage, de construction et d'abandon. Pour ce faire, nous considérons deux approches, soit l'évaluation générale de l'intégrité des puits abandonnés pour chacune des périodes considérées ainsi que l'évaluation individuelle de chacun des puits. Pour la seconde approche, nous nous contentons d'en présenter la méthodologie car sa mise en œuvre n'a pas été réalisée.

7.1 Évaluation générale de l'intégrité des puits abandonnés

À l'aide des données présentées dans la section 6, il est possible de porter un jugement général concernant l'intégrité des puits abandonnés pour chacune des périodes considérées (Tableau 19). Pour ce faire, nous avons considéré que les fuites dues au mode de construction et aux mesures d'obturation peuvent être évitées si les puits sont conformes aux recommandations actuelles de l'API. Ainsi, pour la plupart des éléments analysés dans la section 6, nous avons porté un jugement général sur l'ensemble des puits de chacune des périodes à savoir si les caractéristiques sont peu, moyennement ou bien conformes. Le jugement a été porté uniquement lorsque les données étaient jugées suffisantes.

Tableau 19. Évaluation générale de l'intégrité des puits abandonnés par périodes.

Éléments à évaluer		Périodes			Gaz de shale
		< 1950	1950-1969	> 1970	
Coffrages	Informations disponibles				
	Grade API				
	Longueur du coffrage de surface				
Ciment	Informations disponibles				
	Classe API				
Abandon	Informations disponibles				N/A
	Type de bouchon				N/A
	Exigences #1-2-3-4				N/A

Insuffisant	
Peu	
Moyennement	
Bien	

Les résultats obtenus montrent que les 44 puits forés depuis 1970, incluant les puits de gaz de shale, sont généralement conformes à moyennement conformes. Les 20 puits forés entre 1950 et 1969 sont généralement non conformes tandis que les données sont généralement insuffisantes pour se prononcer sur les 21 puits forés avant 1950. Évidemment, cette analyse demeure très générale et permet d'obtenir une vue d'ensemble théorique sur la pérennité des ouvrages qui est fondée sur une hypothèse forte, c'est-à-dire que l'intégrité est assurée uniquement lorsque l'ensemble des recommandations de l'API sont rencontrées. Or, des puits peuvent très bien être étanches à long terme sans que les pratiques de construction soient conformes aux

recommandations de l'API. De plus, comme le fait remarquer [Watson \(2004\)](#), pour qu'il existe une fuite, trois conditions doivent être réunies, soit la présence d'un chemin d'écoulement, une force (gradient de pression ou de densité) et une source. Dans le cas des puits étudiés, plusieurs peuvent présenter un chemin d'écoulement en raison d'une mauvaise conception ou construction. De plus, il existe un gradient de densité puisque les hydrocarbures sont moins denses que l'eau. Toutefois, la plupart des puits d'exploration conventionnels n'ont pas trouvé d'indices de gaz ou de pétrole et ne sont pas entrés en production. Ainsi, même si la conception et l'obturation des puits les plus anciens peut parfois être non conforme aux meilleures pratiques actuelles de l'industrie, ils pourraient ne pas occasionner de fuites en raison d'une absence de source.

Afin de pouvoir porter un jugement objectif sur l'intégrité des mesures d'obturation des puits, les puits devraient être localisés sur le terrain et les visites accompagnées d'observations et de mesures. Cette activité n'a pas été réalisée dans le cadre de cette étude mais a déjà été réalisée partiellement dans le cadre du projet de fermeture sécuritaire des puits dans la région des Basses-Terres réalisé en 1993. Ce projet avait comme objectif principal la localisation et la vérification de 68 puits situés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent ([Girard, 1993](#)). Les puits ont été sélectionnés pour l'une ou l'autre des deux raisons suivantes : leur statut était inconnu ou il n'existait aucune documentation concernant la confirmation de l'exécution des travaux de fermeture. Bien que ce rapport soit très factuel, son analyse révèle qu'environ la moitié (33) des puits recherchés n'a pas été trouvée et que des fuites de gaz ont été observées sur quatre des 35 puits qui ont été trouvés.

7.2 Évaluation individuelle de l'intégrité des puits abandonnés

La méthodologie présentée dans la section précédente qui vise à évaluer l'intégrité générale des puits abandonnés pourrait également être utilisée pour évaluer l'intégrité individuelle de chacun des puits de la zone 2. Bien que cette méthode puisse permettre d'apporter plus de précision sur l'intégrité individuelle de chacun des puits, la validité et la portée du jugement ne serait pas de meilleure qualité. À titre d'alternative, nous proposons une méthodologie qui vise à évaluer l'intégrité individuelle de chacun des puits abandonnés à l'aide des données qui ont été présentées dans la section 6, mais en établissant un lien avec des observations de terrain provenant de la littérature.

Cette méthodologie s'inspire de l'étude [Watson et Bachu \(2009\)](#) qui vise à évaluer le potentiel de fuites de gaz et de CO₂ le long de puits pétroliers et gaziers. Bien que leur étude ait été réalisée dans le contexte du stockage géologique du CO₂, les observations et conclusions qu'ils ont présentées peuvent s'appliquer dans le contexte du présent travail. Leur étude visait à établir un lien entre les caractéristiques des puits abandonnés et des mesures de fuites de gaz mesurées dans le sol à proximité des puits ou à l'évent des coffrages de surface (« *surface casing vent flow* »). Les données proviennent du *Alberta Energy Resources Conservation Board*, qui compile des informations sur la construction des puits et les fuites de gaz en vertu de dispositions réglementaires.

Leur analyse a permis d'établir que les paramètres qui sont déterminants pour le développement de fuites de gaz sont la déviation des puits, la présence ou non de coffrages lors de l'abandon du puits, la méthode d'abandon et la cimentation du coffrage (Tableau 20). Les puits déviés

présentent généralement plus de fuites que les puits non déviés. Toutefois, les puits qu'ils ont analysés sont des puits conventionnels et leur conclusion ne peut pas être directement applicable aux puits déviés horizontalement comme dans le cas des puits de gaz de shale. La présence de coffrage lors de l'abandon constitue une caractéristique qui favorise les fuites par rapport aux puits ouverts sans coffrages car la présence du coffrage constitue un chemin de fuite préférentiel. L'utilisation de bouchons mécaniques pour la mise en place des bouchons de ciment semble aussi être une pratique partiellement fiable qui occasionne plus de fuites que d'autres méthodes telles que la « *balanced plug method* » ou la cimentation directe des intervalles perforés. Enfin, l'absence de ciment dans l'espace annulaire, soit entre le coffrage et la formation rocheuse, est l'élément le plus important qui favorise les fuites.

Les paramètres qui sont sans impact ou qui ont un impact mineur sur les fuites mesurées sont également présentés au Tableau 19. Parmi ceux-ci, notons que la profondeur du coffrage de surface et la profondeur des puits ont un impact mineur tandis que l'âge des puits serait sans impact. Toutefois, même si l'âge du puits n'a pas montré d'impact, ce résultat serait relié à la disponibilité des données. En effet, les données de fuites utilisées par [Watson et Bachu \(2009\)](#) couvrent une période assez restreinte, ce qui ne permet pas vraiment d'évaluer si l'âge a un impact réel. En tous les cas, [Watson et Bachu \(2009\)](#) insistent sur le fait que les caractéristiques qui sont déterminantes sur le développement des fuites sont reliées à des facteurs mécaniques intemporels liés aux pratiques de forage, de construction et d'abandon des puits. Cela suggère qu'un bon contrôle de ces pratiques permettrait d'assurer l'intégrité à long terme des puits. Cette conclusion vient apporter un certain support à l'hypothèse émise pour l'évaluation générale de l'intégrité des puits par période présentée dans la section précédente et qui reposait sur les meilleures pratiques de l'industrie.

Tableau 20. Caractéristiques des puits qui ont un impact sur les fuites de gaz. D'après [Watson et Bachu \(2009\)](#).

Sans impact	Impact mineur	Impact majeur
Âge du puits	Profondeur du coffrage de surface	Déviations du puits
Mode d'opération du puits	Profondeur du puits	Type de puits (coffré ou non)
Intervalle de production (profondeur)	Densité de puits	Méthode d'abandon (bridge plug)
Présence de H ₂ S/CO ₂	Topographie	Cimentation du coffrage

À l'aide des liens établis entre les caractéristiques des puits et leur impact sur les fuites, [Watson et Bachu \(2009\)](#) présentent ensuite une méthode afin d'évaluer le potentiel de fuites de gaz des puits individuels. Ils ne la mettent toutefois pas en application. La méthode repose sur l'utilisation d'un arbre décisionnel qui permet de classer les puits selon un potentiel de fuites relatif en utilisant les caractéristiques des puits qui ont un impact déterminant sur les fuites. Comme ces caractéristiques sont habituellement disponibles dans les rapports de fin de forage et dans les bases de données gouvernementales, la méthode peut être déployée relativement facilement dans d'autres juridictions que celle de l'Alberta.

Type de puits

- Trou abandonné (sans coffrage)**
 - Pas dévié
 - Dévié
- Puits abandonné (avec coffrage)**
 - Coffrages cimentés au complet**
 - Pas dévié
 - Zones perforées cimentées > 1970
 - Zones perforées non-cimentées > 1970
 - Zones perforées cimentées < 1970
 - Zones perforées non-cimentées < 1970
 - Dévié
 - Zones perforées cimentées > 1970
 - Zones perforées non-cimentées > 1970
 - Zones perforées cimentées < 1970
 - Zones perforées non-cimentées < 1970
 - Coffrages cimentés en partie**
 - Pas dévié
 - Zones perforées cimentées > 1970
 - Zones perforées non-cimentées > 1970
 - Zones perforées cimentées < 1970
 - Zones perforées non-cimentées < 1970
 - Dévié
 - Zones perforées cimentées > 1970
 - Zones perforées non-cimentées > 1970
 - Zones perforées cimentées < 1970
 - Zones perforées non-cimentées < 1970

Exclusions
Puits avec des bouchons de bois

Augmentation de la probabilité de fuites →

8. CONCLUSION

Les caractéristiques provenant des 85 puits d'exploration pétrolière et gazière appartenant à la zone 2 d'exploration du gaz de shale ont été compilées à partir de rapports de fin de forage, de rapports de travaux hebdomadaires, de programmes de forage, de demandes de permis, etc., afin de documenter les méthodes de forage, de construction et d'abandon des puits qui ont été construits depuis le début de l'exploration pétrolière et gazière au Québec et d'établir un diagnostic sur la pérennité des travaux de fermeture effectués.

Les données qui ont été compilées et présentées dans ce rapport permettent d'avoir une vue d'ensemble sur les pratiques de forage, de construction et de fermeture des puits d'exploration pétrolière et gazière dans les Basses-Terres du Saint-Laurent au cours des 100 dernières années. Bien que les données analysées proviennent uniquement du corridor 2 d'exploration du gaz de shale, nous croyons que l'échantillon analysé (85 puits) est suffisamment grand pour être représentatif de l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent (280 puits). Les observations réalisées dans ce travail sont résumées dans le Tableau 21.

Tableau 21. Synthèse des caractéristiques des puits pour chacune des périodes.

< 1950	1950 – 1969	> 1970	Gaz de shale
Peu d'information	Information sporadique	Bien documenté	Bien documenté
Coffrages libres	Coffrages libre et cimentés	Coffrages cimentés	Coffrages cimentés
Jusqu'à 8 coffrages	1 à 4 coffrages, mais généralement 2 ou 3		2 ou 3 coffrages
Fermeture sans coffrage	Fermeture avec coffrage et parfois sans coffrage		-
Obturés par le bois ou le ciment + autres matériaux	Obturés par le ciment en général et parfois du bois. Apparition des bouchons mécaniques	Obturés par le ciment et les bouchons mécaniques	-

En général, les puits forés avant 1950 sont peu documentés, les coffrages sont nombreux (jusqu'à 8) et sont éventuellement retirés. La fermeture de ces puits est réalisée sans coffrage en utilisant du bois, du ciment ou d'autres matériaux. Ces puits ont été construits à l'époque où les recommandations de l'industrie n'étaient pas encore établies et par une industrie naissante.

Les puits construits entre 1950 et 1969 sont généralement mieux documentés mais l'information disponible demeure sporadique. Les coffrages sont moins nombreux (entre 1 et 4) et sont parfois libres mais le plus souvent cimentés. Le ciment utilisé peut être du ciment de construction, Portland ou classé par l'API. La fermeture se fait soit sans coffrage lorsque ceux-ci ont été retirés, ou avec le coffrage lorsqu'il est laissé en place. Le bois est encore utilisé pour l'obturation, mais le ciment est le matériau le plus couramment utilisé. On note également l'apparition des bouchons mécaniques. Cette période représente une période de transition où l'on passe d'une industrie naissante à une industrie plus mature et mieux encadrée. On y retrouve un grand

éventail de pratiques qui s'explique probablement par l'adoption progressive des pratiques modernes développées aux États-Unis et des standards de l'API publiés vers la fin des années 1940 et le début des années 1950.

Les puits construits à partir de 1970 sont bien documentés. Les coffrages sont généralement cimentés avec du ciment classifié par l'API. Le nombre de coffrage varie entre 1 et 4 mais est généralement de 2 ou 3. Les puits sont fermés avec le coffrage en place en utilisant le ciment et les bouchons mécaniques. Cette période se distingue par l'utilisation de pratiques normalisées et constantes caractéristique d'une industrie mature.

Enfin, les puits de gaz de shale, comme pour les puits construits depuis 1970, sont bien documentés et sont construits avec 2 à 3 coffrages cimentés avec des ciments classé par l'API. Puisque ces puits ne sont pas encore abandonnés, les travaux d'obturation et de fermeture n'ont pas été réalisés.

Quand cela a été possible, nous avons comparé les dispositions du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* aux pratiques recommandées par l'API (que nous considérons être les meilleures pratiques actuelles). Bien que cette analyse ne soit pas exhaustive, le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* semble, en général, satisfaire les standards de l'industrie. Néanmoins, il existe certaines lacunes. Par exemple, le règlement du Québec spécifie une valeur de 10% de la profondeur maximale du forage pour la longueur du coffrage de surface. Cette valeur ne traduit pas la philosophie de la recommandation de l'API, qui spécifie que la longueur du coffrage doit permettre de protéger les aquifères d'eau douce superficiels. Néanmoins, même si le règlement actuel spécifie une longueur minimale du coffrage de surface de 10 % de la profondeur maximale du forage, indépendamment de la profondeur des aquifères d'eau potable présents dans la région, la longueur des coffrages de surface est généralement suffisante pour protéger ces aquifères, puisque les forages de la zone 2 sont profonds (> 1000 m). Cela pourrait d'ailleurs être différent dans la zone 1, où les puits d'exploration pétrolière et gazière y sont moins profonds.

Les données compilées ont été utilisées afin d'évaluer, de façon générale, l'intégrité pour chacune des périodes considérées. Pour ce faire, nous avons posé l'hypothèse, supportée par les travaux de [Watson et Bachu \(2009\)](#), que la construction et l'abandon des puits en conformité avec les recommandations actuelles de l'industrie permettraient de préserver l'intégrité à long terme des puits. Les résultats obtenus montrent que les 44 puits forés depuis 1970, incluant les puits de gaz de shale, sont généralement conformes à moyennement conformes, ce qui correspond à une intégrité bonne à moyenne. Les 20 puits forés entre 1950 et 1969 sont généralement non conformes (intégrité faible) tandis que les données sont généralement insuffisantes pour se prononcer sur les 21 puits forés avant 1950. Par contre, pour ces derniers puits, lorsque l'information est disponible, les puits sont généralement non conformes et présenteraient donc une intégrité faible ou inconnue.

Selon [Watson et Bachu \(2009\)](#), les fuites de gaz sont reliées à des facteurs technologiques indépendants du temps. Leur analyse a permis d'établir que les paramètres qui sont déterminants pour le développement de fuites de gaz sont la déviation des puits, la présence ou non de coffrages lors de l'abandon du puits, la méthode d'abandon et la cimentation du coffrage. À l'aide des liens établis entre les caractéristiques des puits et leur impact sur les fuites, [Watson et](#)

Bachu (2009), présentent un arbre décisionnel basé sur ces observations qui permet d'évaluer le potentiel de fuite de gaz des puits de façon individuelle. Un tel arbre a été construit en se basant sur les informations disponibles au Québec. Bien que cette méthode n'ait pas été appliquée, il s'agit d'une méthode simple et facile de mise en œuvre qui permettrait d'évaluer tous les puits des Basses-Terres du Saint-Laurent et d'identifier rapidement ceux qui présentent le plus grand potentiel de fuites.

Enfin, comme le fait remarquer *Watson (2004)*, pour qu'il existe une fuite, trois conditions doivent être réunies, soit la présence d'un chemin d'écoulement, une force et une source. Dans le cas des puits étudiés, les deux premiers éléments peuvent être présents, toutefois, plusieurs puits d'exploration conventionnels n'ont pas trouvé d'indices de gaz ou de pétrole et ne sont pas entrés en production. Ainsi, même si la conception et l'obturation des puits les plus anciens peuvent parfois être non conformes aux meilleures pratiques actuelles de l'industrie, ils pourraient ne pas occasionner de fuites en raison d'une absence de source.

9. RECOMMANDATIONS

La réalisation de ce travail a permis d'identifier des aspects reliés à la réalisation des forages, la construction des puits et leur abandon qui pourraient être améliorés afin de réduire les probabilités de fuites et de mieux documenter les travaux réalisés. Parmi ceux-ci, il a été noté, lors de l'analyse des méthodes d'abandon, que les informations exigées de la part des titulaires de puits étaient incomplètes. Premièrement, un rapport d'abandon de puits devrait être déposé au Ministère des Ressources naturelles suite à la réalisation des travaux. Actuellement, seul le programme de fermeture est exigé tandis que les travaux qui y sont décrits pourraient être différents des opérations effectuées réellement. De plus, des informations plus exhaustives sur les méthodes de construction des puits pourraient systématiquement être demandées, telles que :

- Les caractéristiques de tous les coffrages installés ainsi que leur grade normalisé par l'API;
- La classe de ciment normalisée par l'API utilisée pour la cimentation de tous les coffrages;
- La position des niveaux cimentés de l'espace annulaire des coffrages;
- La position, la longueur ainsi que le matériel de tous les bouchons utilisés à l'abandon des puits;

Également, certaines modifications pourraient être apportées au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, telles que :

- Réviser la valeur de 10% de la longueur du forage pour la longueur du coffrage de surface. La réglementation de l'Alberta à ce sujet est un bon exemple;
- Définir le terme « zone perméable » pour la cimentation de ces zones lors des travaux d'abandon;
- Modifier « coffrage de surface » pour « le dernier coffrage » dans l'exigence #3 disant qu'un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 mètres devait être placé à-travers le sabot du coffrage.
- Changer « 10 derniers mètres du tubage interne » pour « 10 premiers mètres du coffrage interne » dans l'exigence #4 lors de la fermeture d'un puits.

Finalement, suite à la réalisation de cette étude, les suggestions suivantes sont à considérer :

- Étant donné que les risques de fuites existent seulement lorsqu'une source existe, les méthodes de fermeture demandées pourraient être différentes selon la découverte ou non d'indices d'hydrocarbures et de zones productrices;
- Une fois qu'un puits est fermé définitivement, il n'est plus possible d'évaluer son intégrité. Il serait souhaitable qu'il y ait un mécanisme d'évaluation de l'intégrité du puits avant son abandon. Il est recommandé de mesurer les fuites à l'évent du coffrage de surface (« *surface casing vent flow* ») du puits après sa construction et après la réalisation des travaux de fermeture, puis archiver cette donnée, comme il se fait actuellement en Alberta;
- Améliorer la base de données SIGPEG, notamment par la révision des statuts que nous jugeons mal documentés et confondants. Certaines erreurs mineures ont également été identifiées dans la banque de données et pourraient être corrigées;
- Effectuer des visites de terrain (et les documenter) afin de localiser les puits et d'effectuer des observations et des mesures de fuites. Puisqu'il y a beaucoup de puits dans les Basses-

Terres du Saint-Laurent, la méthode d'évaluation individuelle de l'intégrité des puits proposée dans ce rapport pourrait être utilisée afin de classer les puits dans un ordre prioritaire basé sur les probabilités de fuites.

RÉFÉRENCES

- Alberta Energy Regulator (AER) (2010) *Directive 020: Well Abandonment*. Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alberta. 47 pages.
- API (2000) Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations. API bulletin E3.
- Bair, E.S., Freeman, D.C. et Senko, J.M. (2000) *Expert Panel Technical Report, Subsurface Gas Invasion Bainbridge Township, Geauga County, Ohio*. Préparé pour le Ohio Department of Natural Resources Division of Mineral Resources Management
- Bédard, K., Comeau, F.-A. et Malo, M. (2011) *Évaluation du potentiel de séquestration géologique du CO₂ des bassins sédimentaires du sud du Québec*. Institut national de la recherche scientifique, Québec. Rapport de recherche R-1289 (INRSCO2-2011-V1.2). 25 pages. <http://espace.inrs.ca/529/>.
- Bol, G., Grant, H., Keller, S., Marcassa, F. et De Rozières, J. (1991) Putting a Stop to Gas Channeling. *Oilfield Review*, 3 (2), 35-43,
- Bonett, A. et Pafitis, D. (1996) Getting to the root of gas migration. *Oilfield Review*, 8 (1), 36-49,
- Boyd, D., Al-Kubti, S., Khedr, O.H., Khan, N., Al-Nayadi, K., Degouy, D., Elkadi, A. et Al Kindi, Z. (2006) Reliability of Cement Bond Log Interpretations Compared to Physical Communication Tests Between Formations. Dans: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 5-8 novembre, Abu Dhabi, Émirats arabes unis, Society of Petroleum Engineers,
- Brisebois, D. et Brun, J. (1994) La plate-forme du Saint-Laurent et les Appalaches. Dans: *Géologie du Québec*. Édité par. Ministère des Ressources naturelles, MM 94-01: 95-120,
- Brooks, F. A (1988) Study of Well Cement Integrity. API Production Waste Issue Group, API CEC Ground Water and Waste Management Subcommittee.
- Castonguay, S., Lavoie, D., Dietrich, J. et Laliberte, J.-Y. (2010) Structure and petroleum plays of the St. Lawrence Platform and Appalachians in southern Quebec: insights from interpretation of MRNQ seismic reflection data. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 58 (3), 219-234, <http://dx.doi.org/10.2113/gscpgbull.58.3.219>
- Chafin, D.T. (1994) *Sources and migration pathways of natural gas in near-surface ground water beneath the Animas River valley, Colorado and New Mexico*. U.S. Geological Survey, Denver, Colorado. 56 pages.
- Comeau, F.-A., Bédard, K. et Malo, M. (2013) *Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies*. Institut national de la recherche scientifique, Québec. Rapport de recherche R-1442 (INRSCO2-2013-V1.4). 201 pages.
- Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2012) *Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste*. Gouvernement du Québec. 81 pages, ISBN: 978-2-550-64543-6
- Cooke, C.E., Kluck, M.P. et Medrano, R. (1983) Field measurements and annular pressure and temperature during primary cementing. *Journal of Petroleum Technology*, 35 (9), 1429-1438, <http://dx.doi.org/10.2118/11206-PA>
- Dusseault, M.B., Gray, M.N. et Nawrocki, P.A. (2000) Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences. Dans: International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 7-10 novembre, Beijing, Chine, Society of Petroleum Engineers, 8, <http://dx.doi.org/10.2118/64733-MS>

- Girard, P. (1993) *Projet de fermeture sécuritaire des puits, la région des Basses-Terres du Saint-Laurent - Phase 1*. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, 1993TA000-01. 122 pages.
- Globensky, Y. (1987) *Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent*. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, MM 85-02. 63 pages.
- Ground Water Protection Council (GWPC) (2009) *State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources*. National Energy Technology Laboratory, 63 pages. http://www.gwpc.org/sites/default/files/state_oil_and_gas_regulations_designed_to_protect_water_resources_0.pdf.
- Ide, S.T., Friedmann, S.J. et Herzog, H.J. (2006) CO2 leakage through existing wells: current technology and regulations. Dans: 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norvège,
- Lacombe, S., Sudicky, E.A., Frape, S.K. et Unger, A.J.A. (1995) Influence of Leaky Boreholes on Cross-Formational Groundwater Flow and Contaminant Transport. *Water Resources Research*, 31 (8), 1871-1882, <http://dx.doi.org/10.1029/95WR00661>
- Lavoie, D. (1994) Diachronous tectonic collapse of the Ordovician continental margin, eastern Canada: comparison between the Quebec Reentrant and St. Lawrence Promontory. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 31 (8), 1309-1319, <http://dx.doi.org/10.1139/e94-113>
- Nguyen, J.P. (1996) *Drilling*. Editions Technip. École nationale supérieure du pétrole et des moteurs (France). ISBN: 978-2-7108-06899
- Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP) (2000) *Pennsylvania's Plan for Addressing Problem Abandoned Wells and Orphaned Wells*. Bureau of Oil and Gas Management, 8 pages. <http://www.elibrary.dep.state.pa.us/dsweb/Get/Version-48262/550-0800-001.pdf>.
- St-Julien, P. et Hubert, C. (1975) Evolution of the Taconian orogen in the Quebec Appalachians. *American Journal of Science*, 275-A, 337-362,
- Stein, D., Griffin Jr., T.J. et Dusterhoft, D. (2003) Cement pulsation reduces remedial cementing costs. *GasTIPS*, 9 (1), 22-24,
- Texas Railroad Commission (RRC) (2000) *Well Plugging Primer*. Bureau of Oil and Gas Management, 10 pages. <http://www.rrc.state.tx.us/forms/publications/plugprimer1.pdf>.
- Thériault, R. (2012) *Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique*. Gouvernement du Québec, Géologie Québec, Direction de l'information géologique de Québec, DV2012-04. 79 pages.
- van der Kuip, M.D.C., Benedictus, T., Wildgust, N. et Aiken, T. (2011) High-level integrity assessment of abandoned wells. *Energy Procedia*, 4 (0), 5320-5326, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.513>
- van Stempvoort, D., Maathuis, H., Jaworski, E., Mayer, B. et Rich, K. (2005) Oxidation of fugitive methane in ground water linked to bacterial sulfate reduction. *Ground Water*, 43 (2), 187-199, <http://dx.doi.org/10.1111/j.1745-6584.2005.0005.x>
- Vidic, R.D., Brantley, S.L., Vandenbossche, J.M., Yoxtheimer, D. et Abad, J.D. (2013) Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality. *Science*, 340 (6134), <http://dx.doi.org/10.1126/science.1235009>
- Watson, T.L. (2004) Surface Casing Vent Flow Repair - A Process. Dans: Canadian International Petroleum Conference, 8-10 juin, Calgary, Alberta, Petroleum Society of Canada, <http://dx.doi.org/10.2118/2004-297>

Watson, T.L. et Bachu, S. (2009) Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage Along Wellbores. SPE Drilling & Completion, 24 (1), 115-126, <http://dx.doi.org/10.2118/106817-PA>