



Ressources naturelles  
Canada

Natural Resources  
Canada

**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA**

**DOSSIER PUBLIC 8019**

**Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources  
pétrolières de la Formation de Macasty, Ile d'Anticosti,  
Québec, Canada**

**Z. Chen, D. Lavoie, C. Jiang, M.J. Duchesne and M. Malo**

**2016**

**Canada** 



## COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA DOSSIER PUBLIC 8019

# Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources pétrolières de la Formation de Macasty, Ile d'Anticosti, Québec, Canada

**Z. Chen<sup>1</sup>, D. Lavoie<sup>2</sup>, C. Jiang<sup>1</sup>, M.J. Duchesne<sup>2</sup> and M. Malo<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> Commission géologique du Canada – Calgary, Alberta

<sup>2</sup> Commission géologique du Canada – Québec, Québec

<sup>3</sup> Institut national de la recherche scientifique – Eau Terre Environnement, Québec, Québec

**2016**

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre des Ressources naturelles, 2016

Le contenu de cette publication ou de ce produit peut être reproduit en tout ou en partie, et par quelque moyen que ce soit, sous réserve que la reproduction soit effectuée uniquement à des fins personnelles ou publiques mais non commerciales, sans frais ni autre permission, à moins d'avis contraire.

On demande seulement :

- de faire preuve de diligence raisonnable en assurant l'exactitude du matériel reproduit;
- d'indiquer le titre complet du matériel reproduit et le nom de l'organisation qui en est l'auteur;
- d'indiquer que la reproduction est une copie d'un document officiel publié par Ressources naturelles Canada (RNCAN) et que la reproduction n'a pas été faite en association avec RNCAN ni avec l'appui de celui-ci.

La reproduction et la distribution à des fins commerciales sont interdites, sauf avec la permission écrite de RNCAN.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec RNCAN à

[nrcan.copyrightdroitdauteur.rncan@canada.ca](mailto:nrcan.copyrightdroitdauteur.rncan@canada.ca). © Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre des Ressources naturelles Canada, 2016

doi:10.4095/297893

On peut télécharger cette publication gratuitement à partir de GEOSCAN (<http://geoscan.rncan.gc.ca/>)

### Notation bibliographique conseillée

Chen, Z., Lavoie, D., Jiang, C., Duchesne, M.J. et Malo, M., 2016. Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources pétrolières de la Formation de Macasty, Ile d'Anticosti, Québec, Canada; Commission géologique du Canada, Dossier Public 8019, 70 p. doi:10.4095/297893

Les publications de cette série ne sont pas révisées; elles sont publiées telles que soumises par l'auteur.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>RÉSUMÉ .....</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>CONTEXTE GÉOLOGIQUE .....</b>	<b>3</b>
<b>EXPLORATION POUR LES HYDROCARBURES SUR L'ILE D'ANTICOSTI .....</b>	<b>6</b>
<b>DONNÉES .....</b>	<b>7</b>
<b>LA FORMATION DE MACASTY .....</b>	<b>9</b>
<i>Stratigraphie et épaisseur .....</i>	<i>9</i>
<i>Schéma structural .....</i>	<i>11</i>
<i>Minéralogie .....</i>	<i>11</i>
<i>Géomécanique .....</i>	<i>12</i>
<i>Porosité / perméabilité .....</i>	<i>12</i>
<i>Géochimie organique .....</i>	<i>13</i>
<i>Carbone Organique Total .....</i>	<i>16</i>
<i>Type de matière organique .....</i>	<i>21</i>
<i>Maturation thermique .....</i>	<i>22</i>
<b>ÉVALUATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES .....</b>	<b>31</b>
<i>Méthodologie .....</i>	<i>31</i>
<i>Maturation thermique et modèles de génération d'hydrocarbures .....</i>	<i>35</i>
<i>Estimés des paramètres volumétriques .....</i>	<i>39</i>
<i>Évaluation de la porosité organique .....</i>	<i>40</i>
<i>Paramètres de réservoir .....</i>	<i>43</i>
<i>Résultats de l'évaluation .....</i>	<i>50</i>
<b>DISCUSSION .....</b>	<b>55</b>
<b>CONCLUSIONS .....</b>	<b>58</b>
<b>REMERCIEMENTS .....</b>	<b>58</b>
<b>RÉFÉRENCES .....</b>	<b>60</b>

## RÉSUMÉ

Cette étude présente la première évaluation indépendante du potentiel en hydrocarbures pour la Formation de Macasty sur l'île d'Anticosti. L'évaluation utilise le modèle à double porosité développé par la CGC. Les données incluent celles du domaine public ainsi que des données confidentielles fournies par les opérateurs sur l'île (Hydrocarbures Anticosti SEC et Junex Exploration).

Notre évaluation indique un volume important de ressources en place et ce pour l'huile (meilleur estimé: P50) de 32.2 milliards de barils (MMb) de pétrole, maximum (P5) de 55.1 et minimum (P95) de 17.4 MMb et pour le gaz naturel (meilleur estimé: P50) de 51.2 trillions de pieds cubes (Tpc), maximum (P5) de 83.4 et minimum (P95) de 29.6 Tpc. La comparaison des estimés maximum (55.1 MMb / 83.4 Tpc) et minimum (17.4 MMb / 29.6 Tpc) montre une incertitude significative de l'évaluation des ressources principalement due à la faible densité et qualité variable des données disponibles (couverture spatiale, les méthodes différentes d'acquisition des données).

Les précédentes évaluations de l'industrie suggèrent une ressource en place à P50 de 42.9 milliards de barils d'équivalent pétrole, une valeur qui regroupe pétrole et du gaz sur la base d'une équivalence thermique de 1 baril d'équivalent pétrole pour 6000 pieds cubes de gaz. Notre résultat à P50, exprimé en milliards de barils d'équivalent pétrole, est de 40.6 milliards de barils d'équivalent pétrole. De ces résultats, un rapport 79% huile et 21% gaz naturel est proposé comme ressource en place sur l'île. En raison de l'absence de données de production sur l'île d'Anticosti, aucune tentative n'a été faite pour évaluer le taux de récupération de la ressource sur place.



## INTRODUCTION

Les récentes activités d'exploration pétrolière pour les ressources non-conventionnelles sur l'île d'Anticosti ciblent la Formation de Macasty, une roche-mère à hydrocarbures démontrée pour les systèmes pétroliers conventionnels (Bertrand, 1987; Lavoie et al., 2009), mais dont le potentiel de réservoir non conventionnel est mal contraint. Depuis 2014, la Commission géologique du Canada a mené des projets de recherche axés sur divers aspects liés à l'exploration et au développement des ressources non conventionnelles sur l'île d'Anticosti. Ceux-ci comprennent: 1) une analyse comparative des fractures dans les successions sédimentaires pré et post-taconiennes à partir de données de terrain et de télédétection (Pinet et al., 2015; Brake et Pinet, 2015), 2) des analyses géomécaniques basées sur des diagraphies ('logs') de forage pour la Formation de Macasty et sa séquence de couverture (Séjourné, 2015a, 2015b), 3) le retraitement des données de sismique réflexion pour mieux contraindre l'épaisseur et la stratigraphie fine de la Formation de Macasty, 4) le déploiement, à l'automne 2015, de trois stations sismographiques pour enregistrer la sismicité naturelle sur l'île, et 5) la compilation des données de géochimie organique et des données de diagraphies de forage afin de procéder à une évaluation détaillée du potentiel de ressources pétrolières et gazières en place dans la Formation de Macasty. Ce rapport présente les résultats de ce dernier projet de recherche.

Les études 1, 2, 3 et 5 furent menées dans le cadre du programme de Géoscience pour de Nouvelles Sources d'Énergie (GNSE) avec un financement du Programme pour la Recherche et le Développement en Énergie (PRDE); le projet de sismicité (#4 ci-dessus) fait partie du Programme de Géoscience Environnementale (PGE) avec un financement du programme IecoEI (Initiative ecoEnergie sur l'Innovation).

## CONTEXTE GÉOLOGIQUE

Le bassin d'Anticosti est un grand bassin sédimentaire terrestre et marin couvrant la partie nord du golfe du Saint-Laurent (Sanford, 1993; Mossop et al., 2004). Le bassin d'Anticosti est situé à la transition interprétée entre le Réentrant de Québec et le Promontoire du Saint-Laurent (Allen et al., 2009). Il comprend la partie orientale de la Plate-forme du Saint-Laurent (*sensu* Sanford, 1993), qui correspond à la couverture sédimentaire autochtone d'âge Paléozoïque sur le craton précambrien.

La succession terrestre sur les îles d'Anticosti et de Mingan présente plusieurs caractéristiques distinctes par rapport à celles du sud du Québec et de l'ouest de Terre-Neuve (Lavoie, 2008; Lavoie et al., 2012): 1) elle est située plus loin du front structural des Appalaches et est donc moins déformée (Pinet et al., 2012), 2) elle est marquée par l'absence de roches du Cambrien et de l'Ordovicien Inférieur précoce qui reposent en discordance sur le socle précambrien dans le sud du Québec et dans la partie occidentale

de Terre-Neuve; (Lavoie et al., 2012) et, 3) la succession du bassin d'Anticosti est stratigraphiquement plus continue et dépourvue d'hiatus sédimentaires significatifs d'origine tectonique (Long, 2007).

Dans la partie nord du bassin d'Anticosti, les couches sédimentaires plongent légèrement (environ 3°) vers le sud-ouest (SOQUIP, 1987; Pinet et al., 2015). La base de la succession est exposée dans la région de Havre Saint-Pierre (Fig. 1) et recouvre en discordance les roches métamorphiques du domaine précambrien du Grenville. Dans l'ensemble, la succession stratigraphique s'épaissit vers le sud-ouest. Les couches basales sont constituées de la Formation de Romaine de l'Ordovicien Inférieur (Desrochers et James, 1988; Desrochers et al., 2012) qui correspond à une succession de 400-800 m d'épaisseur de calcaire et de dolomie à dominance péritidale qui a enregistré une sédimentation cyclique de haute fréquence sur une marge passive. La Formation de Romaine fait partie des dépôts de la marge passive continentale de Laurentia correspondant au "Great American Carbonate Bank» de Wilson et al. (1991). Sur la rive nord du golfe du Saint-Laurent et sur les îles de Mingan, cette succession inférieure est recouverte en discordance par une succession de 400-600 m d'épaisseur de sédiments du bassin d'avant-pays taconien représentés par des silicoclastites basales auxquelles ont succédé des carbonates marins peu profonds (Formation de Mingan de l'Ordovicien Moyen; Desrochers, 1988). La formation sus-jacente de Macasty de l'Ordovicien Supérieur forme une partie du fond marin entre les îles Mingan et d'Anticosti, et même si elle n'est pas exposée en milieu terrestre, la formation a été rencontrée dans tous les puits d'exploration pour les hydrocarbures forés sur l'île d'Anticosti à l'exception du forage Sandtop (D010; Fig. 1) à l'extrémité est de l'île. La Formation de Macasty correspond à un intervalle de 0-125 m d'épaisseur de shale calcaire foncé et riche en matière organique qui est actuellement le principal objectif de l'exploration des hydrocarbures non-conventionnels dans la région. Les unités sus-jacentes affleurent sur l'île d'Anticosti et comprennent: 1) une succession de 900-1200 m d'épaisseur de l'Ordovicien Supérieur avec une base dominée par des siltstones et recouverte par des carbonates de rampe externe correspondant à des dépôts d'eaux de moins en moins profondes (Formation de Vauréal) lesquels présentent une zonation complexe de faciès sédimentaires (Achab et al., 2011); 2) une succession d'environ 60 m de carbonates infratidaux en lits épais (Formation d'Ellis Bay), avec localement des biohermes microbiens-métazoaires (Desrochers et al., 2010) et 3) une succession sédimentaire de 400 m d'épaisseur (Groupe d'Anticosti avec les formations de Becsie, de Merrimack, de Gun River, de Jupiter et de Chicotte) constituée de faciès variés à carbonates avec accessoirement des silicoclastites déposés sur une rampe à carbonates affectée par des tempêtes (Sami et Desrochers, 1992; Desrochers, 2006). Au large, au sud et sud-ouest de l'île d'Anticosti, environ 1140 m d'unités sédimentaires plus jeunes complètent la succession préservée du bassin d'Anticosti (Pinet et al., 2012).

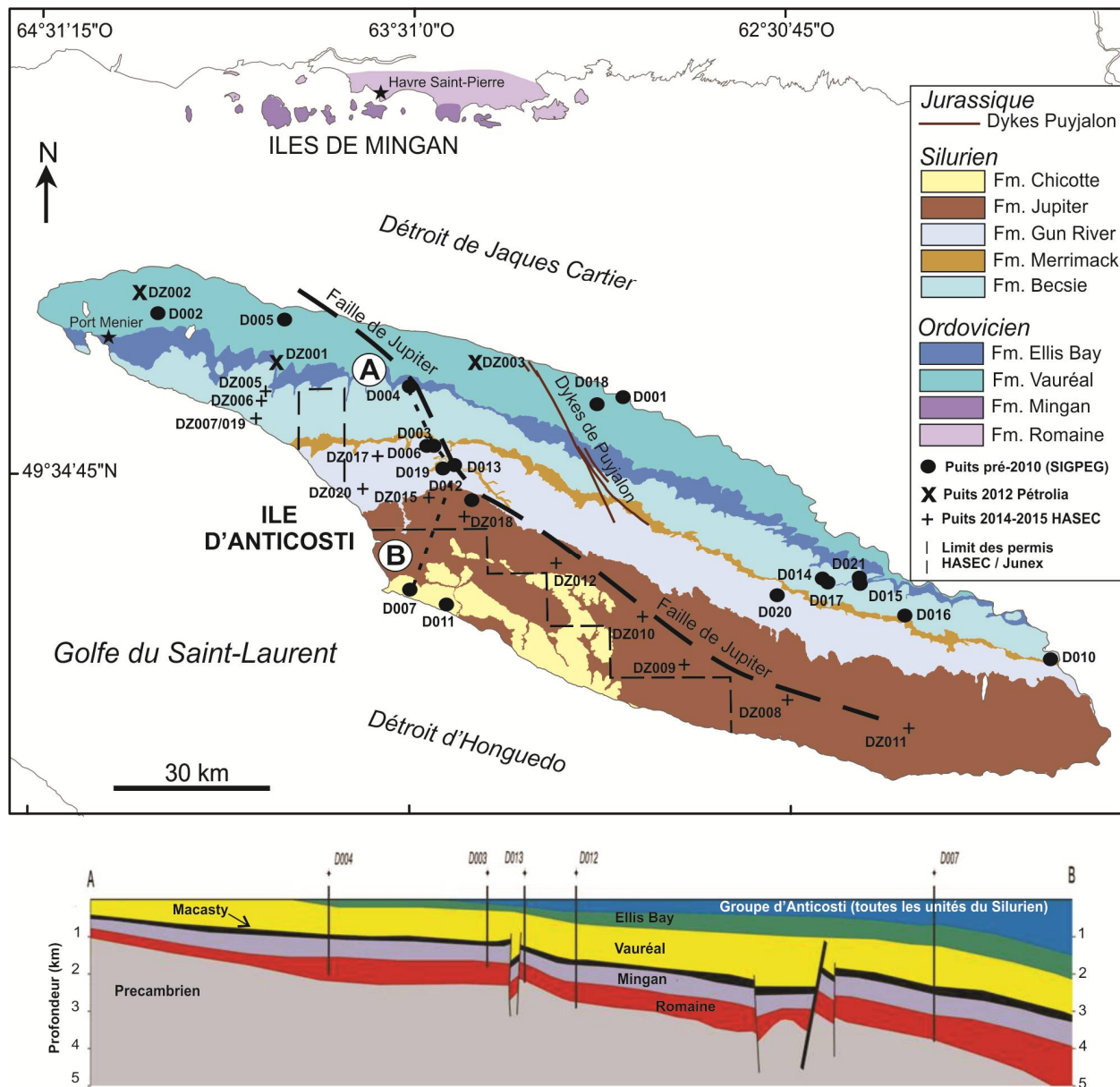


Figure 1. Carte géologique des îles de Mingan et d'Anticosti avec la position des 21 forages d'exploration conventionnelle (D001 à D021), les 3 sondages de Pétrolia en 2012 et les 12 sondages d'Hydrocarbures Anticosti de 2014-2015. La Formation de Macasty n'affleure pas sur le domaine terrestre. La géologie provient de la base de données Sigeom (Ministère des Ressources Naturelles du Québec), Août 2014. Le tracé de la faille de Jupiter (tireté noir) est tiré de Bédard et al. (2014). Une coupe schématique d'orientation générale N-S (A – B) sur l'Île d'Anticosti basée sur les profils sismiques (Lynch, 2001) et des données de puits. Les failles extensionnelles affectent seulement les successions ordoviciennes et ne se prolongent pas dans les strates du Silurien. La Formation de Macasty est progressivement plus épaisse et profonde en se dirigeant vers le sud – sud-ouest. Modifié de Lavoie et al. (2009).

Sur les îles d'Anticosti et de Mingan, la succession sédimentaire exposée est faiblement déformée, et affectée uniquement par des éléments structuraux mineurs (fractures, failles mineures) qui enregistrent,

en contexte d'avant pays les effets des orogénèses des Appalaches et possiblement des événements plus jeunes (Bordet et al., 2010; Pinet et al., 2015). L'interprétation des données sismiques sur l'île d'Anticosti indique que la base de la succession sédimentaire est recoupée par des failles normales à fort pendages (comprenant la faille de Jupiter; Fig. 1) lesquelles ne se prolongent pas dans les unités du Silurien (Lynch, 2001; Castonguay et al., 2005; Bordet et al., 2010). Au SW de la faille Jupiter, les unités sédimentaires ordoviciennes sont plus profondes et plus épaisses qu'au NE de la faille. Au sud de l'île d'Anticosti, la partie marine du bassin comprend une ceinture de plis-failles large de 40 km orientée parallèlement à la côte de la péninsule gaspésienne. Le style structural du domaine marin est caractérisée par de larges synclinaux ouverts, des anticlinaux étroits et des failles de décrochement dextre orientées nord-ouest (Pinet et al., 2012).

## **EXPLORATION POUR LES HYDROCARBURES SUR L'ÎLE D'ANTICOSTI**

L'exploration des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti a commencé en 1962 avec le forage des puits Lowlands Gamache Princeton Lake (D002) et New Associated Con-Paper (D003) (Fig. 1) (*N.B.* le puits Lowlands Gamache Carleton Point D001 a été foré en 1963). Au cours des 50 années suivantes, l'exploration fut cyclique avec des épisodes d'acquisition de données sismiques et de forage visant des cibles d'exploration conventionnelles; vingt et un (21) puits ont été forés sur l'île lors de cette première phase d'exploration (Fig. 1). Bertrand (1987) a suggéré que la Formation de Macasty de l'Ordovicien Tardif est une excellente roche-mère à hydrocarbures, avec un important potentiel de génération et que la maturation thermique de la formation varie de la fenêtre à l'huile dans le domaine nord-est de l'île jusqu'aux fenêtres à condensats et à gaz sec au sud-est de la faille de Jupiter. Divers concepts d'exploration ont été testés par divers opérateurs incluant les fermetures diagénétiques sur la discordance post-Romaine ou la fermeture de structures le long de failles syn-sédimentaires, mais aucune découverte majeure ne fut associée à ces cibles d'exploration (Lynch, 2001; Lavoie et al., 2009; Dietrich et al., 2011). Des études pétrographiques et géochimiques, combinées avec d'autres données géophysiques, soutiennent l'hypothèse que les carbonates de l'Ordovicien Inférieur et Moyen de l'île d'Anticosti ont été altérés par hydrothermalisme et forment des réservoirs de dolomies poreuses associés à des zones affaissées bordées par des failles et imagées sur les profils sismiques (Lavoie et al., 2005; Lavoie et Chi, 2010). Les forages pour les systèmes conventionnels sur l'île ont abouti à la reconnaissance de telles zones à porosité importante et formant des pièges structuraux et diagénétiques, mais n'ont pas permis la reconnaissance d'accumulation économique d'hydrocarbures. Ce concept de dolomie hydrothermale est toujours considéré comme une cible d'exploration potentielle sur l'île.

En 2010, un nouveau paradigme d'exploration a été développé sur l'île d'Anticosti basé sur le fait que la Formation de Macasty pourrait être considérée comme un réservoir non-conventionnel. À cette

époque, la succession temporellement et lithologiquement équivalente d'Utica / Point Pleasant en Ohio produisait du gaz naturel et des condensats depuis quelques années. En 2011, sur la base de données dans le domaine public et sur de nouvelles données confidentielles d'exploration, Sproule Associates et Netherland, Sewell & Associates (NSAI) ont produit des évaluations de ressources pour les permis d'exploration détenus par Pétrolia / Corridor Resources et par Junex Exploration, respectivement. Une valeur médiane (P50) de ressources en place de 34 MBpe (Milliards de barils de pétrole équivalents) a été proposée pour les permis de Pétrolia / Corridor Resources (qui couvrent environ 77% de l'île; Fig. 1); Les permis détenus par Junex (16% de l'île) ont, quant à eux, été interprétés comme renfermant 12 MBpe (uniquement huile selon NSAI). Les permis de Junex sont situés dans le sud-ouest de l'île (Fig. 1), dans la zone où le Macasty est plus profond. Entre 2012 et 2015, seize (16) sondages stratigraphiques furent forés sur les permis de Hydrocarbures Anticosti (Pétrolia - Corridor Resources - Saint-Aubin E&P - Resource Québec) afin d'acquérir des carottes de la Formation de Macasty pour sa caractérisation thermique et géochimique (Fig. 1). Le tableau 1 identifie et localise les puits évalués par notre étude et présente aussi les profondeurs du sommet et de la base de la Formation de Macasty ainsi que son épaisseur totale et nette (porosité avec hydrocarbures >2% avec une saturation en hydrocarbures >60%).

L'île d'Anticosti fait approximativement 7900km<sup>2</sup>, le total de 37 puits forés depuis 1962 donne une moyenne de 1 puits d'exploration par 200 km<sup>2</sup>. Une si faible densité de puits d'exploration pour les hydrocarbures est typique de bassin sédimentaire frontière (mal connu). De plus la densité d'échantillons, le type d'analyses physiques et géochimiques et la nature des diagraphies de forage varient énormément entre les puits pré- et post-2010.

## DONNÉES

Dans le cadre de notre projet de recherche, diverses ententes de partage des données ont été conclues avec le consortium Hydrocarbures Anticosti Société en Commandite (HASCE: Pétrolia – Corridor Resources – Saint-Aubin E&P – Ressources Québec) et la société Junex Exploration permettant au groupe de recherche de la CGC d'avoir accès sans contrepartie, à l'ensemble de leurs données géoscientifiques confidentielles de 2012 sur Anticosti. D'autres ententes furent conclues avec le Ministère de l'énergie et des ressources naturelles du Québec pour l'utilisation de toutes les diagraphies de forage disponibles dans leur base de données (SIGPEG) ainsi que les données du programme de sondage stratigraphique 2014-2015 de HASCE.

Dans le but de mener à bien l'évaluation quantitative de la ressource en place dans la Formation de Macasty, nous avons utilisé les données suivantes:

**Rock-Eval** – Le rapport de Lavoie et al. (2011) renferme 50 données Rock Eval du domaine public; les données de Pétrolia de 2012 et de HASCE en 2014-2015 contiennent 711 analyses de Rock

Eval et les données de Junex consistent en 7 analyses de Rock Eval provenant du puits D007;

Puits #	Nom	Latitude	Longitude	Macasty top (m)	Mingan top (m)	Épaisseur totale (m)	Épaisseur nette (m)
D001	Lowland Gamache Carleton Point #1	49° 42' 30.2"	62° 55' 57"	398	440.4	42.4	N/D
D002	Lowland Gamache Princeton Lake # 1	49° 52' 8.9"	64° 12' 15.9"	911.4	983.6	72.2	N/D
D003	New Associated Consolidated Paper #1	49° 37' 20.2"	63° 26' 17.5"	1191.2	1204	12.8	N/D
D004	Lowlands Gamache, Oil River # 1	49° 44' 30.2"	63° 30' 42.5"	1011.9	1030.2	18.3	N/D
D005	Lowlands Gamache High Cliff # 1	49° 51' 30.2"	63° 52' 7.6"	847.3	885.4	38.1	9
D006	New Associated, Jupiter Anticosti # 1	49° 37' 15.2"	63° 26' 22.5"			N/D	N/D
D007	Atlantic Richfield Company (ARCO) # 1	49° 23' 19.2"	63° 31' 27.4"	2405.0	2487.0	82.0	50
D012	Shell Encal Corridor Anticosti Roliff #1	49° 32' 23.2"	63° 21' 0.1"	1640.0	1698.0	58.0	35
D013	Shell Encal Corridor Anticosti Jupiter #1	49° 35' 36.2"	63° 25' 0.5"	1235.0	1253.0	18.0	15
D014	Shell Encal Corridor Anticosti Chaloupe #1	49° 23' 39.5"	62° 26' 49.4"	878.0	918.0	40.0	20
D015	Shell Encal Corridor Anticosti Saumon #1	49° 23' 39.4"	62° 22' 06.3"	850.0	885.0	35.0	15
D016	Shell Encal Corridor Anticosti Dauphine #1	49° 20' 17.9"	62° 14' 11.9"	904.0	919.0	15.0	5
D017	Corridor / Hydro-Québec Anticosti Chaloupe # 1	49° 23' 41.8"	62° 26' 05.4"	898.0	925.0	27.0	N/D
D018	Hydro-Québec/Corridor Anticosti, MacDonald # 1	49° 42' 02.5"	62° 59' 55.9"	527.0	568.0	41.0	34
D019	Corridor / Hydro-Québec Anticosti Jupiter # 1	49° 35' 33.2"	63° 25' 1.9"	1300.0	1325.0	25.0	N/D
D020	Pétrolia / Corridor Anticosti Chaloupe No.1	49° 22' 3.9"	62° 32' 25.5"	1021.0	1086.0	40.0	30
D021	Corridor / Pétrolia Anticosti Saumon No. 1	49° 23' 46.1"	62° 22' 30.1"			N/D	N/D
DZ001	Pétrolia Sondage No 2, HighCliff	49° 46' 43.9"	63° 52' 59.6"	1132	1189	57	N/D
DZ002	Pétrolia Sondage No 4, Princeton Lake	49° 53' 38"	64° 15' 57.6"	850	941.5	91.5	N/D
DZ003	Pétrolia, Sondage No 1, Oil River	49° 46' 16.1"	63° 21' 5.1"	577.5	606.5	29	N/D
DZ005	Hydrocarbures Anticosti SEC, Sainte-Marie # 1	49° 45' 19.96"	63° 52' 59.52"	1175.5	1237.5	62	45
DZ006	Hydrocarbures Anticosti SEC, Caribou # 1	49° 43' 27.15"	63° 54' 30.06"	1432.6	1523.2	90.6	74
DZ007	Hydrocarbures Anticosti SEC, Canard # 1	49° 40' 58.88"	63° 54' 52.18"			N/D	N/D
DZ008	Hydrocarbures Anticosti SEC, Cerf-Sau # 1	49° 14' 15.24"	62° 28' 48.11"	1204	1245	41	25
DZ009	Hydrocarbures Anticosti SEC, Martin-la-Mer # 1	49° 17' 00.90"	63° 47' 45.67"	1452.5	1507.5	55	45
DZ010	Hydrocarbures Anticosti SEC, Lac-Martin # 1	49° 21' 29.65"	62° 52' 33.86"	1280	1310.5	30.5	24
DZ011	Hydrocarbures Anticosti SEC, Bell # 1	49° 09' 14.90"	62° 12' 05.36"	1206.5	1220	13.5	0.5
DZ012	Hydrocarbures Anticosti SEC, Chicotte # 1	49° 26' 57.90"	63° 08' 39.45"	1631	1698.5	67.5	41
DZ015	Hydrocarbures Anticosti SEC, Jupiter-South # 1	49° 34' 35.13"	63° 26' 03.34"	1571.5	1657.5	86	46
DZ017	Hydrocarbures Anticosti SEC, NACP West # 1	49° 38' 36.46"	63° 33' 27.04"	1397	1433.9	36.9	34
DZ018	Hydrocarbures Anticosti SEC, Roliff-Graben # 1	49° 32' 39.95"	63° 20' 40.00"	1674.7	1779.8	105.1	98
DZ019	Hydrocarbures Anticosti SEC, Canard # 2	49° 40' 59.02"	63° 54' 52.18"	1544.4	1644	99.6	70
DZ020	Hydrocarbures Anticosti SEC, La Loutre # 1	49° 35' 17.76"	63° 38' 13.53"	1691.25	1735.25	44	38

Tableau 1. Puits du domaine public (D) et sondages stratigraphiques (DZ) évalués dans le cadre de cette étude. Le tableau présente également l'intervalle de présence en profondeur de la Formation de Macasty et également son épaisseur totale. L'épaisseur nette est basée sur le critère de porosité saturée en hydrocarbures supérieures à 60%. Tous les puits n'ont pas les diagraphies permettant d'évaluer l'épaisseur nette. N/D non-disponible

**Réflectance de la matière organique** – Les données de HASCE consistent en 190 analyses de %VR<sub>equiv</sub> provenant des sondages de Pétrolia de 2012. Junex a donné accès à 2 valeurs de %VR<sub>equiv</sub> (D007);

**Diagraphies digitales de forages** – Diagraphies digitales de 17 puits dans le domaine public et des 12 sondages 2014-2015 de HASCE. Vingt-un (21) puits ont la suite de diagraphies nécessaires pour notre évaluation;

**Porosité – Perméabilité** – 399 analyses provenant des sondages Pétrolia 2012 et de HASEC 2014-2015;

**Rayon-X** – 348 analyses provenant des sondages de Pétrolia 2012 et de HASEC 2014-2015.

## LA FORMATION DE MACASTY

Cette section présente un sommaire de notre compréhension actuelle de la géologie et géochimie de la Formation de Macasty; les données présentées ici furent utilisées pour l'évaluation de la ressource en place. La description de la Formation de Macasty repose sur les données obtenues par forage, incluant les descriptions lithologiques des retailles de forage et de carottes, les analyses géochimiques (Rock Eval) et observations pétrographiques ainsi que les données de diagraphies de forage disponibles.

Contrairement à son équivalent stratigraphique dans le sud du Québec (Shale d'Utica), la Formation de Macasty n'affleure en aucun endroit.

### *Stratigraphie et épaisseur*

La Formation de Macasty a une composition lithologique relativement uniforme; elle se compose de shale noir siliceux, peu calcaireux avec accessoirement des lits de siltstone calcaireux localement riches en graptolites. Des intervalles de conglomérats calcaires intraformationnels sont localement présents, avec des fragments provenant de la Formation de Mingan sous-jacente (Bertrand, 1987). Sur la base des faunes à graptolites et des descriptions de forages, la transition avec les carbonates sous-jacents de la Formation de Mingan est abrupte et décrite, ou interprétée, comme une discordance locale (Riva, 1969; Lynch, 2001). En outre, Riva (1969) en se basant sur les faunes à graptolites a proposé la présence d'une autre discordance présente à quelques mètres au-dessus de la base de la formation. La Formation de Macasty est recouverte en concordance par la Formation de Vauréal. L'intervalle inférieur de la Formation de Vauréal était auparavant connu comme la Formation d'English Head (Schuchert et Twenhofel, 1910), un terme maintenant abandonné. Le contact inférieur de la Formation Vauréal est placé à la base du premier lit de calcaire dans une succession de calcaires gris verdâtre avec des shales verts et gris.

L'âge de la Formation de Macasty est basé sur ses abondantes faunes de graptolites (Riva, 1969), il a été interprété comme "Trentonien - Maysvillien" selon l'ancienne classification chronostratigraphique nord-américaine. Selon la charte actuelle pour l'Ordovicien, la Formation de Macasty est d'âge Katien inférieur (Ordovicien Supérieur).

La Formation de Macasty a été rencontrée dans tous les puits d'exploration forés sur l'île d'Anticosti, à l'exception du puits de Sandtop (D010) et, sauf pour l'extrémité orientale de l'île où est situé ce puit, elle est supposée être présente partout sur l'île. L'épaisseur de la succession est cependant variable (Séjourné et Malo, 2015; leur figure 36 et Fig. 2 ici). Le tableau 1 présente les épaisseurs stratigraphiques de la formation basée sur les interprétations antérieures et celles ajustées dans les études récentes des

diagraphies de forages (Séjourné, 2015 a, b et cette étude). Les puits d'exploration forés au nord-est de la faille de Jupiter indiquent que l'unité varie entre 0 m (puits de Sandtop, D010; tableau 1) et 40 m (puits de Chaloupe, D020; tableau 1). Sur la base des forages et des données de sismique existantes, l'épaisseur de la Formation de Macasty au nord-est de la faille de Jupiter est plus importante dans le centre de l'île, entre les puits de MacDonald (D018; Fig. 2 et tableau 1) et de Chaloupe (D020; Fig. 2 et Tableau 1). Les puits d'exploration forés au sud-ouest de la faille de Jupiter indiquent que l'unité s'épaissit vers l'ouest et le sud-ouest (Fig. 2). L'épaisseur démontrée de l'unité varie entre 12 m (puits de NACP D003; Fig. 2 et tableau 1) et 105 m (sondage DZ018; Fig. 2 et Tableau 1); sur la base des données sismiques, la plus épaisse accumulation de la Formation de Macasty est d'environ 125 m à la pointe extrême nord-ouest de l'île. La Formation de Macasty au sud-ouest de la faille de Jupiter montre deux zones avec des accumulations plus importantes, une à l'extrémité nord-ouest de l'île (par exemple, les sondages DZ002, DZ006, DZ019, Fig. 2 et Tableau 1) et une seconde dans la zone centrale (puits D007, DZ015, DZ018; Fig. 2 et Tableau 1).

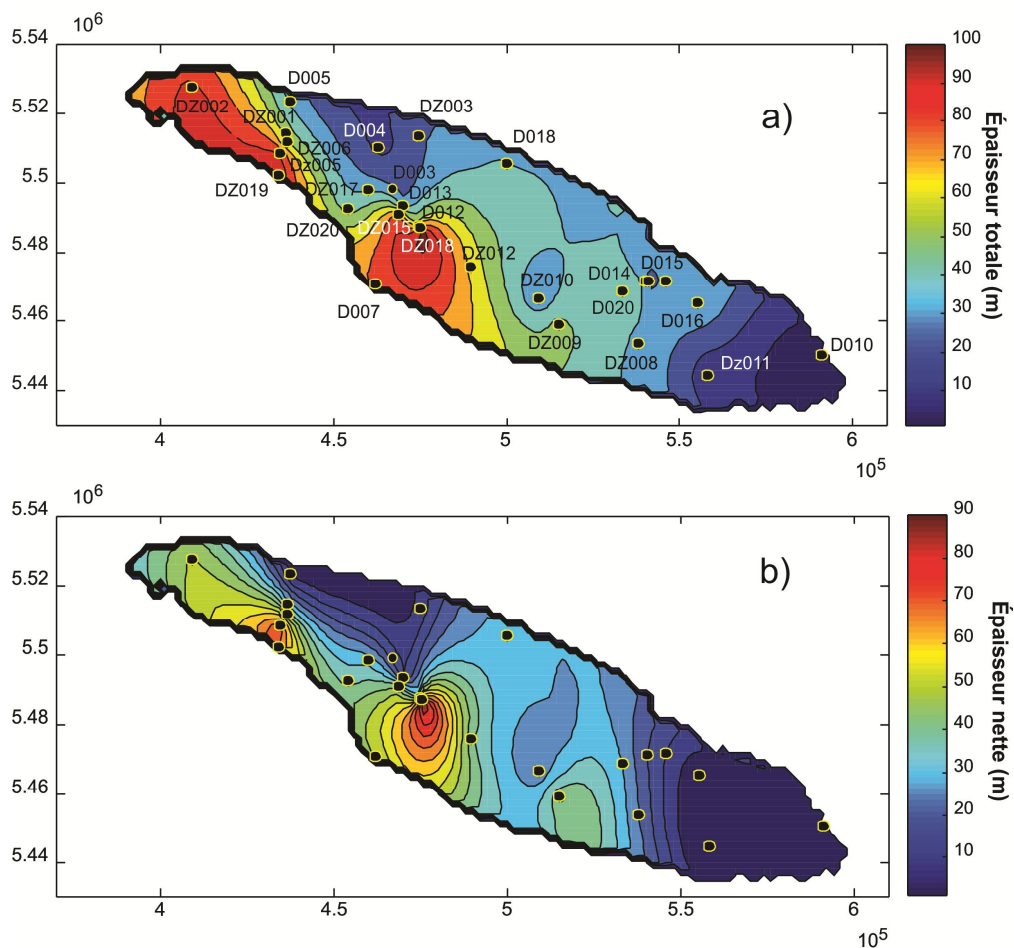


Figure 2. Carte à contours interpolés des épaisseurs totale (a) et nette (b) de la Formation de Macasty. Données dans le tableau 1. Longitude (UTM) selon l'axe horizontal; latitude (UTM) selon l'axe vertical.



Le sommet de la Formation de Macasty est progressivement plus profond du nord-est vers le sud-ouest, allant de 350 mètres (puits D001; Tableau 1) jusqu'à 2405 mètres (puits D007; Tableau 1) avec un approfondissement rapide au contact sud de la faille de Jupiter (Fig. 1).

### ***Schéma structural***

La Formation de Macasty n'affleure pas sur terre (îles de Mingan et d'Anticosti) et notre compréhension actuelle de la déformation de l'empilement sédimentaire repose sur des observations provenant des successions sous- et sus-jacentes sur les îles de Mingan et d'Anticosti, respectivement. Pinet et al. (2015) a mené une analyse de terrain détaillée des strates pré- (Ordovicien Inférieur à Moyen) et post-Macasty (Ordovicien et Silurien inférieur) qui correspondent temporellement à l'intervalle pré-, syn- et post-taconien dans les Appalaches canadiennes.

Les fractures et les joints dissèquent les couches subhorizontales de l'Ordovicien Inférieur au Silurien inférieur. La cartographie des fractures sur les îles de Mingan et d'Anticosti indique que les deux ensembles prédominants sont quasi orthogonaux et d'orientation ~ N100 ° et ~ N10 °. Dans la plupart des cas, le système ~ N100 ° est plus continu, ce qui suggère qu'il forme un ensemble systématique de fractures possédant une extension verticale (en profondeur) significative. L'espacement des joints de la famille ~ N100 ° est partiellement contrôlé par les caractéristiques mécaniques du lit fracturé, avec des variations (continuité, géométrie) clairement liées à la composition plus ou moins argileuse et à l'épaisseur des bancs de calcaire dominants. Certains joints présentent une importante (>100 m) continuité horizontale et verticale et sont localement concentrés dans des corridors structuraux, ce qui suggère qu'ils peuvent influencer l'écoulement des fluides en sous-surface s'ils sont ouverts.

Dans la zone d'étude, les fractures ~ N100 ° présentes dans les successions de l'Ordovicien et du Silurien sont sensiblement parallèles au front de déformation tel que documenté au sud de l'île d'Anticosti (Pinet et al., 2012), suggérant qu'elles se sont formées dans un contexte extensif lié au bombement périphérique syn-orogénique. Par conséquent, ces joints et fractures systématiques seraient contemporains à l'orogénèse acadienne du Dévonien Moyen à Tardif qui a produit un épaississement crustal significatif dans le nord des Appalaches. La partie ordovicienne de la succession sédimentaire du bassin d'Anticosti est en partie contemporaine à l'orogénèse taconique, mais les effets distaux de cet événement de déformation ne sont pas clairs.

### ***Minéralogie***

Les shales de la Formation de Macasty sont nettement moins calcaires comparativement à ceux du Shale d'Utica dans le sud du Québec (Chen et al., 2014; Lavoie et al., 2014). Les analyses au rayons-X (348) des shales de la Formation de Macasty (Tableau 2) suggèrent que la teneur moyenne en carbonates (calcite + dolomite) atteint 21% par rapport à près de 58% pour le Shale d'Utica. La teneur moyenne en

silice (quartz + feldspaths) est de 44% comparativement à moins de 16% pour le Shale d'Utica. Toutefois, la teneur en argile est assez similaire pour les deux unités (30 et 24% pour les shales du Macasty et de l'Utica, respectivement). Dans son ensemble, le Macasty a un contenu en minéraux associés à un comportement rhéologique de type fragile ('cassant') de la roche (quartz, feldspaths, carbonates) qui se compare à celui du Shale d'Utica (70% contre 76%, respectivement), ce dernier étant cependant caractérisé par une minéralogie différente.

Unité	# analyses	Quartz	Feldspaths	Carbonates	Pyrite	Argiles
Macasty	348	36%	8%	21%	5%	30%
Utica supérieur	90	14%	5%	60%	1%	20%
Utica inférieur	120	11%	4%	57%	2%	26%
Utica moyenne	210	12%	4%	58%	2%	24%

Tableau 2: Comparaison de la minéralogie des shales de la Formation de Macasty et du Shale d'Utica. Les données pour le Shale d'Utica proviennent de Thériault (2012).

### ***Géomécanique***

Les études géomécaniques basées sur les diagraphies de forage (Séjourné, 2015a, b) ont documenté les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa séquence de couverture sur l'île d'Anticosti. Le forage Pétrolia / Corridor Anticosti Chaloupe No. 1 (D020) était le seul disponible avec des enregistrements de l'onde acoustique S lors de notre étude. Ce puits a été utilisé pour générer une onde acoustique synthétique. Le même étalonnage a ensuite été appliqué aux 8 puits analysés. Les études de Séjourné (2015a, b) démontrent la présence de contrastes mécaniques nets entre la Formation de Macasty et les successions encaissantes. Ces contrastes mécaniques se traduisent par la présence de barrières à la propagation des fractures hydrauliques en dehors de la Formation de Macasty. Le Macasty est plus fragile ('cassant') que la Formation sus-jacente de Vauréal, laquelle est riche en argile et le Macasty est moins fragile que les carbonates sous-jacents de la Formation de Mingan.

À l'échelle régionale, les résultats montrent une homogénéité remarquable d'un puits à l'autre, sauf dans la partie sud-ouest de l'île où un contraste mécanique est identifiée plus haut dans la séquence de couverture dans le puits D007 plutôt que directement au-dessus de la Formation de Macasty. Sur la base des données actuellement disponibles, il est difficile de préciser si la localisation inhabituelle de ce contraste mécanique est réel ou représente un artefact lié aux limites méthodologiques de l'étude.

### ***Porosité / perméabilité***

Les porosités effectives et celles remplies d'hydrocarbures ainsi que des mesures de perméabilité des shales de la Formation de Macasty ont été mesurées sur 399 échantillons à différents laboratoires de service. Le tableau 3 résume les résultats. En comparaison, sur la base de 20 échantillons, le puits Talisman Energy Saint-Édouard # 1 foré en 2010 dans le Shale d'Utica du sud du Québec, présente une porosité remplie d'hydrocarbures entre 1.23 et 2.51% du volume total, une porosité effective allant de

1.84 à 3.83% du volume total et des valeurs de perméabilité par décroissance de pression comprises entre 0.000132 et 0.000242 mD. Le puits Talisman Energy Saint-Édouard # 1 a eu le meilleur test initial et le meilleur test stabilisé après 30 jours de production (11 mmpcs / jour et 6 mmpcs / jour, respectivement) des 28 puits forés dans le Shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Puits	# analyses	Porosité à hydrocarbures (% VT)		Porosité effective (% VT)		Perm. par décroissance de pression (mD)	
		Moyenne	Maximum	Moyenne	Maximum	Moyenne	Maximum
D020	23	2.23	2.7	2.68	3.51	0.000479	0.000739
DZ001	12	4.01	6.07	4.8	6.93	0.000167	0.000263
DZ002	19	3.3	4.88	3.67	5.23	0.000138	0.000280
DZ003	9	2.11	2.72	3.09	4.42	0.000110	0.000178
DZ005	25	2.94	4.37	3.74	4.81	0.000121	0.000211
DZ006	37	3.4	5.54	4.29	6.24	0.000158	0.000279
DZ008	17	1.43	2.15	2.14	2.49	0.000066	0.000081
DZ009	22	1.89	3.48	2.49	3.31	0.000098	0.000155
DZ010	25	1.94	2.73	2.9	3.71	0.000092	0.000142
DZ011	13	1.34	1.81	2.25	2.73	0.00006	0.000083
DZ012	34	2.21	4.28	2.72	4.73	0.000105	0.000240
DZ015	25	3.52	5.37	4.21	5.75	0.000175	0.000284
DZ017	34	3.55	5.53	4.12	6.01	0.000187	0.000314
DZ018	40	3.12	5.05	3.52	5.41	0.000161	0.000265
DZ019	34	4.16	6.64	5.41	7.59	0.000181	0.000293
DZ020	30	4.12	5.77	4.89	7.65	0.0002	0.000323

Tableau 3. Sommaire des données de porosité et de perméabilité dans les shales de la Formation de Macasty, données provenant de 4 sondages du consortium Hydrocarbures Anticosti. Perm. est pour perméabilité, VT est pour volume total et mD est pour milliDarcy.

### *Géochimie organique*

Les données de géochimie organique disponibles sont présentées dans le tableau 4 et discutées dans les sections suivantes. Les sondages DZ001 à DZ003 furent échantillonnées aux 50 centimètres, DZ005 à DZ020 aux 1 à 2 m d'intervalle, Chaloupe #1 (D20) aux 3 mètres, et les autres puits aux 5 mètres dans Lavoie et al. (2011) à l'exception du puits Arco (D007) qui le fut aux 12 mètres en moyenne.

Données puits / source	analyses	COT (wt %)	S1 mg HC/g roche	S2 mg HC/ g roche	Tmax (°C)	HI mg HC / g COT	OI mg CO2 / g COT	PI S1/(S1+S2)
<b>D007</b>	7							
Moyenne		2.60	1.09	0.82	456	31	21	0.58
Minimum		1.16	0.44	0.31	454	40	14	0.53
Maximum		3.72	1.65	1.48	457	24	36	0.60
<b>D020</b>	19							
Moyenne		3.69	3.81	20.84	442	562	18	0.16
Minimum		1.90	1.65	9.65	431	496	9	0.10
Maximum		5.74	6.00	32.95	450	630	37	0.27
<b>DZ001</b>	111							
Moyenne		3.99	3.20	12.89	442	319	6	0.20
Minimum		0.65	0.33	1.27	408	169	2	0.15
Maximum		7.06	6.09	24.27	447	446	31	0.30
<b>DZ002</b>	183							
Moyenne		4.02	4.48	11.71	441	288	9	0.29
Minimum		0.37	0.62	1.87	309	225	3	0.18
Maximum		7.52	7.02	24.34	447	429	65	0.41
<b>DZ003</b>	55							
Moyenne		4.00	2.21	19.43	445	482	10	0.10
Minimum		2.01	1.03	8.84	442	387	4	0.06
Maximum		6.23	3.44	33.12	447	535	33	0.14
<b>DZ005</b>	26							
Moyenne		4.03	3.82	10.85	436	267	8	0.26
Minimum		2.86	2.73	7.33	432	230	4	0.22
Maximum		6.37	5.98	17.38	440	295	15	0.31
<b>DZ006</b>	38							
Moyenne		3.63	2.69	8.68	444	237	6	0.24
Minimum		2.02	1.58	4,51	438	221	3	0.19
Maximum		6.22	4.10	16,76	448	270	12	0.28
<b>DZ008</b>	17							
Moyenne		3.83	2.96	16.64	441	435	2	0.15
Minimum		2.50	1.74	10.41	438	387	1	0.09
Maximum		5.75	3.97	22.27	444	490	4	0.18
<b>DZ009</b>	22							
Moyenne		3.94	1.97	13.69	444	346	5	0.13
Minimum		2.62	1.26	8.95	439	308	3	0.11
Maximum		5.27	3.02	19.19	446	387	7	0.18
<b>DZ010</b>	25							
Moyenne		3.98	3.04	15.83	443	394	5	0.16
Minimum		1.17	1.12	3.95	439	338	1	0.14
Maximum		5.77	4.46	24.49	446	431	20	0.22

Données puits / source	analyses	COT (wt %)	S1 mg HC/g roche	S2 mg HC/ g roche	Tmax (°C)	HI mg HC / g COT	OI mg CO2 / g COT	PI S1/(S1+S2)
<b>DZ011</b>	13							
Moyenne		2.69	1.97	8.67	442	323	8	0.19
Minimum		0.96	1.02	7.47	440	290	1	0.11
Maximum		3.71	2.40	11.60	444	333	25	0.24
<b>DZ012</b>	35							
Moyenne		4.37	2.82	11.38	445	261	5	0.20
Minimum		2.48	1.19	5.46	436	163	2	0.17
Maximum		7.38	4.16	17.58	452	320	13	0.27
<b>DZ015</b>	35							
Moyenne		4.02	3.46	10.60	442	260	4	0.25
Minimum		1.15	0.88	2.30	436	186	1	0.20
Maximum		6.18	4.57	17.04	447	287	24	0.32
<b>DZ017</b>	34							
Moyenne		4.44	2.93	12.49	444	280	4	0.19
Minimum		2.25	1.65	5.64	439	251	2	0.15
Maximum		7.05	4.25	20.28	448	309	8	0.23
<b>DZ018</b>	40							
Moyenne		4.06	2.41	10.24	445	251	4	0.19
Minimum		0.93	0.70	1.86	427	200	2	0.15
Maximum		6.07	3.42	16.18	458	288	10	0.27
<b>DZ019</b>	35							
Moyenne		3.46	2.56	6.77	442	195	5	0.27
Minimum		0.16	0.06	0.31	437	174	0	0.16
Maximum		6.18	4.38	12.76	450	212	9	0.32
<b>DZ020</b>	30							
Moyenne		3.60	2.29	6.33	442	175	8	0.27
Minimum		2.10	0.94	2.35	431	141	4	0.23
Maximum		5.87	3.85	6.55	454	220	16	0.33
<b>Lavoie et al. (2011)</b>	50							
Moyenne		3.43	1.91	11.90	439	344	12	0.12
Minimum		0.81	0.01	1.10	432	28	5	0.10
Maximum		5.70	6.37	27.48	445	485	26	0.22

Tableau 4. Sommaire des résultats de Rock Eval. COT est pour Carbone Organique Total, S1 et S2 sont respectivement les teneurs en volatiles et en matière organique avec encore un potentiel de génération d'hydrocarbures, Tmax est la température maximale de génération pour le pic S2, IH est l'indice d'hydrogène, IO est l'indice d'oxygène et IP est l'indice de production. Les données de DZ001 à DZ020 et de D020 proviennent d'Hydrocarbures Anticosti et celles de D007 sont de Junex Exploration.

### ***Carbone Organique Total***

Le potentiel et la qualité des hydrocarbures des roches-mères sont généralement évalués par leur teneur en matière organique exprimé par la valeur en Carbone Organique Total (COT) qui est fournie par l'analyse Rock Eval. Il est communément admis qu'une valeur de COT résiduelle de moins de 0.5% indique l'absence de potentiel actuel de roche-mère, bien que l'évaluation de son potentiel passé (COT initial; ICOT) doit être connue afin d'évaluer le potentiel initial comme roche-mère. Le tableau 4 présente le résumé des valeurs de COT de 10 puits rapportés dans Lavoie et al. (2011), ceux des 16 sondages d'Hydrocarbures Anticosti et les nouveaux résultats de Junex pour le puits D007. Avec l'enfouissement, la matière organique des roches-mère est progressivement transformée en hydrocarbures et la teneur en COT diminue.

La figure 3 et le tableau 5 présentent la variation du COT par rapport à la valeur de Tmax (température maximale de génération pour le pic S2) souvent considérée comme un bon indicateur du niveau de maturation thermique. Comme prévu, la valeur la plus élevée de COT (5.5 wt%, puits D001) est associée à la valeur de Tmax la plus basse de notre jeu de données (435°C), et à l'inverse, la valeur la plus basse de COT (1.9 wt%, D013) correspond à une valeur de Tmax parmi les plus élevée (443°C). Une corrélation négative semble présente entre le COT et le Tmax (Fig. 3). La nette réduction de la teneur en COT avec une faible augmentation de Tmax suggère une transformation rapide du kérogène en hydrocarbures. Cependant, on ne sait pas si les puits avaient tous un ICOT relativement similaire ou si des variations locales de teneur en matière organique doivent être considérées.

Puits	RE II ou 6	# analyses	COT (wt%)	S2 (mg HC / g roche)	Tmax (°C)	IH (mg HC/g COT)
D001	RE II	3	5.5	26	435	470
D002	RE II	2	4.6	10.6	437	232
D003	RE II	3	4.7	11.5	442	245
D005	RE 6	2	4.2	14.7	436	350
D007	RE II	2	3.9	1.1	439	28
<i>D007</i>	<i>RE6</i>	7	2.6	0.8	456	31
D012	RE 6	2	5.1	12.6	438	248
D013	RE 6	7	1.9	5.1	443	269
D014	RE 6	7	4.1	17.1	435	418
D015	RE 6	6	2.9	14.3	438	458
D016	RE 6	12	2.5	9.7	439	357
D020	RE 6	19	3.7	20.8	442	562
DZ001	RE 6	111	4.0	12.9	442	319
DZ002	RE 6	183	4.0	11.7	441	288
DZ003	RE 6	55	4.0	19.4	445	482
DZ005	RE 6	26	4.0	10.9	436	267
DZ006	RE 6	38	3.6	8.7	444	237
DZ008	RE 6	17	3.8	16.6	441	435
DZ009	RE 6	22	3.9	13.7	444	346
DZ010	RE 6	25	4.0	15.8	443	394
DZ011	RE 6	13	2.7	8.7	442	323
DZ012	RE 6	35	4.4	11.4	445	261
DZ015	RE 6	35	4.0	10.6	442	260
DZ017	RE 6	34	4.4	12.5	444	280
DZ018	RE 6	40	4.1	10.2	445	251
DZ019	RE 6	35	3.5	6.8	442	195
DZ020	RE 6	30	3.6	6.3	442	175

Tableau 5. Sommaire des valeurs moyennes en COT pour les puits répertoriés dans Lavoie et al. (2011), provenant d'Hydrocarbures Anticosti et les nouvelles données de D007 (en italique) provenant de Junex. Les valeurs moyennes correspondantes de S2, de Tmax et d'IH sont présentées. RE II et RE 6 réfèrent à 2 générations d'équipement pour l'analyse Rock-Eval.

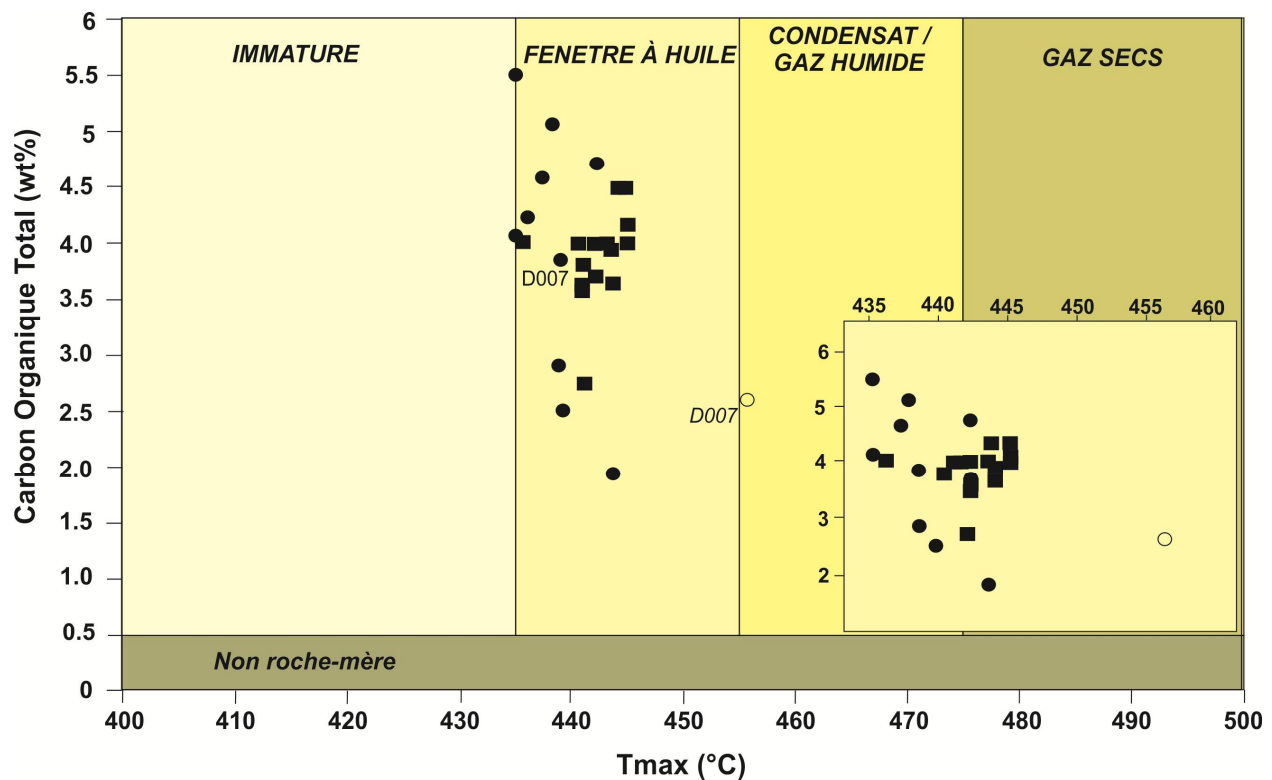


Figure 3. Diagramme des valeurs de Tmax versus celles de Carbone Organique Total. La diminution du COT avec l'augmentation du Tmax est associée à la génération croissante d'hydrocarbures avec la température. Données dans le tableau 5. Dans cette figure et celles suivantes, les données de Lavoie et al (2011) sont représentées par les ronds plein, celles d'Hydrocarbures Anticosti par les carrés pleins et celles de Junex par le rond vide. L'inséré en bas à droite, est un agrandissement de la zone avec données permettant de mieux apprécier la corrélation négative entre le COT et Tmax.

La figure 4 présente la relation entre le COT et la valeur S2. La relation est utile pour qualifier une roche-mère et son origine possible. Pour une valeur donnée de COT, le contenu du kérogène pouvant être pyrolysé est contrôlé en grande partie par l'origine, le type de matière organique et sa maturité thermique. Pour une valeur de COT donnée, les shales lacustres de Type I ayant une teneur plus élevée en S2 généreront des huiles comparativement à une roche-mère sédimentée en milieu terrestre de type III à partir de laquelle seuls des gaz seront produits. La distribution des données indique que les roches mères de tous les puits, à l'exception du puits D007, sont caractérisées par de la matière organique de Type II / III, susceptible de générer du pétrole et du gaz. Le puits D007 fait exception car même s'il renferme des valeurs significatives de COT, son potentiel génétique est faible.



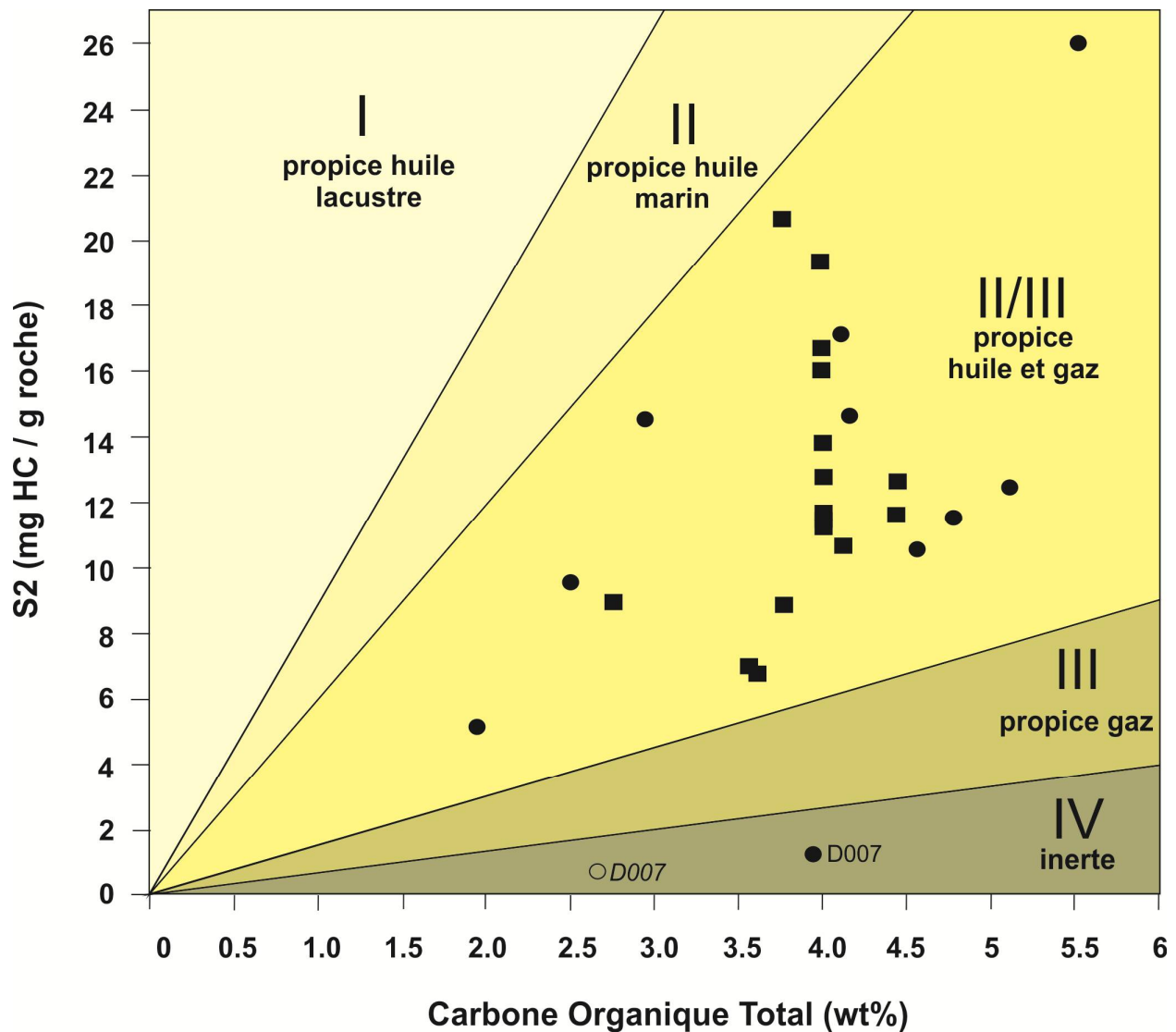


Figure 4. Diagramme des valeurs de COT versus S2. À l'exception des 2 valeurs pour le puits D007, les shales de la Formation de Macasty se trouvent dans le champ propice à l'huile et le gaz. Figure 3 pour symbolisme. Données dans le tableau 5.

Basé sur de diagramme COT vs S2, les shales de la Formation de Macasty ont à la fois un potentiel à pétrole et à gaz. Ce potentiel peut être mieux qualifié en présentant les données sur des échelles logarithmiques. La figure 5 présente les mêmes données de TOC vs S2 visant à évaluer le potentiel résiduel de roche-mère. La plupart des puits et sondages stratigraphiques se trouvent dans les champs correspondant à un potentiel actuel variant « d'excellent à bon ». Les données de Lavoie et al. (2011) et de Junex pour le forage D007 suggèrent une absence de potentiel actuel de roche-mère pour ce puits.

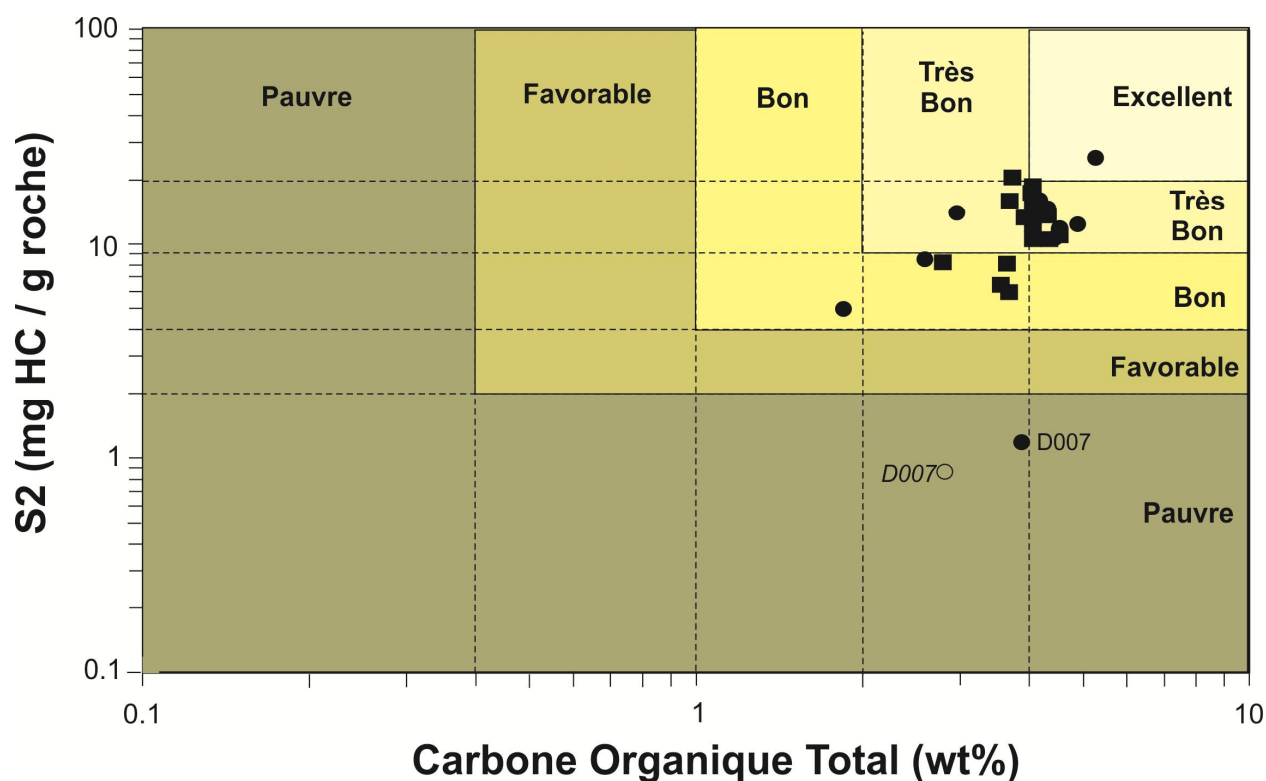


Figure 5. Diagramme à échelle logarithmique de COT versus S2 montrant le potentiel actuel de roche-mère des shales de la Formation de Macasty. Figure 3 pour symbolisme. Données dans le tableau 5.

La figure 6 montre les valeurs de l'indice d'hydrogène (IH) par rapport au Tmax et les valeurs de l'IH par rapport au COT. Le côté gauche du graphique indique que la matière organique de la Formation Macasty dans l'ensemble des puits analysés est de Type II, d'origine marine et que cette formation se trouve dans la fenêtre à l'huile, à l'exception du puits D007. Comme avec les autres indicateurs, les puits plus au nord et nord-est de l'île ont les IH les plus élevés et des Tmax relativement bas; inversement, les puits au sud et sud-ouest de la faille de Jupiter ont des valeurs inférieures en IH. Cependant, les données suggèrent que l'IH varie fortement dans une fourchette relativement étroite du Tmax. La distribution des données d'IH par rapport à celles de COT (côté droit du graphique) suggère fortement une qualité et un potentiel génétique élevés de la Formation de Macasty.

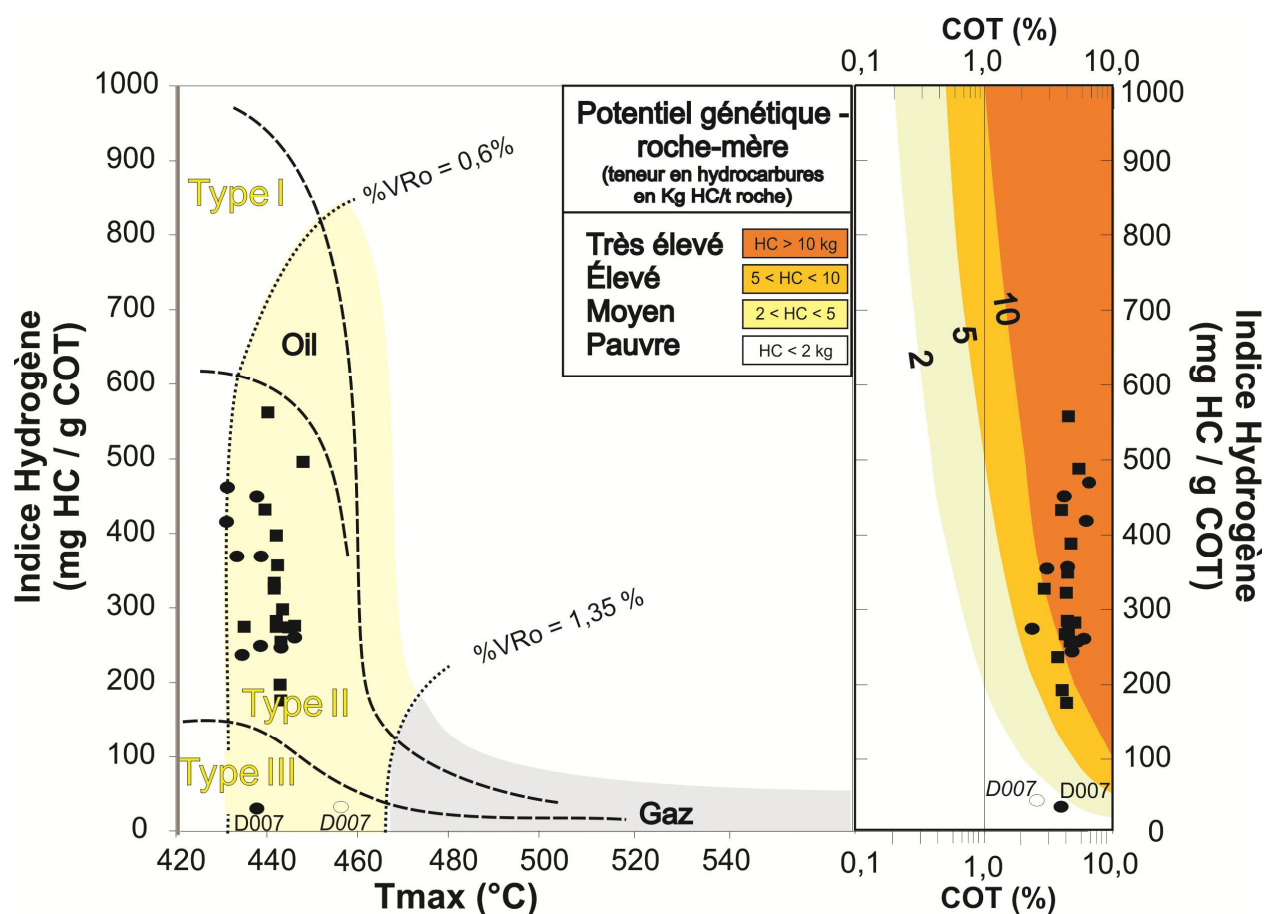


Figure 6. Diagrammes de l'IH versus Tmax et HI versus TOC pour illustrer le type de matière organique, son degré de maturation thermique et son potentiel génétique. Modifié d'Espitalié et al. (1977). Figure 3 pour symbolisme. Données provenant du tableau 5.

### Type de matière organique

La connaissance de la nature de la matière organique est un élément essentiel pour évaluer la nature de la ressource possiblement présente si la maturation thermique a été assez élevée pour générer des hydrocarbures. Différents types de matière organique vont générer divers hydrocarbures à une température d'enfouissement donnée. Bertrand (1987, 1991) a documenté pétrographiquement la présence d'un kérogène dominé par des zooclastes (graptolites, chitinozoaires, scolécodontes) avec liptinite et bitume. Un tel assemblage est communément typique d'une matière organique marine de Type II. Les données de Rock Eval permettent également de caractériser le type de matière organique, l'indicateur le plus connu correspondant au diagramme 'pseudo van Krevelen' qui montre l'indice d'hydrogène (IH) en fonction de l'indice d'oxygène (IO). La figure 7 présente ce diagramme avec les données du domaine public (Lavoie et al., 2011) auxquelles nous avons ajouté les valeurs moyennes de IH et IO provenant des analyses de 2012 de Pétrolia, des 12 sondages d'Hydrocarbures Anticosti et les nouvelles données pour le puit D007 provenant de Junex. Les données se situent dans le champ correspondant à celui de la matière

organique marine de type II. D'autres représentations graphiques qui visent à déterminer le type de matière organique (S2 par rapport à COT; IH par rapport Tmax) supportent tous l'assignation de la matière organique de la Formation Macasty au type I-II (marin).

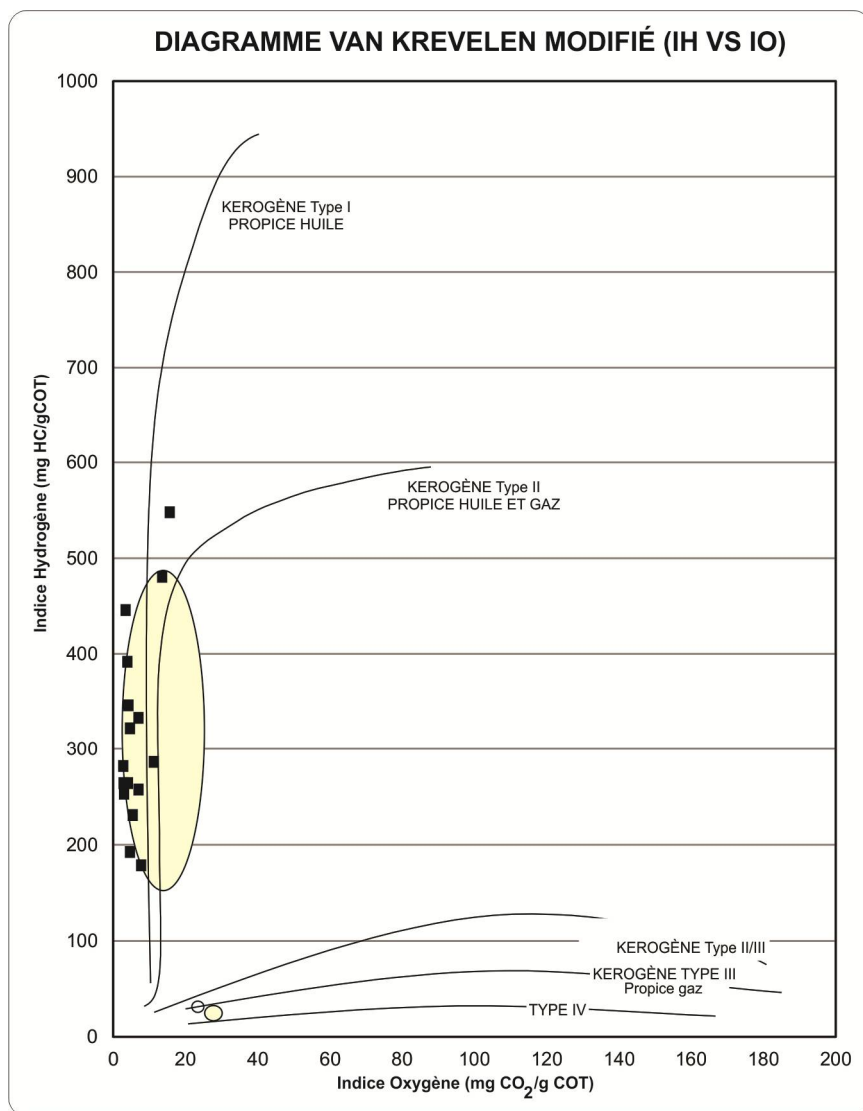


Figure 7. Diagramme pseudo Van Krevelen pour la Formation de Macasty basé sur les données de 10 puits (domaines en jaune; Lavoie et al., 2011). L'indice d'hydrogène et l'indice d'oxygène sont indicateurs d'une matière organique marine de Type II. Les données moyennes des sondages DZ001 à DZ020, de D020 et D007 sont ajoutées au graphique. Modifié de Lavoie et al. (2011) et données supplémentaires dans le tableau 4. Figure 3 pour symbolisme.

### **Maturation thermique**

Divers indicateurs de maturation thermique (Tmax, la réflectance de la matière organique et l'indice de production) indiquent que la Formation de Macasty est une succession mature avec une augmentation de la maturation vers le sud-ouest.

*Historique* - Les premières évaluations de la maturation thermique pour la succession de l'île d'Anticosti sont celles de l'INRS-Pétrole (1974, 1976) qui a effectué, sur les puits D003 et D007, diverses analyses des indicateurs thermiques qui étaient disponibles à cette époque (pétrographie et réflectance de la matière organique, assemblages d'argile et cristallinité de l'illite). Des données de réflectance de la matière organique, de la minéralogie des argiles et de Rock Eval II pour les affleurements de surface et les puits D001, 002, 003, 007 et 010 sont détaillées dans Bertrand (1987) et résumées dans Bertrand (1991). Les conclusions de ces études suggèrent une augmentation de la maturation du nord-est vers le sud-ouest pour la Formation de Macasty allant du début de la fenêtre à l'huile (D001, D010) jusqu'à celle des gaz secs (D007). Durant la période comprise entre 2000 et 2010, les opérateurs (Shell, Corridor Resources, Encal, Hydro-Québec Pétrole et Gaz, Pétrolia, Junex) se concentrèrent sur les aspects de diagenèse des réservoirs conventionnels (Lavoie et al., 2005; Lavoie et Chi, 2010) plus que sur la maturation de la roche-mère. Toutefois certaines données Rock Eval 6 ont été acquises par Shell Canada et ses partenaires (puits D012, 013, 014, 015 et 016; Lavoie et al., 2011). Des données de traces de fission de l'apatite furent acquises afin de mieux cerner l'histoire d'enfouissement et d'exhumation (Lynch et Grist, 2002). Après 2010, la nouvelle phase d'exploration s'est concentrée sur le potentiel de réservoir non conventionnel de la Formation de Macasty et de nouvelles données ont été acquises afin de mieux comprendre l'histoire thermique de la formation, la nature de la ressource (pétrole, condensat, gaz sec) étant directement liée au régime thermique.

*T<sub>max</sub>* – Les valeurs T<sub>max</sub> et autres données de Rock Eval sont couramment utilisées par l'industrie comme un proxy de maturation thermique et pour l'évaluation du potentiel génétique d'une roche-mère pour les systèmes d'hydrocarbures conventionnels (Hunt, 1996) ainsi que pour l'évaluation de la qualité du réservoir pour les systèmes d'hydrocarbures non conventionnels (Jarvie, 2012a). Pour le Type II de matière organique, telle que celle de la Formation de Macasty, les données de T<sub>max</sub> fixent le début de la production d'huile à 435°C et les conditions de la fenêtre de condensat et de gaz sont atteints à 455°C (Tissot et al., 1987).

La valeur moyenne des données de T<sub>max</sub> des 10 puits dans le domaine public (Lavoie et al., 2011), des 3 sondages et du puits de Chaloupe (D20) de Pétrolia (2012) et des 12 sondages d'Hydrocarbures Anticosti (2014-2015) est représentée sur la figure 8. La valeur moyenne de T<sub>max</sub> obtenue à partir des données de la compagnie Junex pour le puits D007 (Marcil et al., 2014) est présentée en italique sur la même figure. La distribution des valeurs T<sub>max</sub> sur la carte indique une augmentation de T<sub>max</sub> allant de valeurs inférieures à 440°C dans les secteurs nord et est de l'île (D001, D014) pour atteindre des valeurs plus élevées vers le sud et l'ouest de l'île (440°C < T<sub>max</sub> < 445°C). Certains puits échappent à cette tendance générale et montrent des valeurs de T<sub>max</sub> plus élevées (sondage DZ003) ou inférieures (D002) comparativement aux puits adjacents. De plus, un écart significatif est noté pour le

puits D007, entre la valeur de Tmax citée dans Lavoie et al. (2011) (439°C, fenêtre d'huile précoce) et celle de Junex (456°C, condensat).

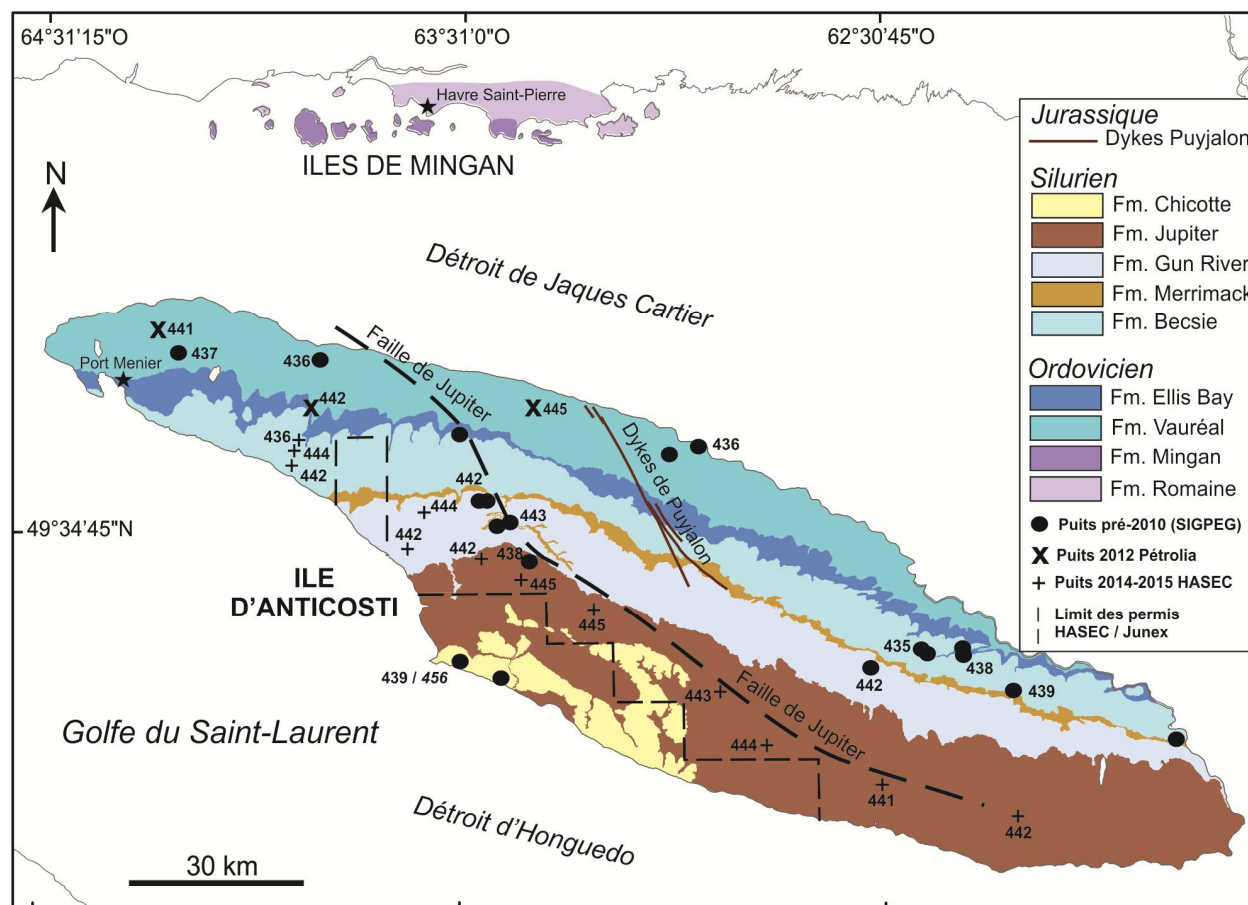


Figure 8. Distribution des moyennes de Tmax (°C) pour la Formation de Macasty. Données d'Hydrocarbures Anticosti (DZ001 à DZ020 et D020) et de Lavoie et al. (2011) pour les autres puits. La moyenne calculée à partir des données de Junex pour le puits D007 est en italique.

*Réflectance de la matière organique* – Les composants de la matière organique des roches sédimentaires du Paléozoïque inférieur correspondent principalement à de la matière organique dispersée d'origine aquatique (Hunt, 1996) et diffèrent de ceux des sédiments plus jeunes en raison de l'absence de plantes et de matière organique terrestre (vitrinite). En l'absence de vitrinite, les mesures de réflectance sont effectuées sur des zooclastes (graptolites, chitinozoaires et scolécodontes; Goodarzi et Norford, 1985; Goodarzi, 1985; Bertrand et Héroux, 1987) et des bitumes solides (Jacob, 1985; Suárez-Ruiz et al., 2012). La corrélation avec le standard Ro vitrinite (% VRo<sub>equi</sub>) est basée sur diverses relations empiriques construites pour du kérogène non standard (Hartkopf-Fröder et al., 2015). Il est généralement admis, pour la matière organique de Type II, que le début de la production d'huile est à 0.6% VRo<sub>equi</sub>, les condensats sont produits entre 0.8 et 1.4% VRo<sub>equi</sub> et le gaz sec domine pour des valeurs de % VRo<sub>equi</sub> > 1.4 (Tissot et al., 1987).

Les valeurs de réflectance de la matière organique exprimées en %  $VRO_{equi}$  sont présentées sur la figure 9. Les données correspondent à celles fournies par Hydrocarbures Anticosti et par Junex (Marcil et al., 2014) pour le puits D007 (en italique sur la figure). Une tendance similaire à celle du  $T_{max}$  est observée, avec les plus faibles valeurs de %  $VRO_{equi}$  (0.76 à 0.86%; fenêtre à l'huile et début de la zone riche en condensats) dans la partie nord et est de l'île avec une augmentation significative vers l'ouest, dans le toit de la Faille de Jupiter, où les valeurs de %  $VRO_{equi}$  sont comprises entre 0.9 à 1.85% (zone pauvre en condensats et zone des gaz sec). Une différence significative des valeurs de %  $VRO_{equi}$  pour le puits D007 est notée entre celle d'Hydrocarbures Anticosti. (1.85%; gaz sec) et celle de Junex (0.9%; zone riche en condensats).

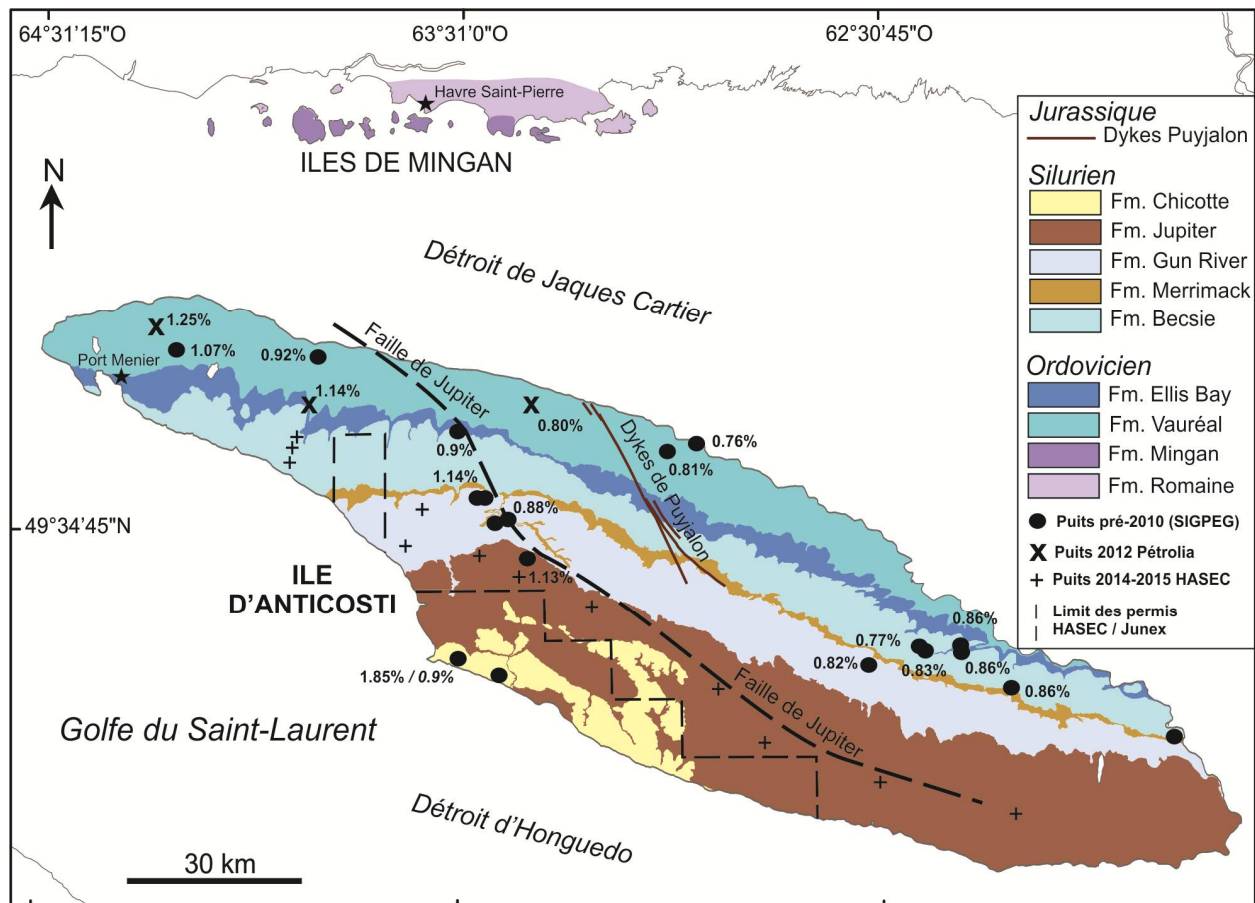


Figure 9. Distribution des données de %  $VRO_{equi}$  pour la Formation de Macasty. Données d'Hydrocarbures Anticosti et de Junex (italique, puits D007).

*Indice de production (IP) ou ratio de transformation* – L'indice de production (IP) est un autre indicateur de la maturation thermique provenant des données de Rock Eval. L'IP est le résultat de la valeur S1 divisée par S1 + S2. Il met donc en relation le volume des matières volatiles libres (S1) dans la roche par rapport au total des hydrocarbures produits (S1) ou à être produits (S2). Une roche immature



aura un IP de 0, les hydrocarbures commenceront à être produits à un IP de 0.1 et une roche supramature aura un IP de 1. L'IP d'un échantillon est communément représenté graphiquement avec les valeurs de %VR<sub>o<sub>equi</sub></sub> et/ou de Tmax, permettant ainsi d'identifier des événements anomaux tels que des charges d'hydrocarbures (S1 trop élevé selon les données de Tmax ou %VR<sub>o<sub>equi</sub></sub>).

Le tableau 6 présente les valeurs d'IP pour les puits répertoriés dans Lavoie et al. (2011), les 3 sondages et le puits Chaloupe (D20) de Pétrolia 2012, les 12 sondages provenant d'Hydrocarbures Anticosti et les nouvelles données de Junex pour le puits D007. Dans ce tableau, les données d'IP (avec le nombre d'analyses et le type de Rock Eval (ancien modèle RE II ou sa récente version RE 6) sont présentées avec les valeurs correspondantes de Tmax et de %VR<sub>o<sub>equi</sub></sub>. À noter qu'il n'y a pas de données de %VR<sub>o<sub>equi</sub></sub> pour les sondages 2014-2015 d'Hydrocarbures Anticosti. Une tendance similaire à celles observées à partir de Tmax et de %VR<sub>o<sub>equi</sub></sub> est notée sur la carte présentant les moyennes d'IP (Fig. 10). Les puits situés au nord et à l'est de la faille de Jupiter ont des valeurs d'IP faibles ( $0.1 < PI < 0.16$ ), légèrement au-dessus de 0.1, donc du début de la production d'huile. Ces valeurs d'IP augmentent légèrement vers la faille (puits D020). Au sud-ouest de la faille de Jupiter, des valeurs d'IP augmentent de 0.14 (puits D005) à 0.58 (puits D007), ce qui suggère une augmentation de la génération d'huile à partir du kérogène au sud de la faille suite à un accroissement de l'enfouissement maximal enregistré par la Formation de Macasty au cours de son histoire géologique. Les données sont mises en graphique en fonction des valeurs associées de Tmax (Fig. 11) et de %VR<sub>o<sub>equi</sub></sub> (Fig. 12) pour évaluer le degré de transformation du kérogène en hydrocarbures.



Puits	RE II ou 6	# analyses	IP S1/(S1+S2)	Tmax (°C)	%VRo <sub>equi</sub>
D001	RE II	3	0.12	435	0.76
D002	RE II	2	0.37	437	1.07
D003	RE II	3	0.14	442	1.14
D005	RE 6	2	0.14	436	0.92
D007	RE II	2	0.58	439	1.85
<i>D007</i>	<i>RE6</i>	<i>7</i>	<i>0.58</i>	<i>456</i>	<i>0.9</i>
D012	RE 6	2	0.22	438	1.13
D013	RE 6	7	0.13	443	0.88
D014	RE 6	7	0.10	435	0.77
D015	RE 6	6	0.10	438	0.86
D016	RE 6	12	0.13	439	0.86
D020	RE 6	19	0.16	442	0.82
DZ001	RE 6	111	0.20	442	1.14
DZ002	RE 6	183	0.29	441	1.25
DZ003	RE 6	55	0.10	445	0.8
DZ005	RE 6	26	0.26	436	N/D
DZ006	RE 6	38	0.24	444	N/D
DZ008	RE 6	17	0.15	441	N/D
DZ009	RE 6	22	0.13	444	N/D
DZ010	RE 6	25	0.16	443	N/D
DZ011	RE 6	13	0.19	442	N/D
DZ012	RE 6	35	0.20	445	N/D
DZ015	RE 6	35	0.25	442	N/D
DZ017	RE 6	34	0.19	444	N/D
DZ018	RE 6	40	0.19	445	N/D
DZ019	RE 6	35	0.27	442	N/D
DZ020	RE 6	30	0.27	442	N/D

Tableau 6. Sommaire des valeurs d'IP pour les puits documentés dans Lavoie et al. (2011), ceux d'Hydrocarbures Anticosti et de D007 de Junex (en italique). Les données associées de Tmax et de %VRo<sub>equi</sub> sont présentées. IP est indice de production. N/D est pour non-disponible. RE II et RE 6 réfèrent à 2 générations d'équipement pour l'analyse Rock-Eval.

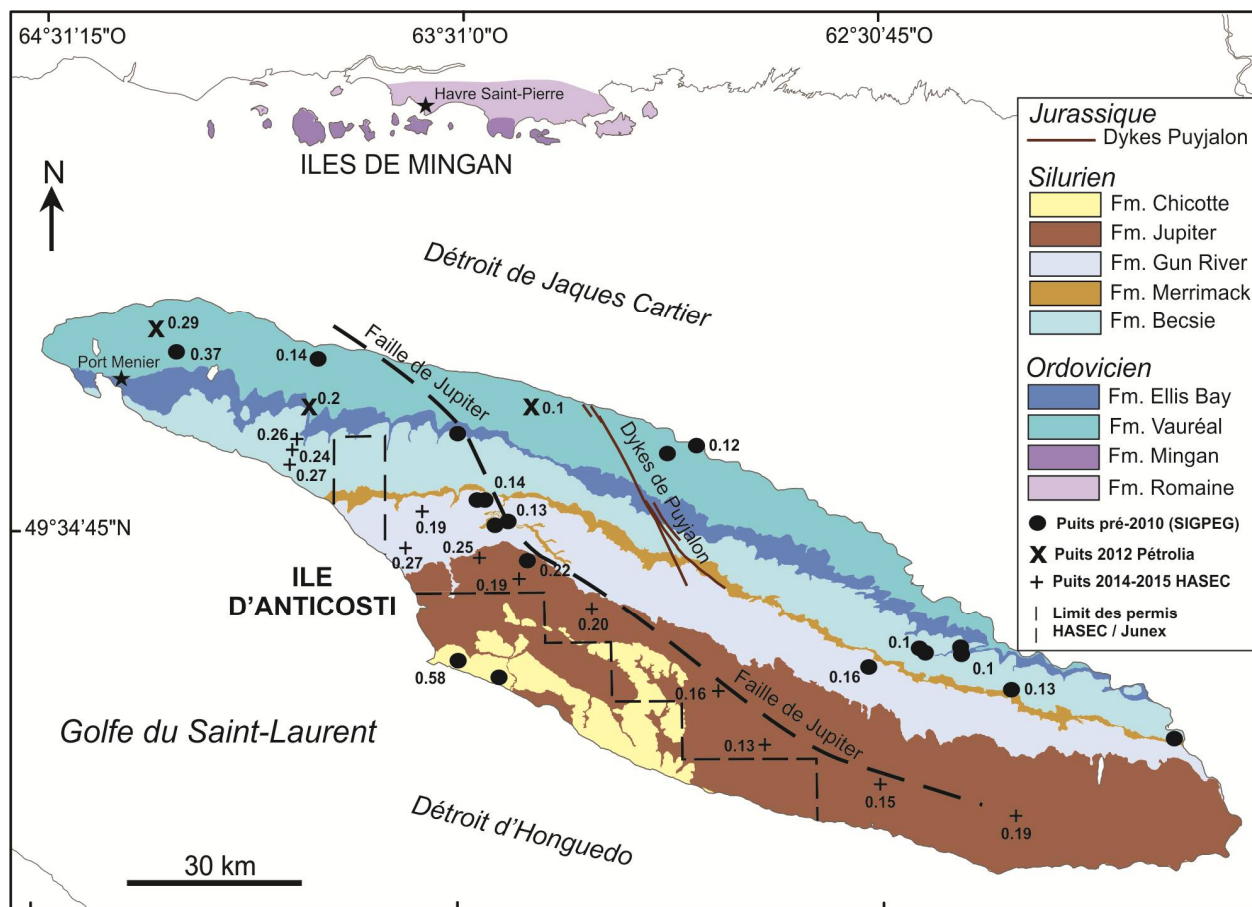


Figure 10. Distribution des valeurs d'IP pour la Formation de Macasty. Données dans le tableau 6.

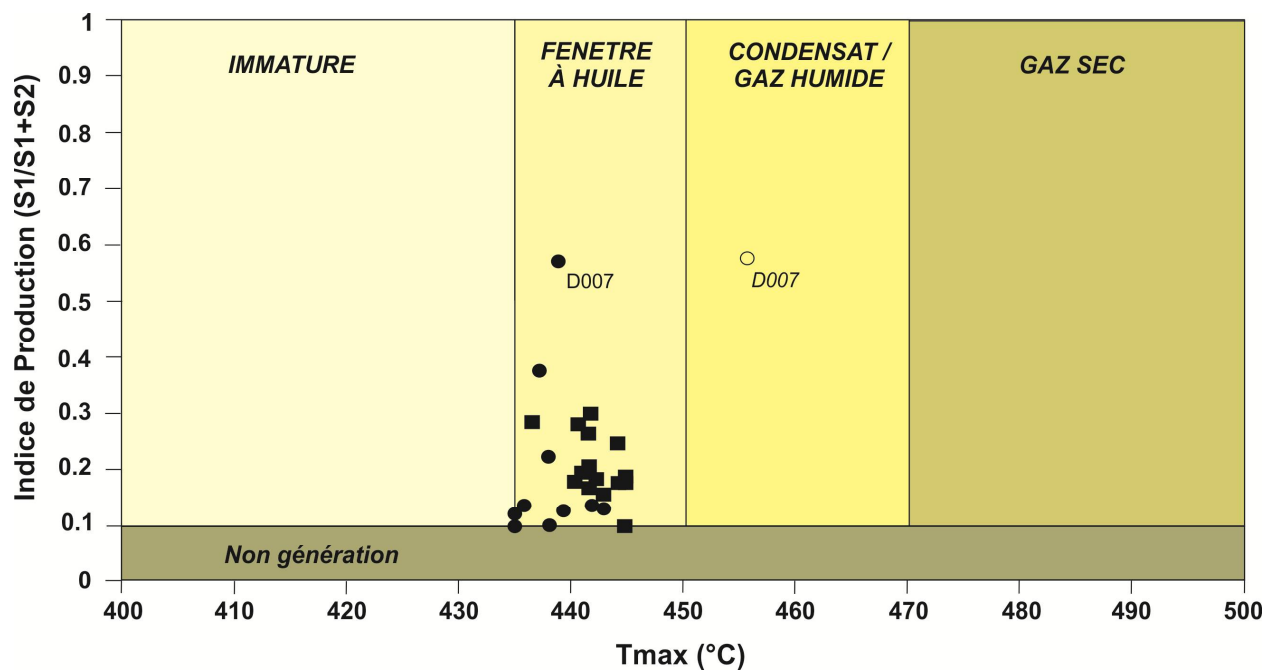


Figure 11. Diagramme IP versus Tmax. Figure 3 pour symbolisme. Données dans le tableau 6.

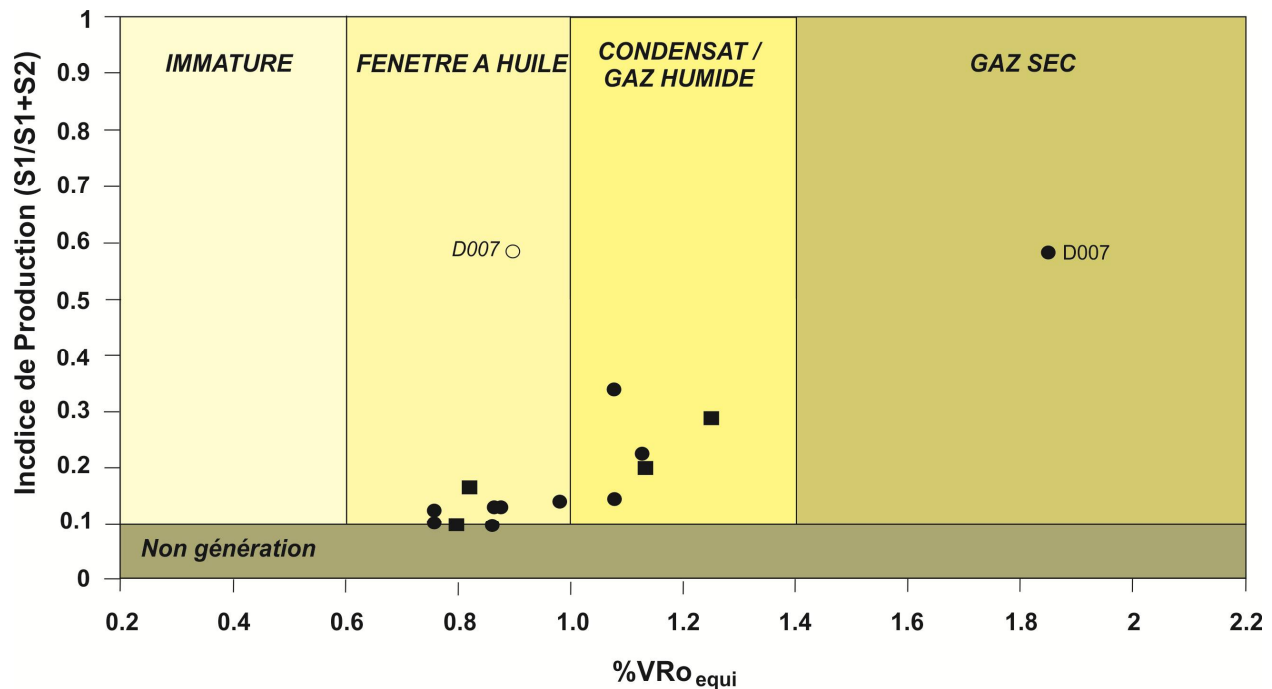


Figure 12. Diagramme IP versus %VRo<sub>equi</sub>. Figure 3 pour symbolisme. Données dans le tableau 6.

Il est à noter qu'il y a une cohérence générale entre l'IP et le Tmax ainsi qu'entre l'IP et le %VRo<sub>equi</sub>, les puits avec un IP supérieur ayant également des données plus élevées en Tmax et %VRo<sub>equi</sub>. Cependant, les données moyennes de %VRo<sub>equi</sub> suggèrent une maturation plus avancée pour chaque puits par rapport aux valeurs de Tmax. Sur la figure 11, la seule valeur de moyenne IP vs Tmax suggérant la zone à condensats est celle fournie par Junex pour le puits D007; alors que sur la base d'IP vs %VRo<sub>equi</sub>, tous les puits au sud-ouest de la faille de Jupiter sont dans la fenêtre à condensat / gaz humide (Fig. 12).

*Discussion sur les indicateurs thermiques* – L'ensemble des indicateurs thermiques indique que la zone au nord et à l'est de la faille de Jupiter est moins mature comparativement à la zone au sud-ouest de cette faille (Figs. 7 à 9). Les données disponibles de Tmax suggèrent que la zone près de l'extrémité nord-ouest de l'île est la plus mature, tandis que sur la base des %VRo<sub>equi</sub>, c'est le secteur du puits D007 qui est le plus mature.

Les données disponibles pour le puits D007 nécessitent de plus amples discussions. Les valeurs moyennes de Tmax rapportées dans Lavoie et al. (2011; 439°C) sont de 17°C inférieures à celles rapportées par Junex (456°C). Toutefois, les valeurs de l'IP de Lavoie et al. (2011) et Junex sont identiques (0.58) suggérant une transformation significative de kérogène en hydrocarbures. En outre, des valeurs proches d'IH (ca 28 vs 31 mg HC / g COT) sont rapportées pour les échantillons analysés pour le puits D007. Considérant les valeurs d'IH élevées (par exemple 300 à 500 mg HC/ g COT; Figure 7) affichées par tous les échantillons marginalement matures des shales de la Formation de Macasty, ceux

présents dans le puits D007 semblent être à un stade avancé de la transformation du kérogène, et leurs valeurs Tmax sont les plus susceptibles d'être aux environs de 450-460°C, proche de la limite entre la fenêtre à l'huile et celle à condensats.

Une source d'erreur potentielle avec les Tmax rapportées dans Lavoie et al. (2011) peut être liée à l'assignation stratigraphique exacte des échantillons soumis à l'analyse Rock-Eval. Les profondeurs rapportées (2392 m et entre 2398 et 2487 m; pour Lavoie et al. (2011) et Junex, respectivement) sont corrélatives à la Formation de Macasty. Il est possible, mais spéculatif, que les retailles analysées pourraient avoir été contaminées par des effondrements des murs de trous de forage. Toutefois, cette hypothèse semble peu probable car les valeurs d'IH pour les unités surmontant la Formation de Macasty dans le puits de D007 sont toutes au-dessus de 100 mg HC / g COT (Bertrand, 1987).

Une deuxième source d'erreur potentielle, concerne les pyrogrammes de Rock Eval qui sont généralement évalués afin de vérifier le degré de précision du Tmax (température maximale du pic S2), les échantillons à faible IH ayant généralement une courbe de S2 relativement plate compliquant la détermination exacte du pic S2. Malheureusement, les pyrogrammes pour les échantillons de la Formation Macasty du puits D007 ne sont pas disponibles.

Une troisième source d'erreur potentielle pourrait être liée au régime de pression. Chi et al. (2010) ont suggéré, sur la base de modélisation numérique, que des régimes de surpression importante ont été développés dans les formations de Vauréal et de Macasty suite à l'accumulation rapide de sédiments, la compaction et la production d'hydrocarbures au moment de l'enfouissement maximal. Le maximum de surpression s'est développé dans la région au sud de la faille de Jupiter. De nombreuses études ont proposé que la surpression pouvait retarder la maturation de la matière organique et se traduire par des estimations thermiques inférieures et erratiques à la fois pour les données de % VRO<sub>equi</sub>, (Carr, 1999; Zou Peng, 2001; Chatellier et al., 2013) et de Tmax (Chatellier et al., 2013). Dans le rapport de forage du puits D007, il est noté que le poids de la boue de forage avait dû être augmenté de manière significative dans la partie inférieure de la Formation de Vauréal, ce qui suggère une augmentation des pressions. Cependant, les effets de la surpression sur les valeurs de % VRO<sub>equi</sub>, telles que rapportées dans Bertrand (1991) et à partir des données d'Hydrocarbures Anticosti (2,07 et 1,85%, respectivement) vont à l'encontre de cette hypothèse.

Enfin, il est également possible, mais encore spéculatif, que les valeurs très basses d'IH au niveau du puits D007 pourraient être liées au fait que la Formation de Macasty enregistre une transition faciologique en se dirigeant vers le sud-ouest, en se rapprochant de l'avant-pays taconien.

En résumé, la ou les causes de divergence entre les divers jeux de données pour le puits D007 demeurent mal connues. Toutefois, les nouvelles valeurs Tmax de Junex (456°C, tableau 4) sont plus en ligne avec la tendance régionale d'un accroissement des valeurs vers le sud-ouest.

## ÉVALUATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES

### *Méthodologie*

La méthode utilisée dans cette évaluation des ressources pétrolières est une approche volumétrique avec un modèle à double porosité qui quantifie le stockage des réservoirs de pétrole et de gaz. Le modèle à double porosité est conçu pour évaluer le potentiel des ressources dans une succession de shale, dans laquelle des porosités de matrice et de matière organique constituent le réservoir de stockage pour des accumulations de pétrole et de gaz. Le modèle à double porosité suppose qu'il y a deux systèmes majeurs de porosité dans un réservoir de shale (Fig. 13a et b) qui sont contrôlés par des processus géologiques différents. La porosité de la matrice diminue avec la profondeur d'enfouissement du fait de la compaction mécanique et de la diagenèse (Fig. 14). Des études suggèrent que la composition minérale, la taille des grains, la texture de la roche sédimentaire, la compaction et l'évolution diagenétique sont les principaux facteurs influençant la porosité matricielle (Dutton et Loucks, 2010; Ramm, 1991). La porosité matricielle montre un changement significatif à une profondeur d'environ 2500 mètres, au-dessus de laquelle le taux de diminution de la porosité est rapide et le contrôle primaire étant la compaction mécanique. En-dessous de 2500 mètres, le taux de réduction devient plus lent et la compaction chimique (diagenèse) joue un rôle plus important.

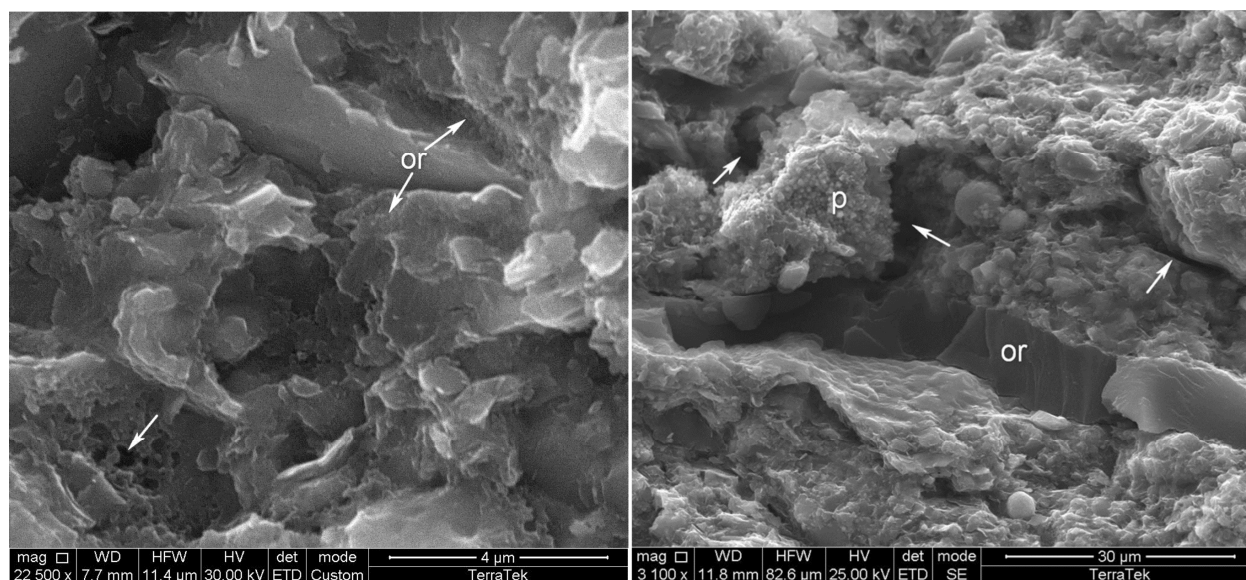


Figure 13. Images sous le microscope électronique à balayage (MEB) d'échantillons de carottes de la Formation de Macasty dans le sondage DZ001 montrant deux types de systèmes de pores développés dans le réservoir de shale. A: image MEB des pores de taille nanométrique (flèche) associés à la matière organique (or). Ces pores contribuent à la porosité efficace et la perméabilité par décroissance de pression de 5,34% de VT et 205 nD, respectivement. Échelle = 4 microns. Profondeur: 1147,0 m. B: image au MEB montrant des pores interparticulaires (flèches) présents entre les cristaux / grains et la matrice environnante. La matière organique (or) sous forme de particules, est alignée avec des laminations d'argile et est adjacente à de la pyrite diagenétique (p). Échelle = 30 microns. Profondeur: 1137,0 m.

En revanche, la porosité organique augmente avec la maturité thermique dans les fenêtres de production d'hydrocarbures. L'abondance et la taille des pores organiques sont fonction de la maturité thermique, de la richesse et du type de matière organique. La porosité organique provient de la conversion de la matière organique (kérogène) en pétrole et gaz. Aucune porosité organique importante n'est formée avant la fenêtre de génération d'huile et la porosité organique maximale est enregistrée près de la fin de la fenêtre de génération d'huile. Ce schéma d'évolution est soutenu par les calculs théoriques de l'équilibre de masse et par des preuves visuelles au microscope électronique à balayage (MEB) à divers niveaux thermiques (par exemple, Chen et Jiang, 2016). La figure 13a prise au MEB, illustre des exemples de pores au sein de la matière organique provenant d'un échantillon de carotte de la Formation de Macasty. La porosité organique peut diminuer à partir de la fin de la fenêtre de génération de l'huile à la suite de précipitation de pyrobitume dans la porosité suivant le craquage thermique du pétrole (Pepper et Dodd, 1995).

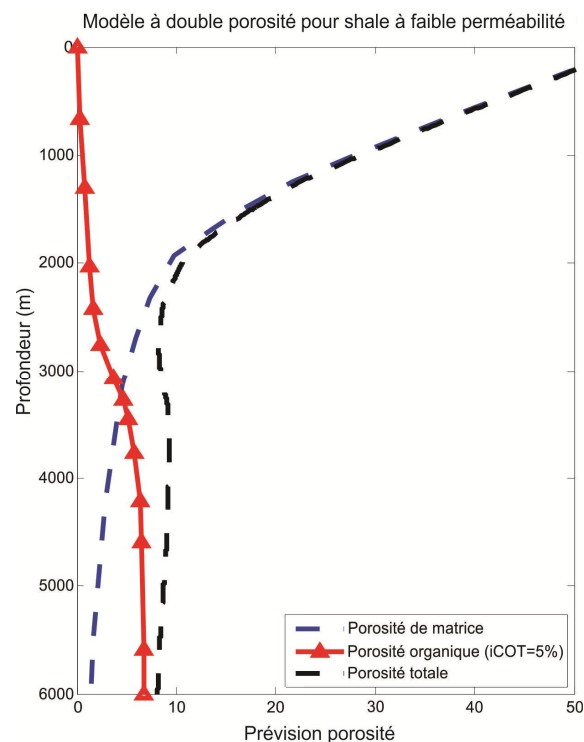


Figure 14. Schéma montrant l'évolution en profondeur des deux types de porosité dans une succession de shale (micro-porosité dans la matrice lithique et nano-porosité dans la matière organique). La porosité de la matrice diminue avec la profondeur; tandis que la porosité organique augmente avec la profondeur. Ces deux systèmes poreux sont le résultat de différents processus géologiques et ont des propriétés physiques et chimiques distinctes en termes de stockage de pétrole et de gaz. ICOT dans le diagramme indique COT initial.

Les hydrocarbures retenus dans les roches mères sont stockés à la fois dans les pores de la matrice et dans les pores organiques. La distinction de ces deux systèmes de porosité est critique en raison des caractéristiques uniques de chaque type de pores. Les pores de la matrice sont susceptibles de contenir de l'eau sous forme de petits lisérés à la surface des pores. La taille des pores est à l'échelle du micromètre et il n'y a pas de gaz adsorbé de façon significative. En revanche, les pores organiques sont susceptibles d'être remplis d'huile et il n'y a pas d'eau dans ces pores. La taille des pores est à l'échelle nanométrique, tout près de la taille moléculaire des hydrocarbures (<1 nm pour le méthane jusqu'à 40 nm pour les asphaltènes; Momper, 1978) et les pores contiennent généralement une grande quantité de gaz adsorbés. La figure 15 présente un modèle schématique du système de double porosité, présentant les caractéristiques essentielles et les différences entre les deux systèmes de porosité.

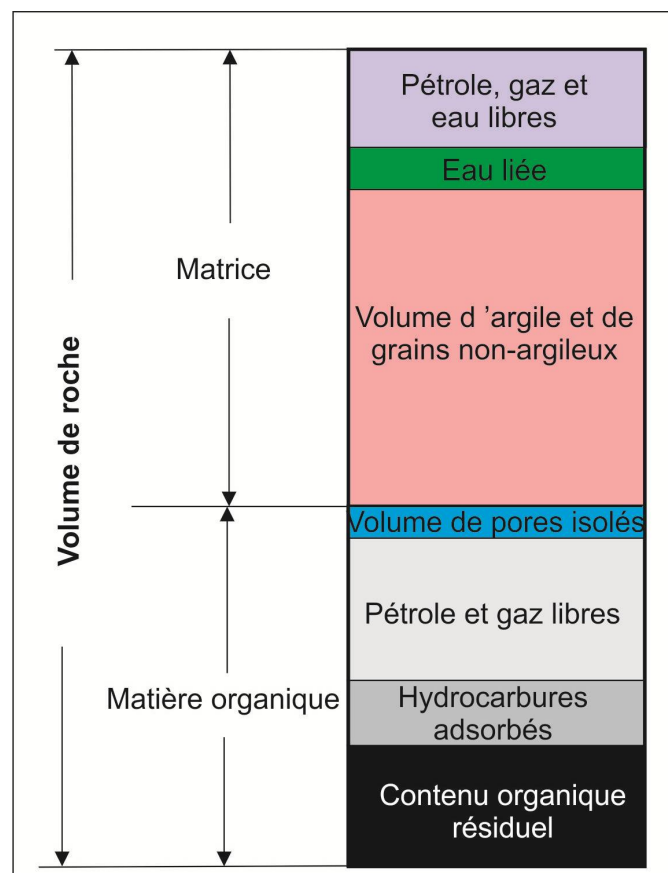


Figure 15. Modèle schématique pour l'estimation des ressources dans un réservoir de shale où les deux porosités (matricielle et organique) contribuent à la préservation des accumulations de pétrole et de gaz (modifié d'Ambrose et al. 2012). Le pourcentage des différents composants formant l'essentiel du volume de roche est schématique et ne représente pas un cas spécifique.

Les volumes d'hydrocarbures présents dans les deux systèmes de porosité sont estimés séparément à partir des données de la géochimie et des diagraphies de puits. Des tests de laboratoire

supplémentaires sont nécessaires pour déterminer la capacité d’emmagasiner des hydrocarbures adsorbés. La figure 16 est un tableau de travail montrant les processus et les composants nécessaires pour l'estimation des volumes de pores à hydrocarbures dans le cadre du modèle à double porosité. Les formules mathématiques de calcul volumétrique des différents composants à hydrocarbures et des exemples d'application ont été présentées dans Chen et al. (2014) et ne sont pas décrites dans le présent document. Dans cette étude, nous traitons des variables volumétriques, comme la porosité saturée en hydrocarbures, l’épaisseur nette de la zone réservoir et le volume de pores pour les hydrocarbures comme des paramètres variant dans l’espace. La variation spatiale de ces paramètres et leur incertitude ont été estimées par une approche de contours interpolés (krigeage), la méthode statistique pour l'interpolation des données offrant la meilleure prédiction linéaire et impartiale des valeurs intermédiaires (Journel, 2013).

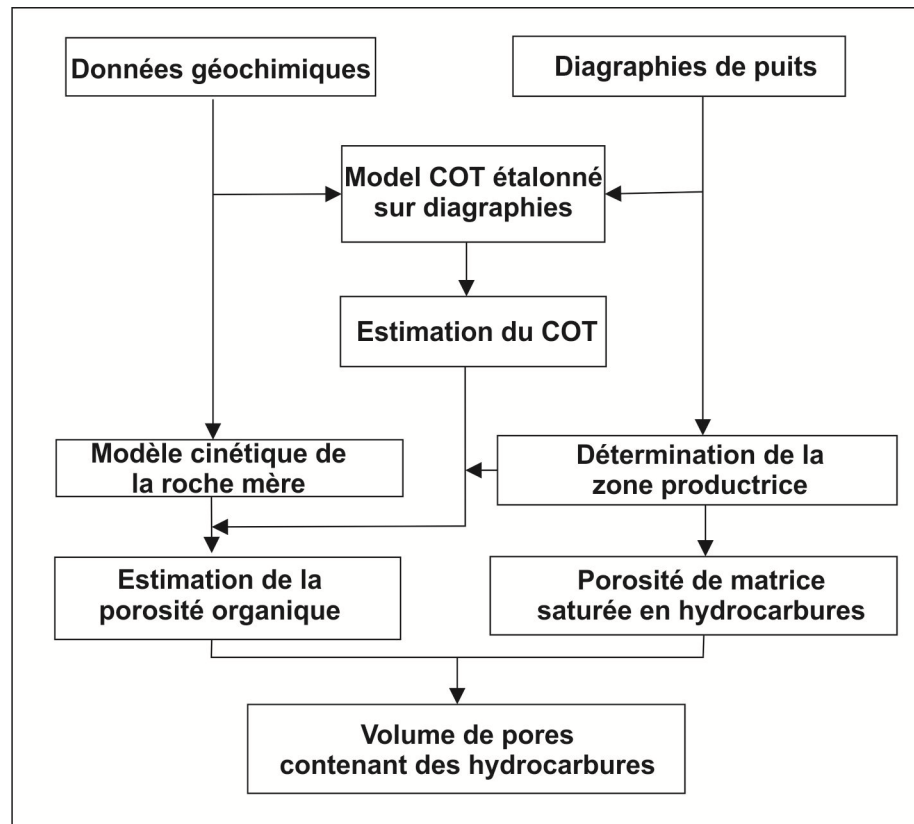


Figure 16. Un diagramme montrant le processus et les composants nécessaires pour l’estimation de volumes de pores pour les hydrocarbures à l'aide des données géochimiques et de diagraphie en forage dans le cadre du modèle à double porosité.

Le pourcentage total de la porosité saturée en hydrocarbures multiplié par le volume total net de la roche (Fig. 2), va produire le volume total de pores contenant des hydrocarbures. Le volume total net de la Formation de Macasty a, quant à lui, été calculé avec les données d’épaisseur et de superficie de la



formation provenant des données présentées dans le tableau 1, la figure 2 et d'un modèle géologique 3D modifié pour l'île d'Anticosti (Bédard et al., 2015).

### ***Maturation thermique et modèles de génération d'hydrocarbures***

Deux indicateurs de maturité thermique sont disponibles pour la construction du modèle de maturation: le Tmax de la pyrolyse Rock-Eval et la réflectance de la matière organique (%VRo<sub>equi</sub>). Comme de grandes différences existent dans les données disponibles de %VRo<sub>equi</sub> (Fig. 17a et les sections précédentes), une histoire et un modèle de maturation thermique à une dimension (1D) a été construit pour le puits Arco Anticosti # 1 (D007). Le modèle de l'histoire de l'enfouissement pour le puits D007 est adapté d'une étude de modélisation de la migration des hydrocarbures du bassin d'Anticosti (Chi et al., 2003). Pour une profondeur donnée, les valeurs de %VRo<sub>equi</sub> prédites sont plus faibles pour les données d'Hydrocarbures Anticosti mais plus élevées que pour les données de Junex (Fig. 17a). Pour le puits D007, le %VRo<sub>equi</sub> prévu à la base de la Formation de Macasty (2487 m) est d'environ 1.6%, ce qui suggère une maturité thermique proche de la fin de la fenêtre de la génération d'hydrocarbures.

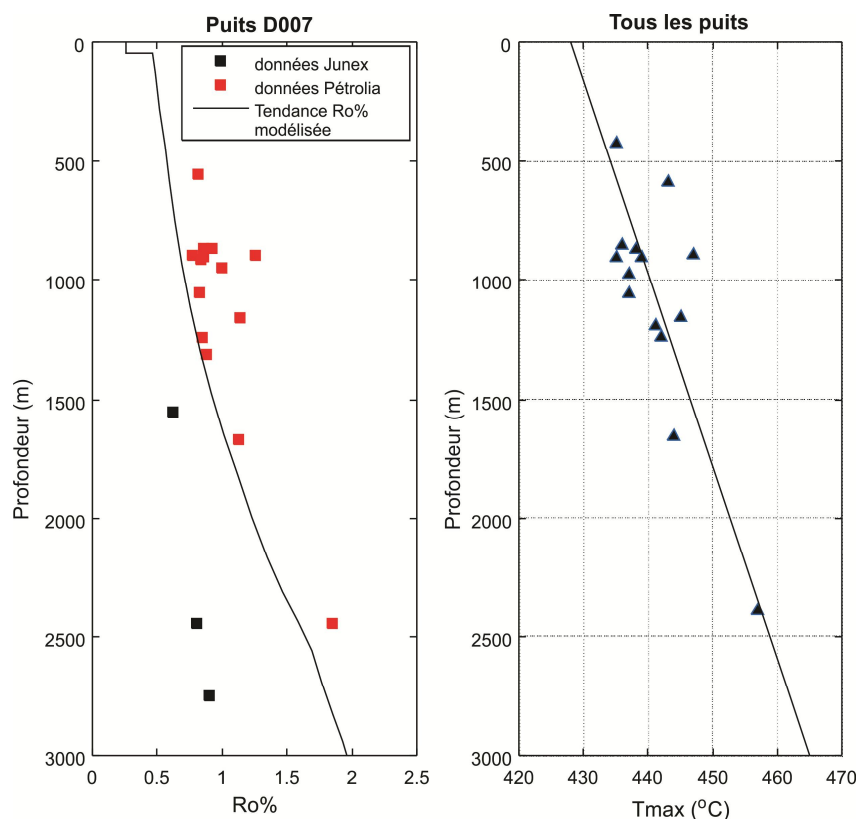


Figure 17. A gauche: comparaison des données observées de %VRo<sub>equi</sub> et modèle de maturation thermique à partir de la modélisation 1D de l'histoire thermique du puits D007. A droite : la moyenne des Tmax dans chaque puits en fonction de la profondeur du Macasty montrant une tendance générale de Tmax qui augmente avec la profondeur du toit du Macasty.

En raison des différences notables des valeurs de % VRO<sub>equi</sub> selon les sources, les modèles de maturation et de génération d'hydrocarbures ont été construits à partir de données de Tmax (Fig. 17). En outre, le Tmax, lorsqu'il est utilisé conjointement avec d'autres paramètres géochimiques tels que l'indice d'hydrogène (IH), peut fournir des informations supplémentaires par rapport à la cinétique de production d'hydrocarbures, un élément essentiel pour la modélisation (Chen et Jiang, 2015). Les données d'indice d'hydrogène et de Tmax sont représentées graphiquement sur la figure 18a qui présente une trajectoire de décomposition thermique de la matière organique (génération d'hydrocarbures) lorsque la température augmente. La figure 18a illustre la tendance à la baisse du potentiel résiduel de génération d'hydrocarbures avec la maturité thermique. Le modèle est ajusté aux données pour représenter la tendance généralisée de décomposition du kérogène et est ensuite converti en ratio de transformation d'hydrocarbures, ce dernier représentant le taux de conversion du carbone organique actif en hydrocarbures à partir du kérogène (Fig. 18b).

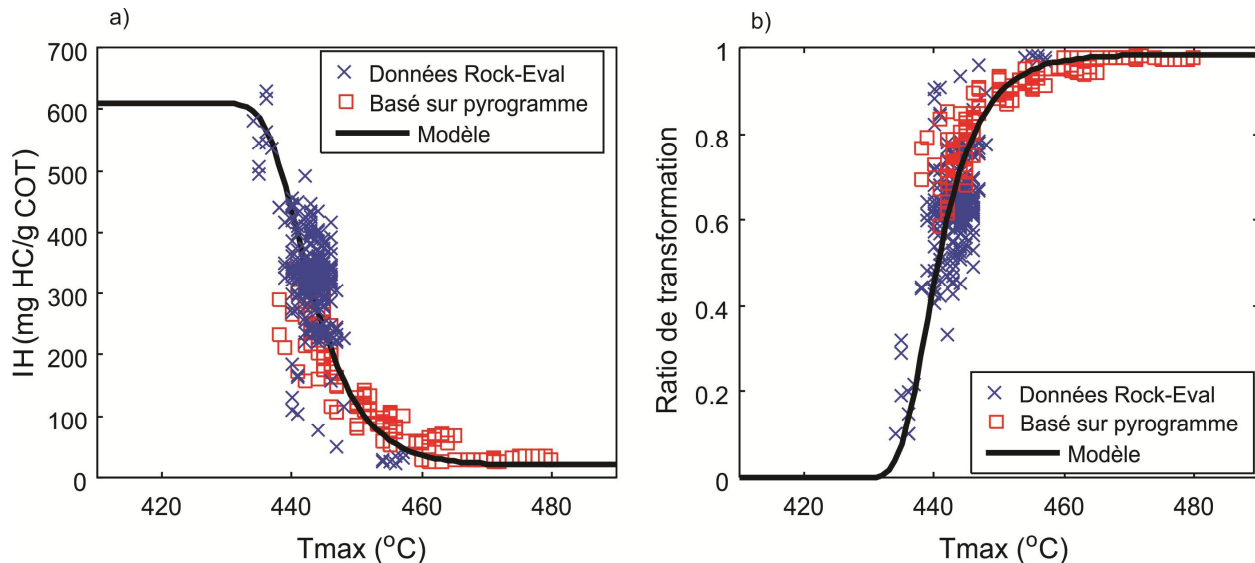


Figure 18. Modèle de génération d'hydrocarbures construit à partir des données Rock-Eval. a) la décomposition du kérogène est indiquée par la trajectoire de diminution de l'indice d'hydrogène avec l'augmentation de Tmax. b) Le ratio de transformation d'hydrocarbures (RT) est calculé à partir de l'indice d'hydrogène en utilisant la relation empirique entre IH et RT de Jiang et Chen (2015).

Ces modèles de maturation thermique et de génération hydrocarbures sont validés à l'aide de données variées, comprenant des données directes et indirectes. Par exemple, les parcours générés par l'inversion numérique de la décomposition thermique du kérogène sont représentés (rectangles rouges sur les figures 18 a et b), à titre comparatif, avec les données de base et les modèles ajustés pour supporter la tendance générale de production d'hydrocarbures (Fig. 18a). Le modèle peut également être validé par des données Rock-Eval du puits D007. En tenant compte d'un kérogène de type II avec un indice initial d'hydrogène à près de 600 mg HC / g COT (Fig. 18a), un indice moyen d'hydrogène de 32 mg HC / g

COT provenant de onze échantillons de carottes dans la Formation de Macasty suggère un ratio de transformation supérieur à 95%, ce qui est cohérent avec le modèle de transformation sur la figure 18b.

Les figures 19a et b présentent les rapports de  $S1/COT \times 100$  et  $S2/COT \times 100$  (ou IH) en fonction de la profondeur et illustrent les profondeurs approximatives pour la génération du maximum d'huile et des fenêtres à huile et gaz. L'évolution en profondeur du  $S1/COT \times 100$ , défini comme l'indice équivalent bitume (IEB) (Espitalié et al., 1987), montre une tendance générale de rétention d'hydrocarbures (probablement en phase liquide) dans les échantillons et indique la profondeur la plus probable pour la présence d'hydrocarbures liquides. La partie contenue dans l'enveloppe des données (tireté sur la figure) entre les interceptions supérieure et inférieure avec l'IEB de 100 représente la zone à génération d'hydrocarbures liquides, dans ce domaine graphique, le champ à gauche, inférieur à 100 est caractérisé par un ratio de transformation (ou indice de production) inférieur de celui à droite sur le graphique.

L'évolution du  $S2/COT \times 100$  (ou IH) avec la profondeur présente une tendance générale à la baisse du potentiel de production d'hydrocarbures, une tendance similaire indiquée par le  $T_{max}$  dans la figure 18a. Dans de nombreux bassins en production aux États-Unis, des valeurs  $S1/COT \times 100 > 100$  coïncident avec les zones de production pétrolière et sont un indicateur de la fenêtre de génération d'huile dans le réservoir de roche-mère (Jarvie, 2012a). La fenêtre de génération d'huile telle que définie par  $S1/COT \times 100 > 100$  sur la figure 19a correspond à des profondeurs actuelles entre 500 à 2000 mètres, pour des valeurs de %  $VR_{o_{equi}}$  de 0.6 à 1.2% et de  $T_{max}$  entre 433 à 452 °C (Fig. 17a et b). Chi et al. (2003) ont suggéré un total de 1400 mètres de strates érodées après exhumation dans la zone du puits D007 suivant l'enfouissement maximal il y a environ 280 millions d'années. Cette estimation de l'érosion donne une gamme de paléo-profondeurs pour la production d'huile allant de 2000 à 3500 mètres lors de l'enfouissement maximal. La fenêtre de génération interprétée de l'huile et représentée par  $S1/COT \times 100 > 100$ , est également supportée par des observations pétrographiques. Les images de microscopie électronique à balayage (MEB) d'échantillons provenant de carottes dans le sondage DZ001 (Fig. 13a) montrent divers nano-pores de quelques dizaines à quelques centaines de nanomètres au sein de la matière organique de la Formation de Macasty (profondeurs allant de 1133 à 1188 mètres), indiquant que de grandes quantités de matière organique ont été converties en hydrocarbures (pétrole et gaz) produisant la porosité au sein de la matière organique; ceci fournit une preuve directe que la roche-mère est entrée dans la fenêtre principale de production d'hydrocarbures à cette profondeur. Une autre preuve directe de la fenêtre à l'huile réside dans le fait que la carotte de la Formation de Macasty provenant du puits Pétrolia/Corridor Chaloupe D020 contient de l'huile résiduelle (Carsted, 2011).

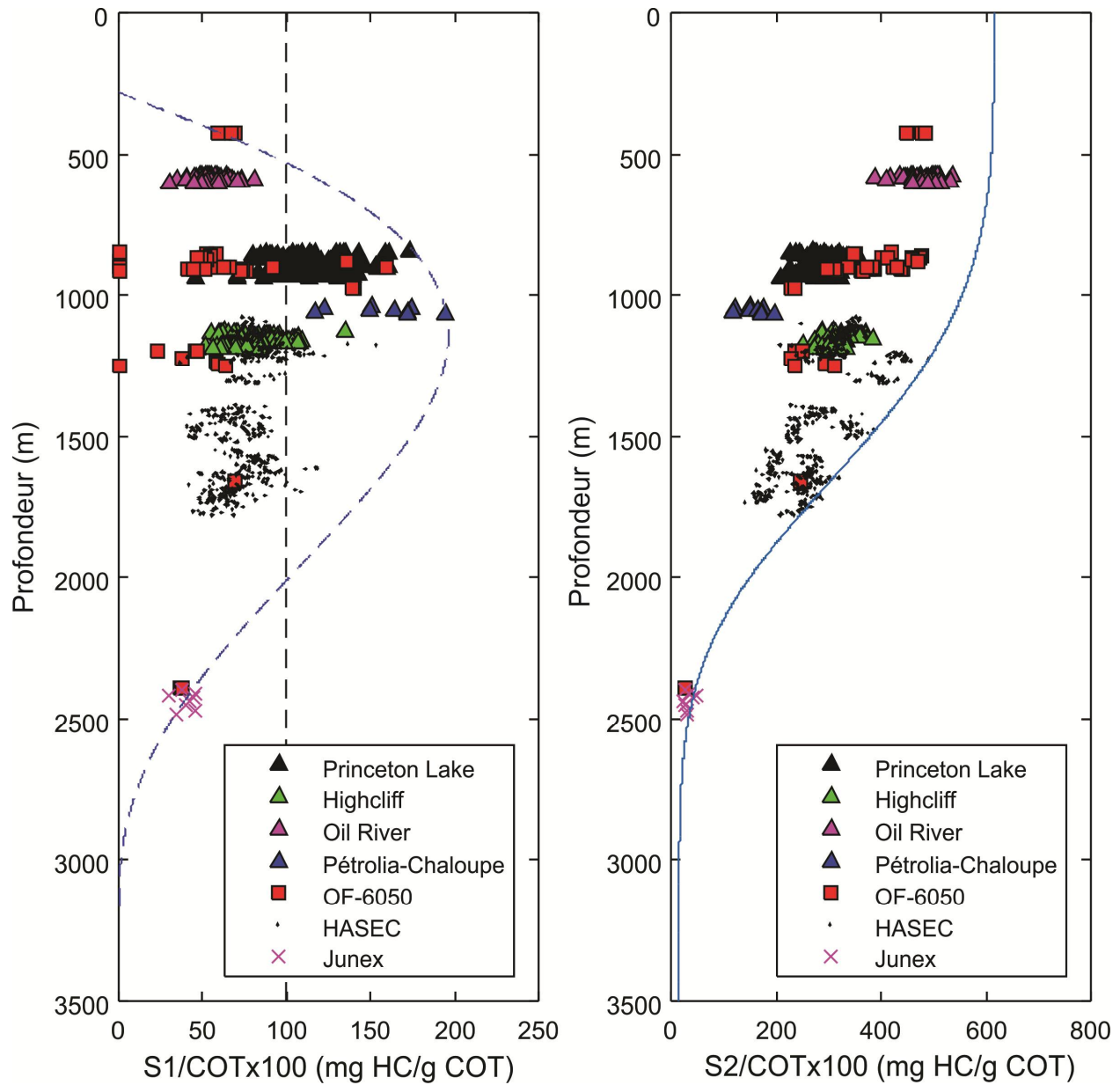


Figure 19. Profils en profondeur de S1/COTx100 (A) et S2/COTx100 (B) avec la profondeur montrant les tendances générales des hydrocarbures emmagasinés (S1) et le potentiel de production d'hydrocarbures (S2) avec la profondeur dans la Formation de Macasty.

En-dessous d'une profondeur de 2000 mètres ( $\% \text{VRo}_{\text{equi}} > 1.2\%$ ), la Formation de Macasty entre dans la fenêtre de génération de gaz (Fig. 19a) et le gaz naturel devient progressivement dominant en

raison du craquage thermique du pétrole et sa transformation en gaz naturel à températures plus élevées. La gamme de maturation thermique pour la production de gaz est comparable avec celles connues provenant d'autres systèmes non conventionnels à huile de shale, comme pour les successions productrices du Eagle Ford et du Barnett (Jarvie, 2012a; Cander, 2013). L'analyse des données pétrophysiques et en particulier l'étude conjointe des courbes de densité et de porosité-neutron et la réduction des vitesses soniques dans le puits D007 à une profondeur de 2405 à 2487 mètres (Fig. 20) suggère également la présence de gaz naturel. D'autres arguments indirects, tels que le calcul du bilan massique et d'autres anomalies sur les diagraphies de forages supportent les modèles de maturation thermique et de production d'hydrocarbures qui seront discutés dans les sections suivantes.

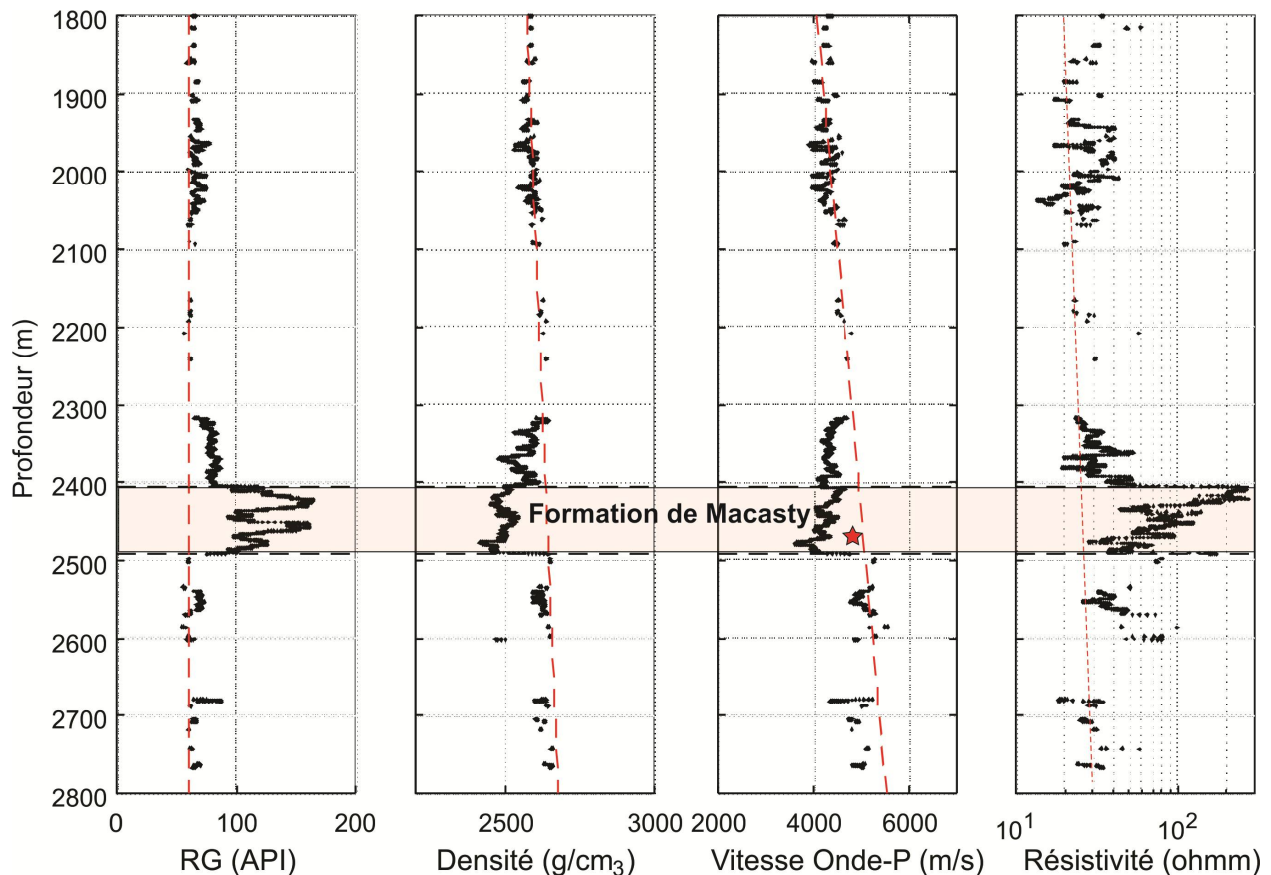


Figure 20. Réponses des diagraphies dans la Formation de Macasty dans le puits D007. Les points représentés furent sélectionnés sur le critère de Rayon Gamma (RG) > 65 API et sur l'absence d'arguments pour de mauvaises conditions des parois du trou pouvant affecter les réponses diagraphiques. La Formation de Macasty dans le puits D007 montre un RG élevé (1<sup>ière</sup> colonne), des densités faibles (2<sup>ième</sup> colonne), des vitesses de l'onde P très basses (3<sup>ième</sup> colonne) et une haute résistivité (4<sup>ième</sup> colonne). L'étoile marque la chute abrupte de la vitesse de l'onde P à la base du Macasty.

### *Estimé des paramètres volumétriques*

L'analyse des données disponibles suggère que le COT est proportionnel aux porosités mesurées en laboratoire (porosité effective et celle saturée en hydrocarbures) (Fig. 21), ce qui indique que la

porosité organique est un contributeur majeur pour la porosité saturée en hydrocarbures. Il est intéressant de noter que : a) la pente de la corrélation est plus abrupte pour les puits à niveau de maturation élevée (e.g. Princeton Lake) donc avec une porosité plus élevée pour les échantillons avec la même quantité initiale de COT, que pour les puits à maturation plus faible (e.g. Oil River); et b) la relation linéaire de chaque puits sur la figure 21a se termine à ~ 1.5% de porosité saturée en hydrocarbures, ce qui pourrait indiquer que la contribution de la porosité matricielle est aux environs de 1.5%. La co-existence des deux porosités (matrice et organique), et leur abondance relative dans la Formation de Macasty est soutenue par les images microscopiques (Fig. 13).

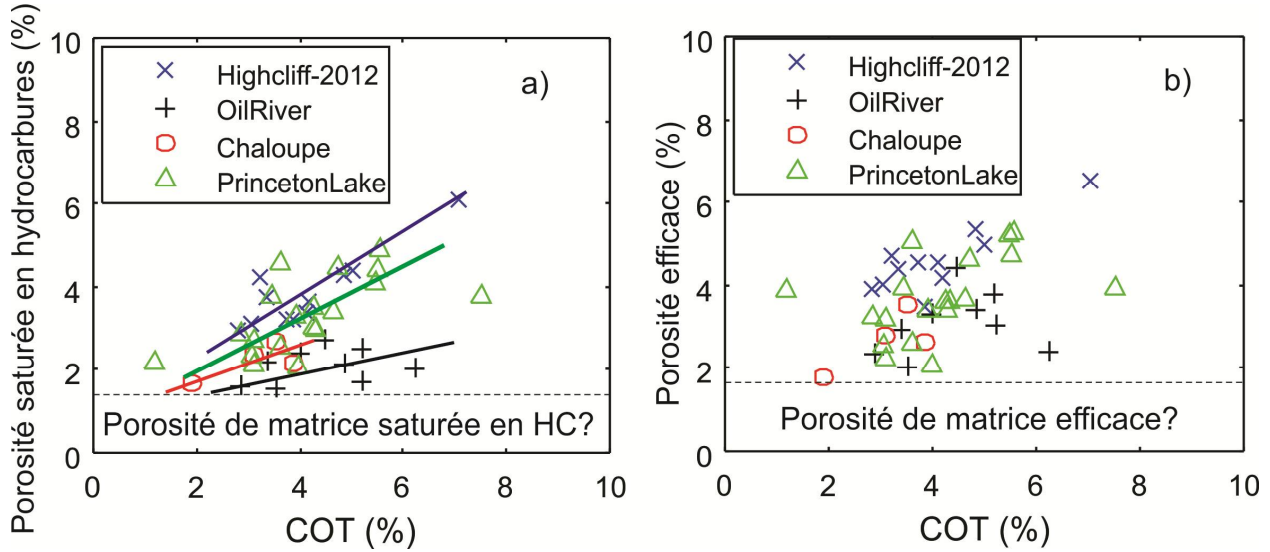


Figure 21. Relations entre le COT et les diverses porosités. a) COT avec la porosité saturée en hydrocarbures. Sur ce diagramme, plus la maturation thermique est élevée et plus la pente de corrélation est abrupte; b) COT avec la porosité efficace.

### *Évaluation de la porosité organique*

La porosité organique est calculée en utilisant la méthode du bilan massique révisée par Chen et Jiang (2016). La porosité organique,  $\phi_{org}$ , peut être estimée en convertissant la quantité de carbone transformé en hydrocarbures (pourcentage de masse) en un pourcentage de volume, qui est exprimée sous la forme suivante:

$$\phi_{org} = \gamma [C_{cot}^o \alpha T_R \left(1 - \frac{0.833 C_{toc}}{100}\right)] \frac{\rho_b}{\rho_k} \quad (1)$$

où  $C_{toc}^o$  est la valeur initiale de COT (w%),  $T_R$ , le ratio de transformation (fraction),  $\rho_b$  et  $\rho_k$  représentent la densité de la roche et celle du kérogène, respectivement; et  $\gamma$  représente l'équivalent massique en carbone du kérogène pour la conversion en hydrocarbures ( $\gamma=1.2$ ); et  $\alpha = H_I^o / 1200$ .

Pour les puits où aucune mesure adéquate de COT n'est disponible, les diagraphies de forage ont été utilisées pour estimer la teneur en COT. Étalonnée par des résultats de COT d'analyses Rock-Eval, le contenu en COT peut alors être estimé à partir des données pétrophysiques en utilisant la combinaison linéaire des courbes diagraphiques suivantes:

$$COT = \alpha \log \left( \frac{R_t}{R_{tb}} \right) + \beta (\Delta t - \Delta t_b) + \gamma (RG - RG_b) + \theta (\rho_b - \rho_{bb}) \quad (2)$$

où  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\theta$ ,  $\gamma$  sont des paramètres inconnus déterminées par ajustement des diagraphies.  $R_t$  et  $R_{tb}$  sont les diagraphies de résistivité profonde et de base;  $\Delta t$  et  $\Delta t_b$  sont les temps de transit sonique et le temps de transit sonique de référence;  $RG$  et  $RG_b$  sont les diagraphies de Rayon Gamma (RG) et la valeur RG de référence; et  $\rho_b$  et  $\rho_{bb}$  sont les diagraphies de densité totale et la densité de référence estimée.

Les modèles basés sur les équations (1) et (2) ont été calibrés en utilisant les valeurs de COT provenant du Rock-Eval et appliqués à chaque puits. L'épaisseur de la Formation de Macasty est généralement inférieure à 100 mètres, pour cette raison, l'impact de variations intra-formationnelles de maturation thermique sur la teneur en COT dans chaque puits est limité. L'équation empirique (2) est une version simplifiée du modèle de Passey (Passey et al., 1990) révisé par Wang et al. (2016).

Comparativement à la méthode originelle de Passey, l'introduction des diagraphies de Rayon Gamma et de densité améliore la prédiction des teneurs en COT. La figure 22 compare les valeurs de COT obtenues par Rock-Eval et celles estimées avec les diagraphies dans les puits DZ006 et D020. Les première et troisième colonnes de la figure 22 sont les valeurs de COT mesurées et estimées, et les courbes de Rayon Gamma sont fournies dans les deuxième et quatrième colonnes pour les deux puits. La comparaison des courbes de COT et de RG montre une grande similitude entre les deux ce qui suggère que la diagraphie de Rayons Gamma est un bon indicateur du COT dans la Formation de Macasty. Les figures 23a et b présentent les estimés de porosité organique en fonction des teneurs initiales et mesurées de COT, respectivement. Selon le niveau de maturation thermique et l'abondance de la matière organique, la porosité organique peut atteindre un maximum de 6 à 7%. Pour la Formation de Macasty, la prédiction de la moyenne de la porosité organique est de 2.28% et sa médiane est de 2.44%.



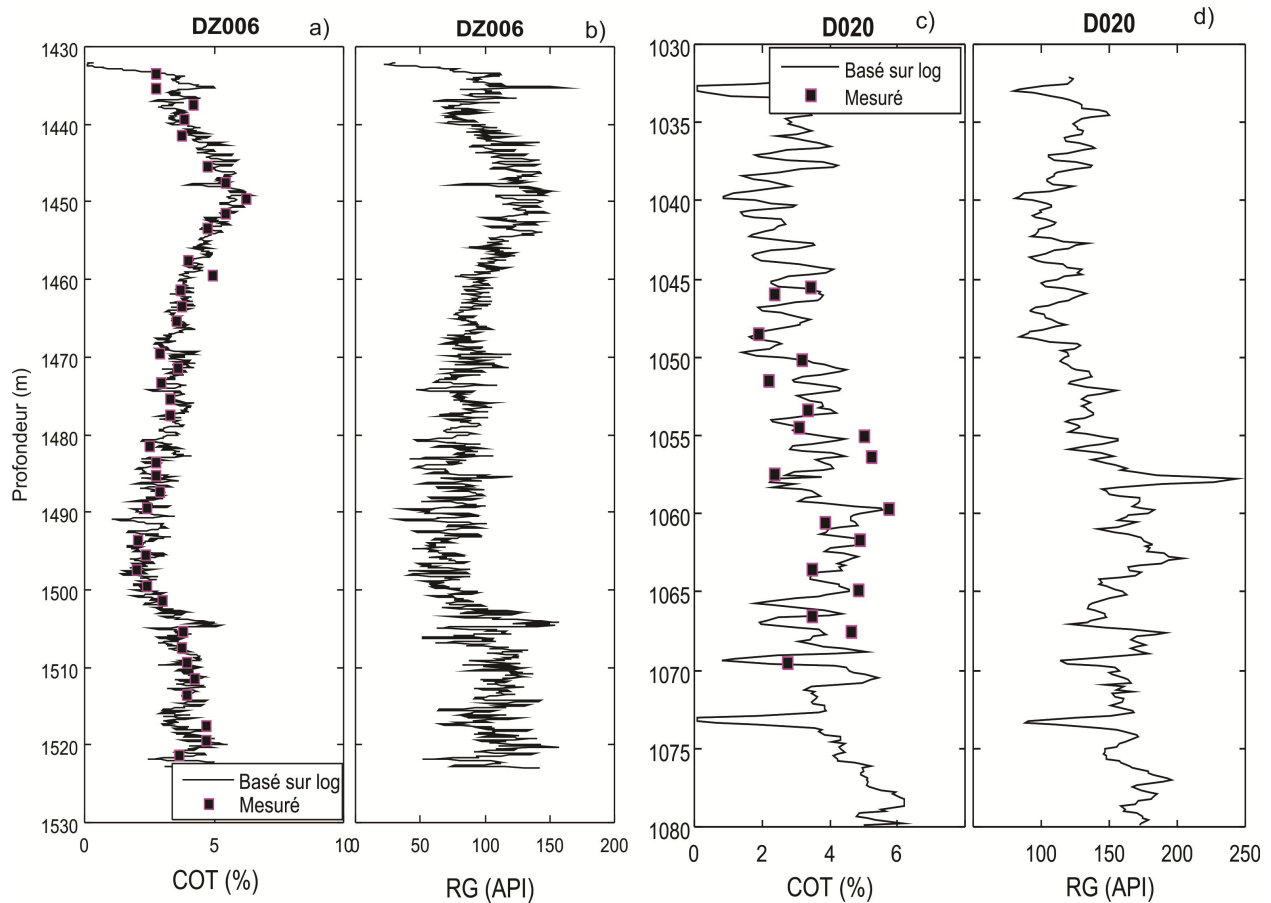


Figure 22: a et c) Valeurs mesurées (carrés) de COT par Rock-Eval à partir des échantillons de carottes de la Formation de Macasty dans les puits DZ0006 et D020 comparativement aux valeurs de COT estimées selon la méthode révisée de Passey (courbe). Les paramètres inconnus dans l'équation (2) pour chaque puits ont été étalonnés à partir des mesures de COT provenant du Macasty. b et d) courbes de Rayons Gammas correspondantes illustrant le lien avec la courbe dérivée de Passey.

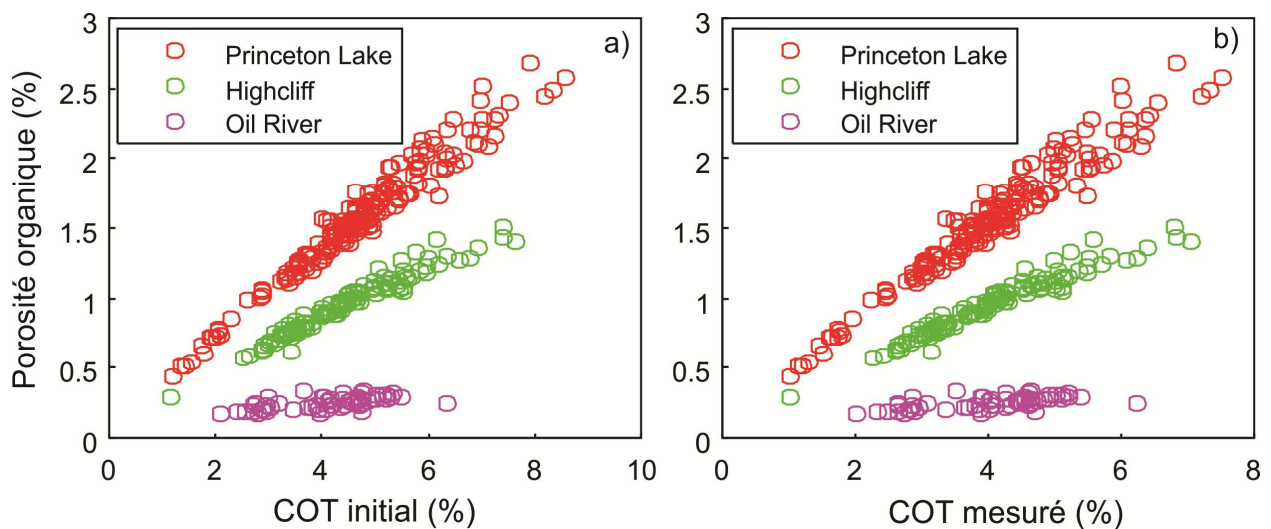


Figure 23 : Estimés des porosités organiques à partir des mesures de Rock-Eval pour certains puits de la Formation de Macasty, à partir de a) des valeurs initiales et b) des valeurs mesurées de COT.



### ***Paramètres du réservoir***

Les mesures physiques en laboratoire (COT, porosité/perméabilité) ayant une couverture insuffisante pour le territoire évalué et une résolution verticale limitée, les diagraphies de forage fournissent un complément critique de données pour évaluer les paramètres de réservoir sur la base des différentes relations empiriques précédentes. Les données de diagraphie ont également été utilisées pour identifier les zones contenant des ressources en pétrole et gaz et pour estimer l'épaisseur des zones à hydrocarbures dans l'intervalle de shale. Les mesures en laboratoire des paramètres de réservoir ont été utilisées pour calibrer les différents modèles de réservoir.

La figure 24 est un exemple illustrant les paramètres de réservoir du sondage DZ019 à partir des mesures de laboratoire et des diagraphies. Puisque la porosité est à l'échelle nanométrique, un seuil élevé de saturation en hydrocarbures ( $S_{HC} > 60\%$ ) est utilisé pour calculer l'épaisseur nette du réservoir (Figure 24c). L'épaisseur nette résulte de la sommation de tous les intervalles de la Formation de Macasty ayant une saturation en hydrocarbures supérieure à 60% et une porosité saturée en hydrocarbures supérieure à 2%. Dans le cas de DZ019, il y a potentiellement deux intervalles de réservoir séparés par une zone à faible saturation en hydrocarbures (Fig. 24c). L'épaisseur nette de la Formation de Macasty dans les puits utilisés dans notre étude est donnée dans le tableau 1.

La figure 25 présente des graphiques de résistivité en fonction du temps de transit sonique pour quelques puits forés à proximité de la faille de Jupiter pour illustrer graphiquement la détermination de la saturation en eau/hydrocarbures de la porosité (Passey, 1990). On peut observer que dans la majeure partie de ces cas, les intervalles réservoirs avec une saturation élevée en hydrocarbures sont localisés près du sommet de la Formation de Macasty tel que suggéré par les données de faible résistivité à plus grande profondeur représenté par les points jaunes (saturation élevée en eau).

Les diagraphies de forage sont également utilisées pour identifier les zones contenant des ressources en huile ou en gaz. Le puits Arco # 1 (D007) est le plus profond dans la région. Les valeurs élevées de Rayon Gamma supportées par des mesures élevées de COT (moyenne de 2.6% à une maturation thermique de %  $VR_{O_{eqi}}$  de 1.6%) indiquent un intervalle riche en matière organique dans la Formation de Macasty. Une anomalie significative de  $\Delta \log R$  (Passey et al., 1990, Passey et al., 2010) indique des accumulations potentielles d'hydrocarbures (colonnes 2 et 3 de la figure 26). Le recoupement des courbes de porosité-neutron et densité (colonne 4 de la figure 26) avec les anomalies significatives de  $\Delta \log R$  suggèrent que le gaz domine dans l'intervalle 2408 à 2438 m et que l'huile serait possiblement présente dans la partie inférieure de la formation.

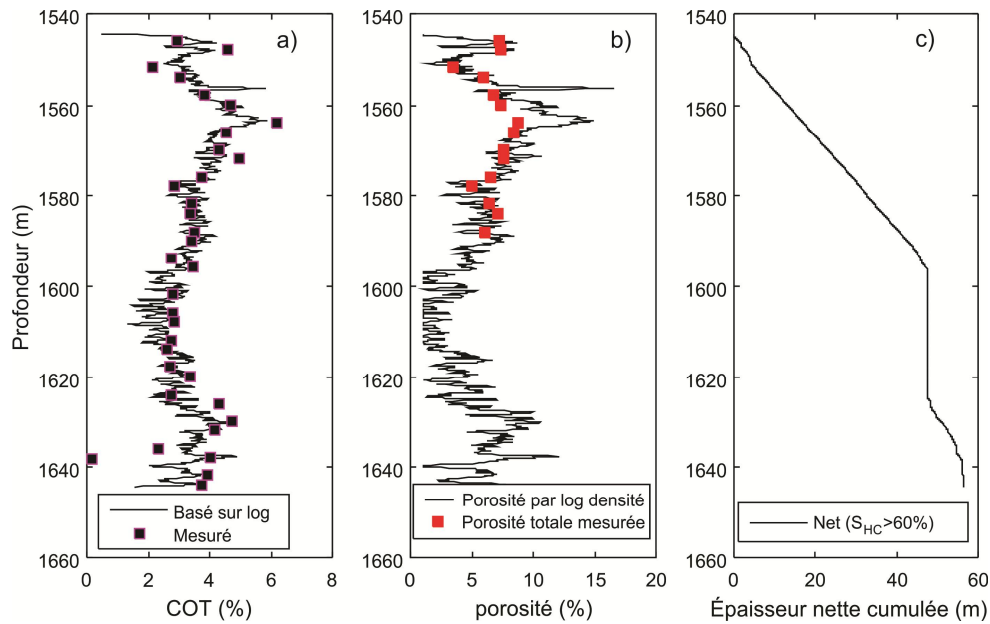


Figure 24. Diagramme présentant a) les données de COT basées sur les diagraphies (logs) et Rock Eval (mesuré), b) les données de porosité de matrice mesuré en laboratoire et selon les diagraphies (log) de densité et c) l'épaisseur nette cumulée du réservoir sur la base du critère de saturation en hydrocarbures >60%. Sondage DZ019.

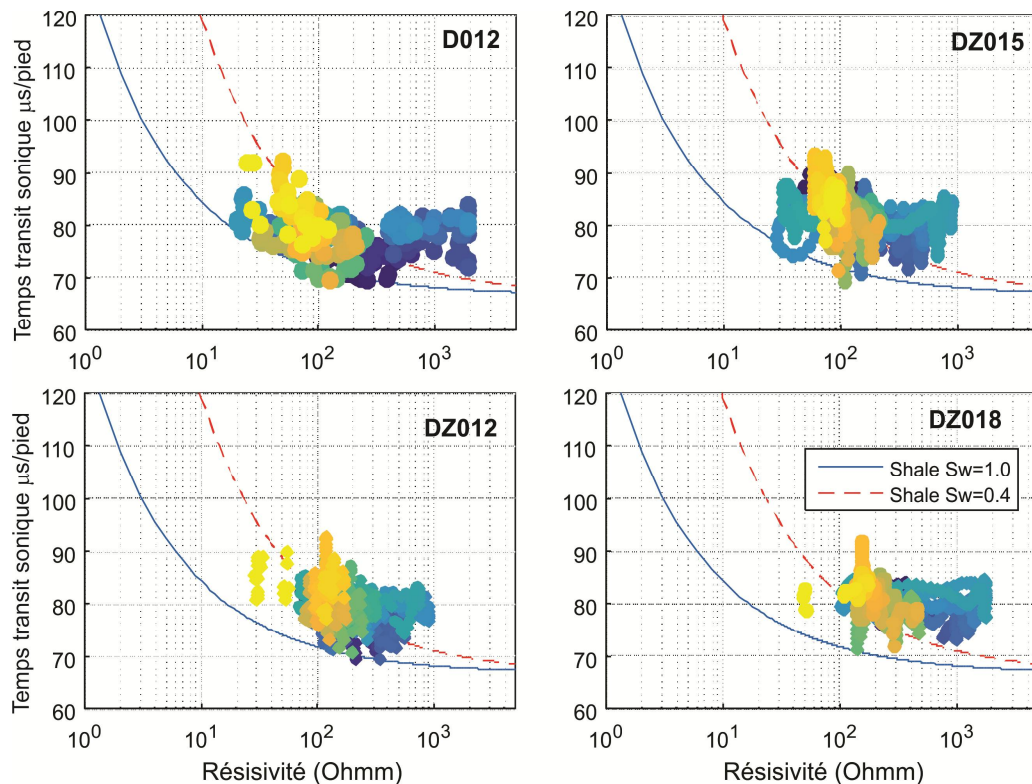


Figure 25. Diagramme résistivité versus temps de transit sonique illustrant une saturation du shale en eau à 100% (ligne bleue) et une saturation en eau de 40% (ou  $S_{HC}$  de 60%, ligne rouge) pour les puits forés dans la région de la faille de Jupiter. Le code de couleur des points de données est attaché à la profondeur relative pour la Formation de Macasty, les points bleus sont peu profonds et les jaunes sont plus profonds.

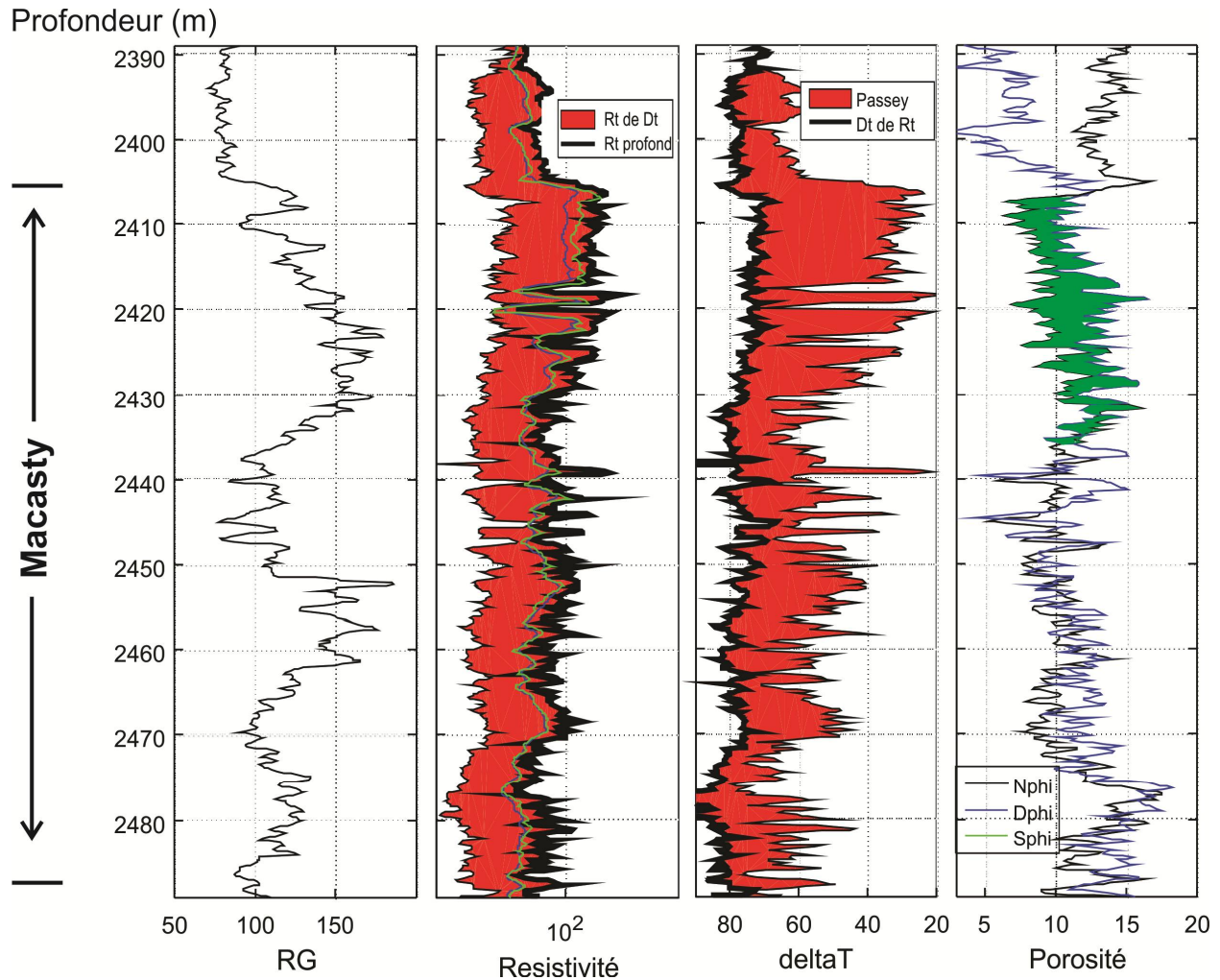


Figure 26: Diagrammes montrant les diagraphies de forage et les anomalies pétrophysiques associées à des zones potentielles de pétrole et de gaz dans la Formation de Macasty du puits Arco Anticosti # 1 (D007). Première colonne: diagraphie de Rayon Gamma, 2<sup>ème</sup> colonne: diagraphies de résistivité et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge) (Passey, et al. 1990); 3<sup>ème</sup> colonne: Temps de transit sonique et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge); 4<sup>ème</sup> colonne: recoupement des courbes de porosité-neutron et de densité (remplissage vert) suggérant un réservoir de gaz. Nphi : porosité neutron, Dphi : porosité densité.

Une anomalie significative de  $\Delta \log R$  dans la Formation de Macasty du puits de Chaloupe No. 1 (D020) est également observée (Fig. 27, colonnes 2 et 3), suggérant la probable présence d'hydrocarbures. La présence d'hydrocarbures libres est confirmée par le grand nombre d'échantillons avec un rapport  $S1/COT \times 100 > 100$  (Fig. 19a). Une moyenne de l'indice d'hydrogène de 558 mg HC/g COT et un Tmax de 437°C suggèrent une faible maturation thermique, au début de la fenêtre à l'huile. Il n'y a pas de

recoupement des courbes de porosité-neutron et de densité (Figure 27, colonne 4), en accord avec le niveau de maturation thermique suggérant la fenêtre à l'huile.

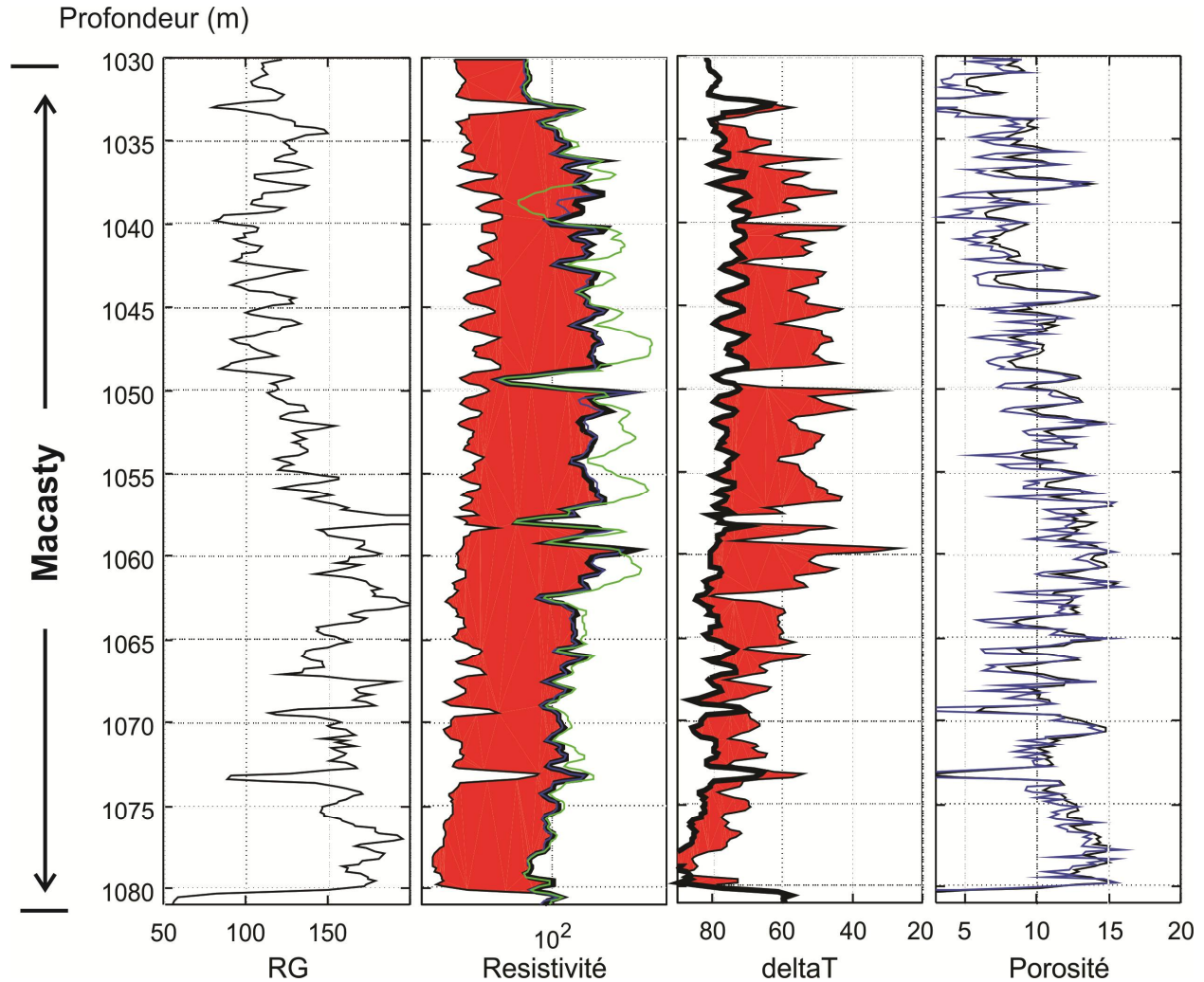


Figure 27 : Diagrammes montrant les diagraphies de forage et les anomalies pétrophysiques associées à des zones potentielles de pétrole et de gaz dans la Formation de Macasty du puits Chaloupe # 1 (D020). Première colonne: diagraphie de Rayon Gamma, 2ième colonne: diagraphies de résistivité et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge) (Passey, et al. 1990); 3ième colonne: Temps de transit sonique et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge); 4ième colonne: recoupement des courbes de porosité-neutron et de densité (remplissage vert) suggérant un réservoir de gaz. Nphi : porosité neutron, Dphi : porosité densité.

Le puits Shell et al. Roliff # 1 (D012) a des enregistrements de Rayons Gamma élevés et une valeur moyenne de COT de 5.11%, ce qui suggère un shale riche en matière organique dans ce puits. Une anomalie significative de  $\Delta \log R$  indique la présence potentielle d'hydrocarbures (Fig. 28). Bien qu'aucun croisement clair des courbes de porosité-neutron et de densité ne soit visible, les deux courbes se



déplacent l'une vers l'autre, suggérant que les hydrocarbures dans ce puits sont essentiellement liquides avec une petite quantité de gaz.

Les données de diagraphies suggèrent que plusieurs sondages récents présentent des anomalies significatives en résistivité et temps de transit sonique dans les intervalles riches en matière organique. La figure 29 est un exemple provenant du sondage DZ018 qui présente les caractéristiques générales des diagraphies et des anomalies pétrophysiques communes aux puits forés dans le secteur de la faille de Jupiter.

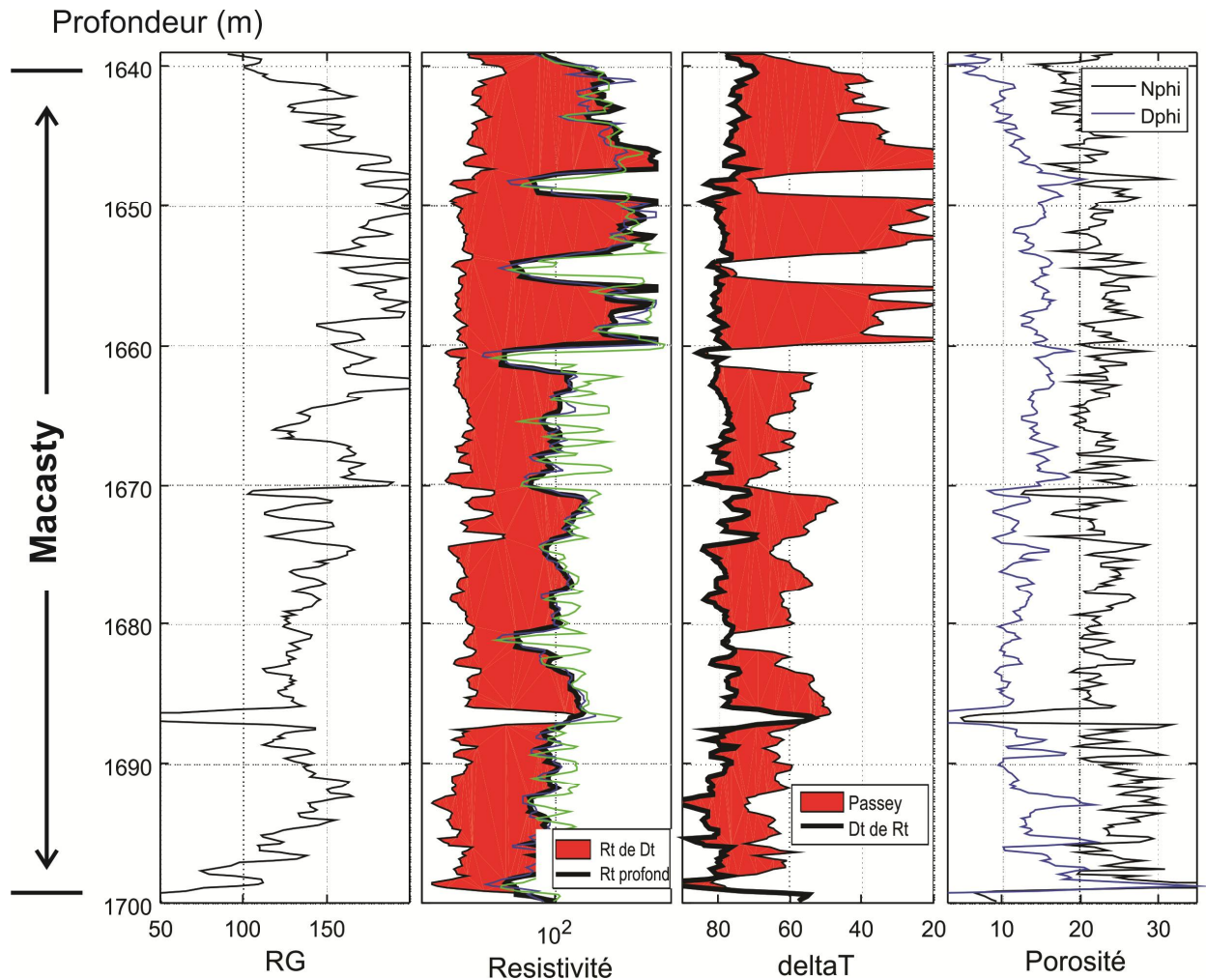


Figure 28: Diagrammes montrant les diagraphies de forage et les anomalies pétrophysiques associées à des zones potentielles de pétrole et de gaz dans la Formation de Macasty du puits D012. Première colonne: diagraphie de Rayon Gamma, 2ième colonne: diagraphies de résistivité et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge) (Passey, et al. 1990); 3ième colonne: Temps de transit sonique et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge); 4ième colonne: recoupement des courbes de porosité-neutron et de densité (remplissage vert) suggérant un réservoir de gaz. Nphi : porosité neutron, Dphi : porosité densité.

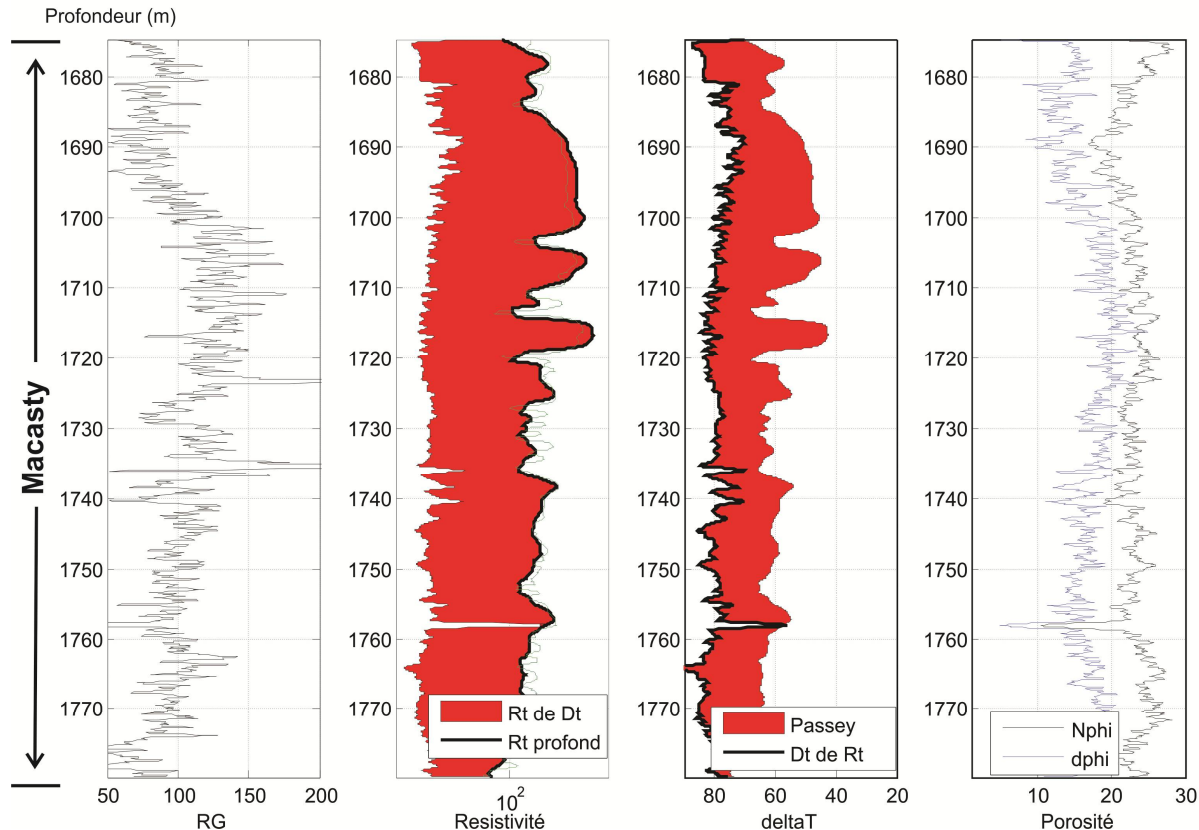


Figure 29. Diagrammes montrant les diagraphies de forage et les anomalies pétrophysiques associées à des zones potentielles de pétrole et de gaz dans la Formation de Macasty du sondage DZ018. Première colonne: diagraphie de Rayon Gamma, 2ième colonne: diagraphies de résistivité et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge) (Passey, et al. 1990); 3ième colonne: Temps de transit sonique et différence entre la résistivité profonde et la diagraphie sonique convertie en résistivité (remplissage rouge); 4ième colonne: recouplement des courbes de porosité-neutron et de densité (remplissage vert) suggérant un réservoir de gaz. Nphi : porosité neutron, Dphi : porosité densité.

L'absence de recouplement des courbes de porosité-neutron et de densité est commune dans tous les puits peu profonds de la Formation de Macasty, indiquant que ces puits sont toujours possiblement dans la fenêtre de génération de l'huile, ce qui est cohérent avec les indicateurs thermiques de Tmax et de %VR<sub>O<sub>equi</sub></sub>.

L'interprétation des images acoustiques de forages indique la présence de fractures naturelles dans la Formation de Macasty. Les fractures interprétées sont à prédominance horizontale et sub-horizontale avec un ou plusieurs groupes de fractures secondaires sub-verticales ou à fort angle. La densité des fractures varie d'un sondage à l'autre. La figure 30 illustre un exemple de fracture à fort angle (pendage >85°) dans le sondage DZ015 et la figure 31 illustre des exemples de fractures sub-horizontales (pendage <35°) dans le sondage DZ012. La présence de fractures naturelles peut améliorer la qualité du réservoir en augmentant sa capacité de stockage d'hydrocarbures et la perméabilité du réservoir. La

présence de ces fractures suggère également que les données de laboratoire sous-estiment probablement les valeurs de porosité et perméabilité du fait de l'échelle grandement supérieure des fractures naturelles comparativement aux porosités et perméabilité de matrice et organique dans les échantillons analysés.

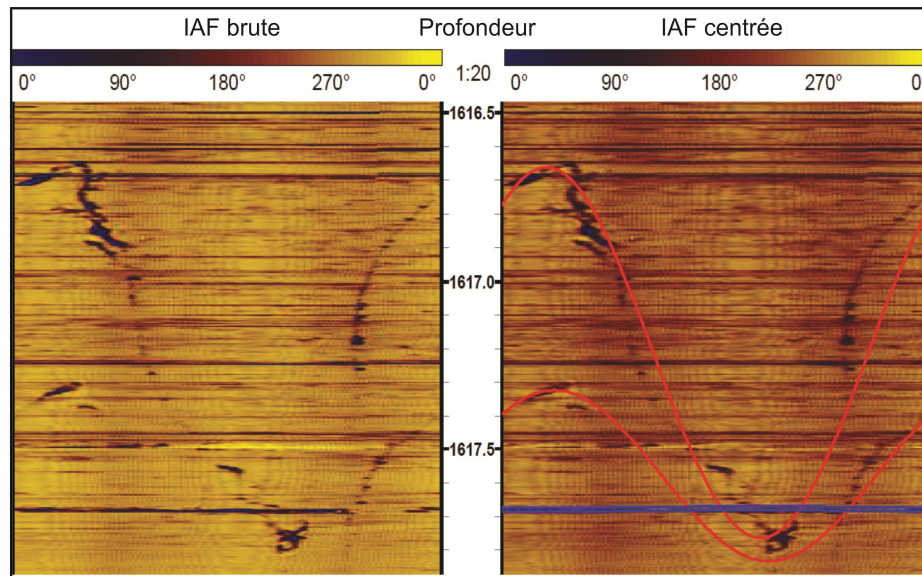


Figure 30. Image acoustique de forage (IAF) du sondage DZ015 (profondeur 1616.5 – 1617.85 m) illustrant la présence de fractures naturelles à partir des anomalies acoustiques (en bleu à gauche) et l'interprétation des fractures (lignes rouges à droite). La présence de fractures naturelles génère plus de porosité et une meilleure perméabilité pour les accumulations d'hydrocarbures et de circulation de fluides dans ces réservoirs non-conventionnels.

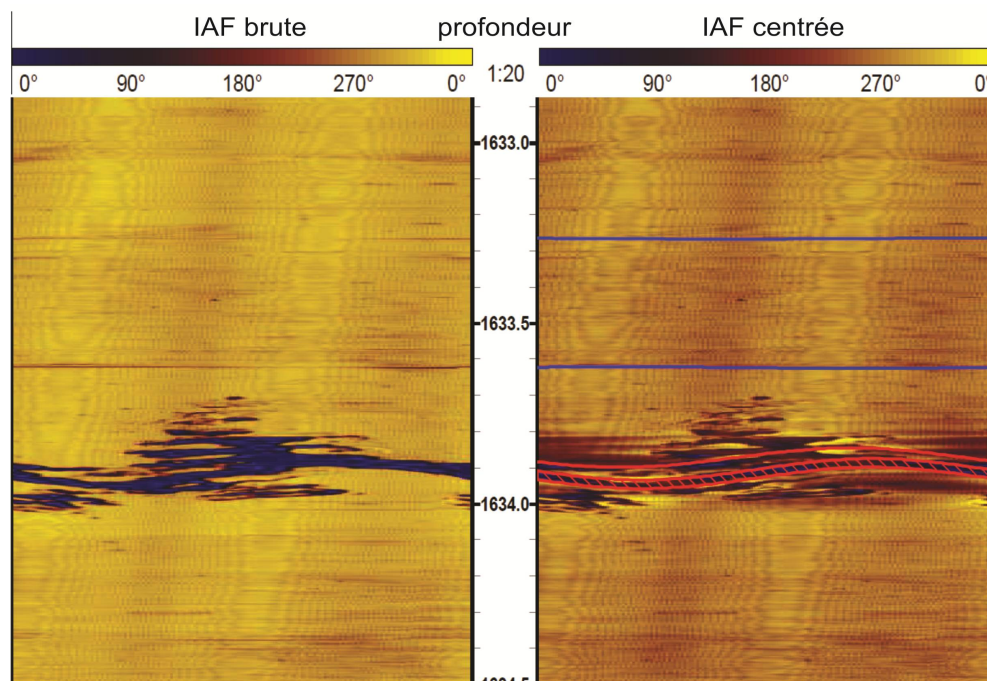


Figure 31. Image acoustique de forage (IAF) du sondage DZ012 (profondeur 1632.8 – 1634.5 m) montrant l'anomalie acoustique (en bleu à gauche) et l'interprétation des fractures (lignes rouges à droite).

### Résultats de l'évaluation

La porosité saturée en hydrocarbures est la somme des porosités de matrice et de matière organique saturées en hydrocarbures. La figure 32a présente la distribution en carte à contours interpolés de la porosité saturée en hydrocarbures. Les valeurs les plus élevées de porosité saturée en hydrocarbures sont localisées dans le secteur ouest de l'île. La figure 32b est une carte de contours interpolés des volumes de pores à hydrocarbures pour la Formation de Macasty, basée sur les données des 21 puits comprenant les diagraphies nécessaires pour cet exercice d'évaluation de paramètres volumétriques. Cette carte montre la variation spatiale du volume de pores potentiels à hydrocarbures dans des conditions de réservoir. Le traitement géostatistique des données indique une meilleure cohérence et continuité du volume de pores à hydrocarbure dans une direction NO-SE, en accord avec la géologie de l'île d'Anticosti. Les estimés de porosité saturée en hydrocarbures et du volume de pores à hydrocarbures à chaque puits sont indiqués par le code de couleur sur le côté droit de la figure 32.

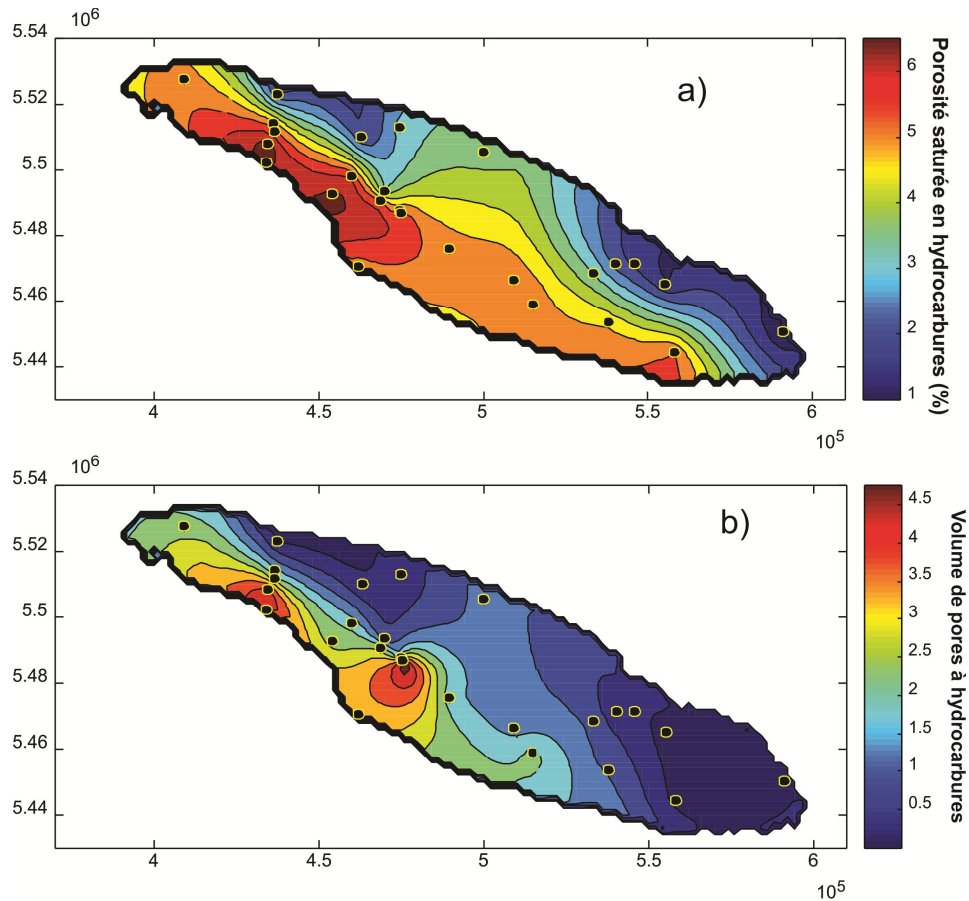


Figure 32. Carte à contours interpolés de la Formation de Macasty montrant a) l'évaluation de la porosité saturée en hydrocarbures (%) et b) le volume des pores à hydrocarbures (en million  $m^3/km^2$ ). Les points noirs sont les puits de contrôle. Longitude (UTM) selon l'axe horizontal ; latitude (UTM) selon l'axe vertical.



L'estimation du volume de pores à hydrocarbures a ensuite été divisée en volumes de pores à pétrole et gaz basé sur un modèle utilisant la valeur S1 dans la roche-mère et les observations cinétiques qui montrent une tendance à la baisse d'IH avec l'augmentation de Tmax. En intégrant les données géochimiques observées, telles que la présence d'hydrocarbures dans les échantillons, les types de matière organique et le niveau de maturation thermique, le modèle calcule le rapport de pétrole et de gaz emmagasinés dans les réservoirs de roches-mères. Des équations d'ingénierie de réservoir (Chen et al., 2014) sont ensuite utilisées pour convertir les volumes de porosité en pétrole et en gaz dans les conditions de réservoir en volumes en place, aux conditions de surface. L'évaluation a produit quatre différents estimés de ressources en place: pétrole, gaz libre, gaz dissous (gaz en solution) et gaz adsorbé. Les trois composants de gaz sont ensuite regroupés en un volume de gaz total en utilisant un algorithme Monte Carlo. Une corrélation positive entre les 3 types de gaz est présumée dans l'agrégation des données pour deux raisons : a) tous les types de gaz proviennent de la même roche mère et b) la maturation thermique les affecte tous les trois de la même façon. La distribution statistique est utilisée pour décrire l'incertitude dans le potentiel de ressources estimées. Notre meilleur estimé (soit l'évaluation médiane ou P50, c'est-à-dire la probabilité que le volume en place soit plus grand ou égal à celui estimé est de 50%) sert de base comparative avec les meilleurs estimés médians produits par les opérateurs sur l'île. Il se doit d'être mentionné qu'une fois les corrélations entre les variables introduites dans l'agrégation, les sommes statistiques des données dans tous les percentiles ne sont plus égales à une simple sommation des trois types. L'approche mathématique et les détails de la méthodologie de calcul des différentes composantes des ressources sont discutés dans Chen et al. (2014). La méthodologie d'agrégation de variables corrélées est présentée dans Chen et al. (2012).

L'estimé de la ressource d'huile en place est présentée sous forme de distributions statistiques sur la figure 33 et numériquement dans le tableau 7. Ces représentations montrent la plage d'incertitude sur l'évaluation du potentiel des ressources pétrolières en place. L'évaluation du potentiel de ressources de pétrole en place varie de 17.4 (P95) à 55.1 (P5) milliards de barils (MMbbls) avec une médiane (P50) de 32.2 MMbbls. Aucune tentative n'est faite pour estimer la portion de ces ressources en place qui seraient techniquement récupérables et donc transférables en réserve.

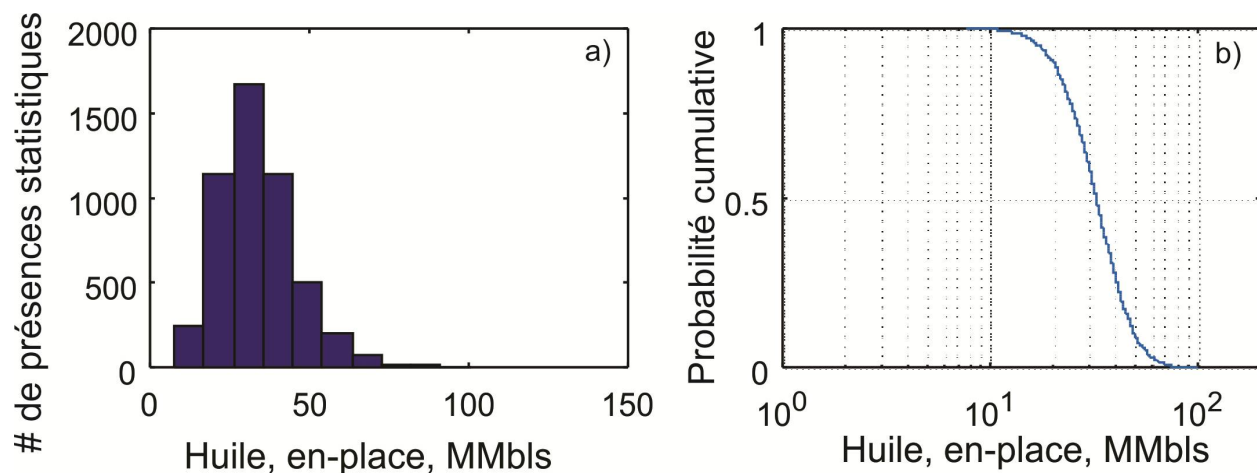


Figure 33 : Distribution statistique des estimés de ressource en place d’huile dans la Formation de Macasty sur l’île d’Anticosti, a) histogramme et b) distribution cumulative basée sur 5000 simulations Monte Carlo.

Probabilité	95%	90%	75%	50%	25%	10%	5%
Huile, en place (MMbs)	17.4	20.4	25.5	32.2	40.3	48.8	55.1
Gaz en place total (Tpc)	29.6	34.5	41.4	51.2	63.5	76.5	83.4
Total huile équi. (MMbep)	23.1	26.6	32.6	40.6	50.4	60.6	66.7

Tableau 7 : Sommaire des probabilités de l’évaluation du potentiel des ressources en place en huile et en gaz dans la Formation de Macasty.

La répartition spatiale de l’estimé de ressource d’huile en place est présentée sous la forme d’une carte de densité des ressources pétrolières (Fig. 34) permettant de cerner la position géographique d’éventuelles zones à potentiel plus élevé ("sweet-spots") en huile dans la Formation de Macasty. La ressource de pétrole dans la Formation Macasty est la plus élevée dans les régions du nord-ouest et du centre de l’île, où le shale est toujours dans la fenêtre de génération de l’huile et caractérisé par des teneurs élevées en matière organique dans une succession épaisse de la Formation de Macasty. En contrepartie, les secteurs sud-est et nord-est de l’île sont caractérisés par les ressources potentielle de pétrole les moins élevées.

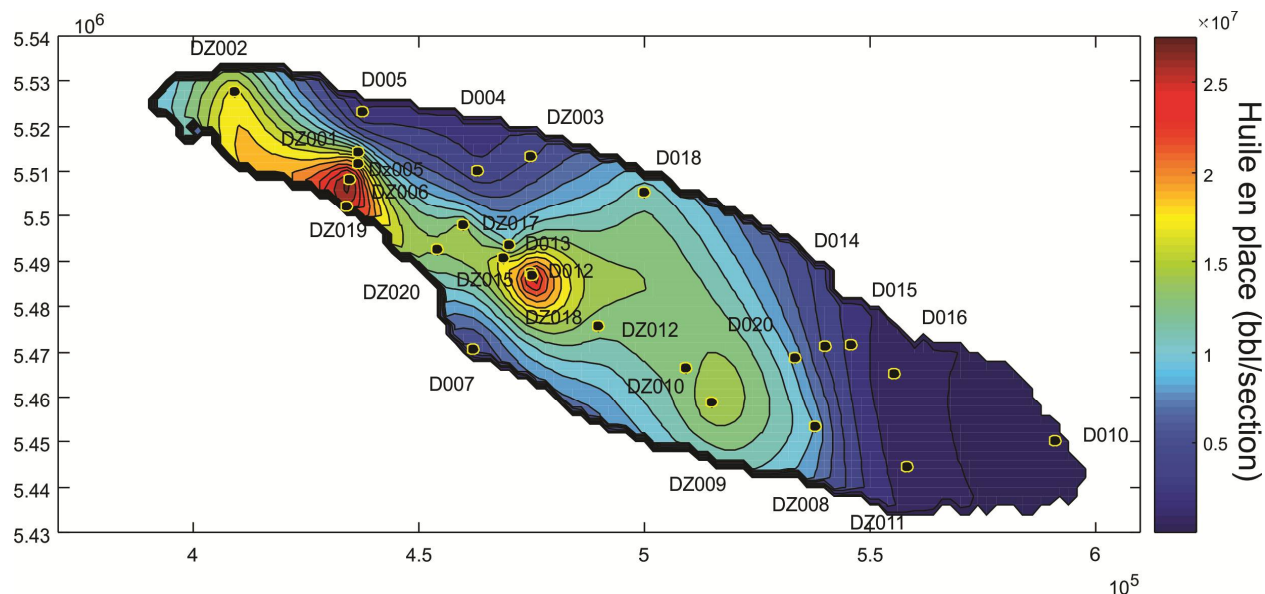


Figure 34 : Carte de densité de la ressource d'huile en place en millions de barils par section (1 mille carré), montrant la distribution de la prévision de la ressource en huile dans la Formation de Macasty. Longitude (UTM) selon l'axe horizontal ; latitude (UTM) selon l'axe vertical. bbl/section : barils ( $\times 10^7$ ) par section.

Les figures 35 et 36a montrent le volume total agrégé de gaz naturel en place dans la Formation de Macasty. La valeur de la ressource estimée totale à P50 de gaz en place est de 51.2 trilliards de pieds cube (Tpc) avec une plage d'incertitude allant de 29.6 (P95) à 83.4 (P5) Tpc (tableau 7). Puisque la Formation de Macasty dans la majeure partie de la zone évaluée est toujours dans la fenêtre à l'huile, le gaz naturel est principalement en solution. Le gaz naturel adsorbé compte pour 30% et le gaz libre pour environ seulement 10% du total (Fig. 36a). La variation géographique de la ressource estimée en place de gaz naturel est présentée sur une carte de densité de ressources (Fig. 37). La région au nord-ouest de l'île et la zone sud-ouest autour du puits Arco Anticosti # 1 (D007) renferme le plus de ressources en place de gaz dans la Formation de Macasty. Il est à noter que comme pour la distribution spatiale des ressources en place de pétrole, les secteurs sud-est et nord-est de l'île renferment un volume définitivement moins élevé de gaz naturel en place.

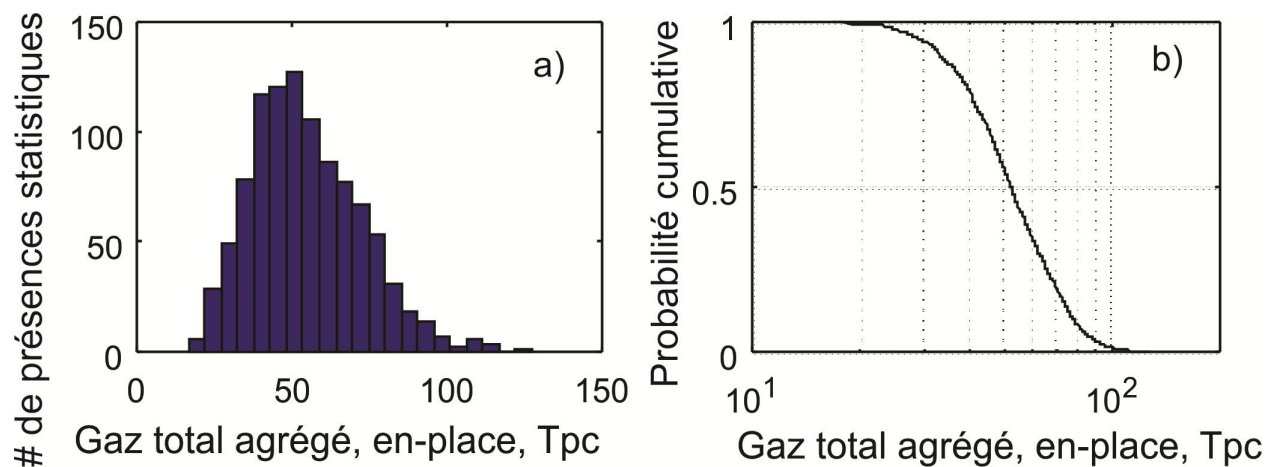


Figure 35 : Distribution statistique des ressources agrégées potentielles de gaz en place. A) histogramme et b) distribution cumulative.

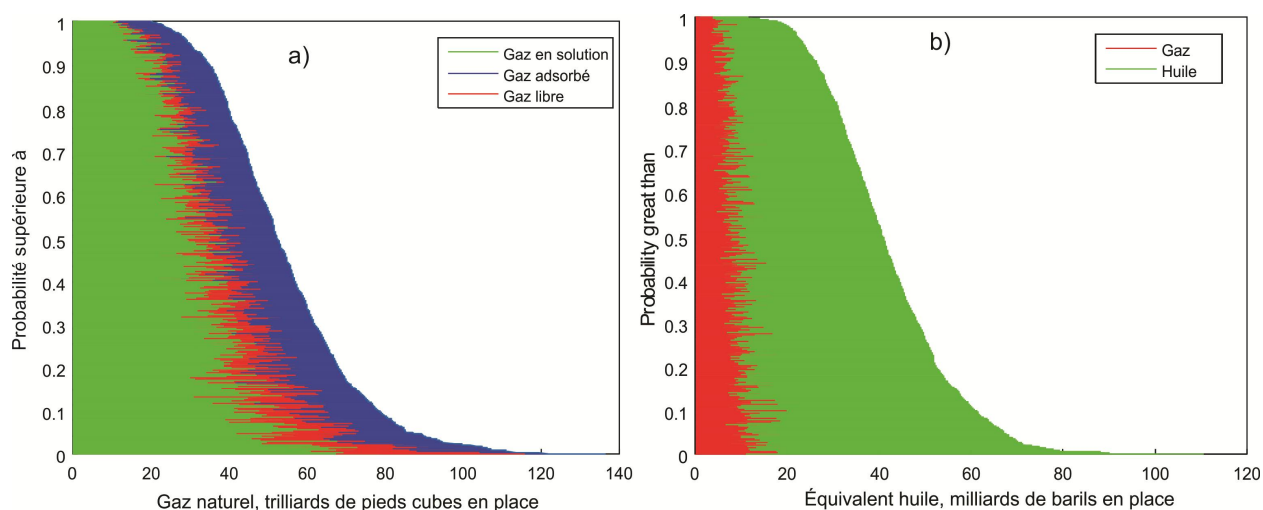


Figure 36 : Distribution cumulative du total agrégé du gaz naturel et équivalent en huile en place avec les abondances relatives des divers composants a) de gaz et b) gaz et huile.

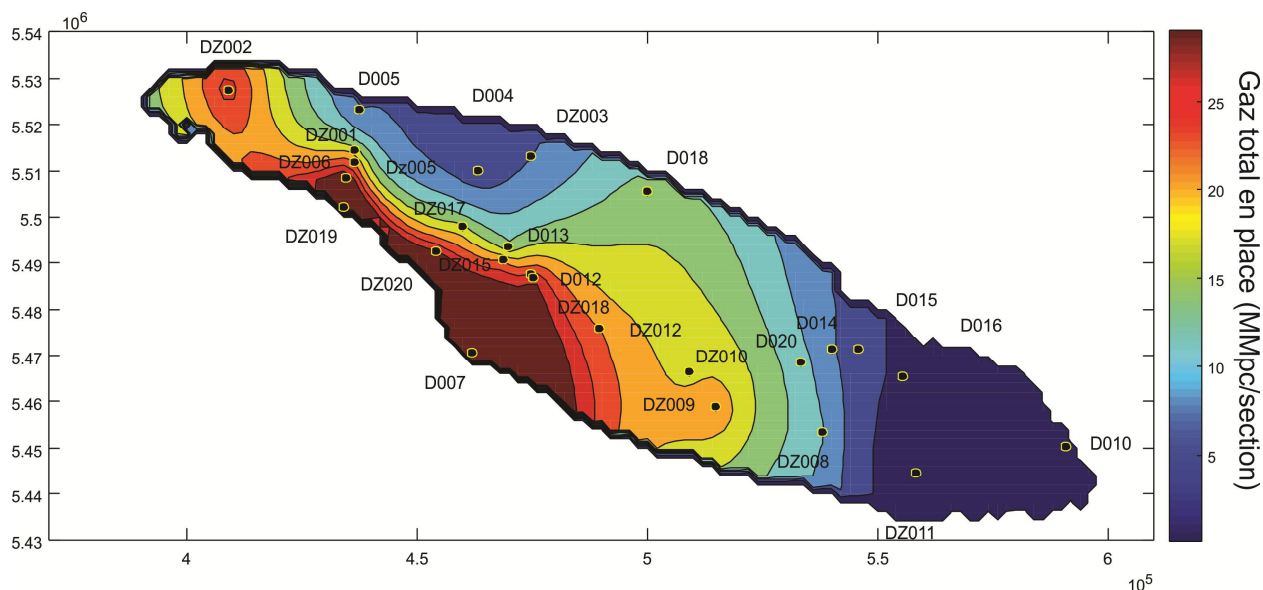


Figure 37 : Distribution géographique de la ressource en place de gaz naturel dans la Formation de Macasty sur l'île d'Anticosti. Longitude (UTM) selon l'axe horizontal ; latitude (UTM) selon l'axe vertical. MMpc/section : milliards de pieds cube par mille carré (section).

Tel que présenté dans le tableau 7 et sur les diagrammes de distribution statistique des différentes évaluations des ressources, des incertitudes importantes existent dans l'évaluation de la ressource potentielle en place en raison de la couverture peu dense des données, les écarts dans les données de maturation thermique et le manque d'information en ce qui concerne les propriétés des fluides de réservoir et les conditions de pression-volume-température en sous-surface. Ces incertitudes dans les données sont exprimées dans la forte variabilité dans les estimées de volume d'hydrocarbures en place et leur nature.

## DISCUSSION

Cette étude est la première évaluation indépendante du potentiel d'hydrocarbures non-conventionnels (pétrole et gaz) en place sur l'île d'Anticosti. Elle suit une méthodologie développée par la Commission géologique du Canada pour évaluer le potentiel des ressources dans une succession de shale et de réservoirs très peu perméables. L'évaluation est basée sur les données disponibles (diagraphies de forage, géochimie organique et minérale) dans le domaine public ainsi que sur des données confidentielles des opérateurs sur l'île (Hydrocarbures Anticosti et Junex).

La faible densité de puits sur l'île (1 puits/200 km<sup>2</sup>) et la variation dans la densité, la nature et le type des données disponibles résultent en une plage d'incertitude significative sur les résultats de l'évaluation (Tableau 7). À titre de comparaison, le bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique a une superficie (7800 km<sup>2</sup>) approximativement équivalente à celle de l'île d'Anticosti (7900 km<sup>2</sup>), mais avec un nombre de forages d'exploration dix fois supérieur (376 soit 1 forage/20 km<sup>2</sup>) et des

données historiques de production. Cette densité accrue d'informations géoscientifiques et techniques permettent une meilleure évaluation des ressources en place et éventuellement des réserves récupérables, mais servent également à identifier les zones les plus riches en hydrocarbures (les « sweet spots ») permettant un développement planifié et économiquement plus rentable des réserves.

Notre étude a produit une évaluation des ressources d'huile et de gaz en place et ne vise pas à évaluer le volume de ressources techniquement récupérables ni le caractère économique de leur développement éventuel. L'évaluation médiane à P50 des ressources en hydrocarbures en place sur l'île d'Anticosti présentée dans cette étude indique la présence de 32.2 milliards de barils de pétrole (MMbbls) et de 51.2 trilliards de pieds cubes (Tpc) de gaz. Cette évaluation serait équivalente à 40.6 milliards de barils équivalent pétrole ou MMbep (à un rapport d'équivalence thermique de 6000 pieds cubes de gaz pour 1 baril de pétrole). De ces résultats, un ratio de 79% huile versus 21% gaz naturel serait présent sur Anticosti. L'évaluation de la densité de la ressource en place (pétrole et gaz) sur l'île est de 5.1 Mbep/km<sup>2</sup> (millions de barils équivalents pétrole/km<sup>2</sup>) ou 13.3 Mbep/section (mille<sup>2</sup>).

Les récentes évaluations de l'industrie concernant les ressources en place sur l'île d'Anticosti ont été rapportées en milliards de barils équivalent de pétrole. L'étude de Sproule (pour les permis de Hydrocarbures Anticosti : 6070 km<sup>2</sup> ou 77% de la superficie de l'île)\* a suggéré la présence à P50 de 30.7 MMbep (fourchette de 20.9 MMbep à P90 et de 45.2 MMbep à P10) et le rapport NSAI (pour les permis de Junex : 1264 km<sup>2</sup> ou 16% de la superficie de l'île) indique la présence à P50 de 12.2 MMbep (fourchette de 10.2 MMbep à P90 et 14.4 MMbep à P10). Un total à P50 de 42.9 MMbep serait présent sur l'île selon l'industrie, un chiffre similaire à notre évaluation. Il est intéressant de noter que la valeur moyenne des ressources en place par km<sup>2</sup> est supérieure dans le rapport NSAI (9.6 Mbep/km<sup>2</sup>; millions de barils équivalents pétrole par km<sup>2</sup>) que dans celui de Sproule (5.1 Mbep/km<sup>2</sup>). Cette variation s'explique probablement par la présence d'une succession plus épaisse et surpressurisée dans le secteur des permis de Junex et est en accord avec la distribution géographique de la ressource de gaz naturel en place présentée à la Figure 37. Dans la majorité des bassins producteurs, la ressource en place est exprimée en volume de ressources par section (mille carré). Sur la base des études précédentes, les permis de Hydrocarbures Anticosti renferment 13.2 Mbep/section et ceux de Junex contiennent 25 Mbep/section.

Le tableau 8 présente un comparatif de la densité des ressources en place à P50 (rapporté en barils équivalents) pour quelques bassins de shale de l'Amérique du Nord (Milici, 2005; Jarvie, 2012b; Wickstrom, 2013; Chen et al., 2014; Corridor Resources, 2014, US EIA, 2011, 2013). Ce tableau ne sert pas à évaluer et contraster le potentiel économique spécifique de divers shales car il inclut des systèmes à gaz seulement et d'autres à huile et gaz. L'intérêt de ce tableau est dans l'évaluation de la densité de la ressource en place le tout rapporté en barils équivalents. Il est à noter que nous ne présentons pas de

---

\* le Parc National de Vauréal couvre 572 km<sup>2</sup> ou 7% de l'île

données pour les réservoirs non-conventionnels de siltstone et de grès (e.g., formations de Bakken et Montney) qui sont des systèmes très différents des réservoirs de shale. La superficie des bassins ne comprends que les zones productrices ou à potentiel démontré.

Unité de shale	Age	Superficie (km <sup>2</sup> - mi <sup>2</sup> )	Huile (MMbbls) - Gaz (Tpc)	Baril équivalent (MMbep)	Densité En place Mbep (/km <sup>2</sup> - /mi <sup>2</sup> )
<b>Macasty (QC)</b>	<b>Ordovicien Tardif</b>	<b>7900 - 3050</b>	<b>32.2 - 51.2</b>	<b>40.6</b>	<b>5.1- 13.3</b>
Utica (QC)	Ordovicien Tardif	10000 - 3861	1.9 - 176	31.2	3.1 - 8.1
Utica / Point Pleasant (OH)	Ordovicien Tardif	58300 - 22500	110 - 314	162.3	2.8 - 7.2
Horn River Shales (CB)	Dévonien Médian	8600 - 3320	0 - 530	74.7	6.4 - 16.7
Marcellus (core area; PA)	Dévonien Tardif	53750 - 20750	0 - 1500	250	8.3 - 21.7
Duvernay (AB)	Dévonien Tardif	52700 - 20350	67 - 483	147.5	2.8 - 7.3
Frederick Brook* (NB)	Carbonifère Précocce	485 - 188	0 - 67	11.2	23.1 - 59.7
Eagle Ford (TX)	Crétacé	8601 - 3321	33.2-76.8	46	5.3 - 13.9

Tableau 8. Sommaire des ressources non-conventionnelles (huile et gaz) en place à P50 pour diverses unités de shale au Canada et aux États-Unis. La superficie des bassins est uniquement pour la partie prospective. MMbbls : Milliards de barils d'huile, Tpc : Trilliards de pieds cubes de gaz naturel, MMbep: Milliards de barils équivalents pétrole et Mbep: Millions de barils équivalents pétrole. \* Évaluation faite seulement dans un secteur limité dans le sous-bassin de Moncton.

La Formation de Macasty a une densité de ressources en place supérieure à celle des unités contemporaines du Shale d'Utica dans le sud du Québec et du gisement d'Utica / Point Pleasant en Ohio. Cette densité moyenne de ressource se compare avantageusement aux autres shales avec des ressources mixtes huile et gaz, tels que le Duvernay (Alberta) et le Eagle Ford (Texas). Cependant, la densité moyenne de ressources en place pour les champs gaziers tels que le Horn River (Colombie-Britannique) et le Marcellus (Pennsylvanie) est définitivement plus élevé. Il est intéressant de noter que la densité de ressources en place pour le Membre de Frederick Brook (Formation d'Albert) au Nouveau-Brunswick est relativement supérieure aux autres unités, cependant, cette évaluation ne concerne qu'une partie très restreinte du bassin Carbonifère et aucune information n'est disponible pour la majeure partie de ce dernier.

Dans le cadre de cette étude, nous n'avons pas tenté d'évaluer la quantité de ressources techniquement récupérables en utilisant divers analogues pour les facteurs de récupération; ces facteurs varient fortement d'un bassin de shale à l'autre. Une sérieuse évaluation de la ressource techniquement récupérable nécessite d'avoir des données de récupération ultime des puits basées sur quelques années de production d'hydrocarbures pour établir les tendances statistiques de déclin de production. En l'absence de telles données, l'utilisation des données de production provenant de bassins sédimentaires qualifiés d'analogues sur la base de critères géologiques (composition minéralogique des shales, nature de matière organique, évolution thermique, etc...) est parfois considérée comme une méthode alternative d'évaluation des ressources récupérables. Cette approche fut suivie par le ministère des Finances du

Québec qui a produit en 2015 une étude de rentabilité économique potentielle de développement des hydrocarbures sur Anticosti. Leur scénario était basé sur des comparaisons avec le gisement d'Utica / Point Pleasant en Ohio et tablait sur une ressource totale en-place de 42.9 MMbep (données de l'industrie pour Anticosti) avec un ratio de production de 22.5% huile versus 77.5% gaz naturel (Gouvernement du Québec, 2015). Cette dernière étude présumait un développement d'approximativement 25% de l'île là où les conditions géologiques sont les plus favorables et de facto, devait cibler les secteurs où la Formation de Macasty est à plus grande profondeur (surpressurisée) et donc plus mature thermiquement et avec plus de gaz. Ce ratio de production localisé est diamétralement opposé à nos résultats de ressources en place sur l'ensemble de l'île, différence s'expliquant sur la base des objectifs spécifiques distincts de nos deux études.

## **CONCLUSIONS**

Une évaluation indépendante des ressources pétrolières non-conventionnelles a été menée pour la Formation de Macasty sur l'île d'Anticosti (est du Québec), sur la base de données géologiques, géochimiques, géophysiques et de réservoirs. L'analyse volumétrique de réservoir est basée sur le modèle à double porosité développé par la Commission géologique du Canada. Cette évaluation fournit des estimés de ressources en place et en l'absence de données de production. Aucune tentative d'évaluation des ressources techniquement récupérables n'a été menée.

Les calculs volumétriques suggèrent que la Formation de Macasty contient un volume significatif de ressources d'hydrocarbures en place. L'estimation médiane (P50) est de 32.2 milliards de barils de pétrole et 51.2 trilliards de pieds cube de gaz naturel pour l'ensemble de l'île. Ce rapport d'évaluation présente également des cartes de densité des ressources en place pour le pétrole et le gaz naturel pour illustrer les variations spatiales de ces ressources. L'évaluation indique également des incertitudes significatives dans l'évaluation de ces ressources en pétrole et gaz, lesquelles sont expliquées par la couverture insuffisante des données sur l'ensemble de l'île, des incertitudes dans les données géoscientifiques qui ont été utilisées et dans la compréhension de la géologie du bassin. Ces incertitudes sont indiquées graphiquement et numériquement dans le tableau récapitulatif (Tableau 7) et dans les figures 33, 35 et 36.

## **REMERCIEMENTS**

Monsieur Nicolas Pinet de la CGC est remercié pour sa critique du rapport, ses commentaires et suggestions sont grandement appréciés. Nous voulons remercier Madame Karine Bédard et Monsieur Félix-Antoine Comeau de l'Institut national de la recherche scientifique, Eau Terre Environnement, pour la construction du modèle géologique 3D de l'île d'Anticosti ainsi que Madame Virginia Brake de la



CGC pour son support technique. La société Hydrocarbures Anticosti S.E.C. (Pétrolia inc., Corridor Resources Inc., Saint-Aubin E & P (Québec) inc., Ressources Québec) est remerciée pour l'accès à diverses données pour notre évaluation. La compagnie Junex Exploration est également remerciée pour avoir autorisé l'utilisation de leurs données Rock-Eval et autres données non-publiées. Le Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles du Québec nous a gracieusement donné accès à toutes les données géoscientifiques publiques sur leur site web SIGPEG. Le Dr Xiaojun Liu de la CGC-Calgary est remercié pour son aide dans la modélisation de l'inversion des paramètres cinétique du kérogène sur la base des pyrogrammes disponibles

## Références

- Achab, A., Asselin, E., Desrochers, A., Riva, J.F., Farley, C., 2011, Chitinozoan biostratigraphy of a new Upper Ordovician stratigraphic framework for Anticosti Island, Canada. *Geological Society of America Bulletin*, v. 123, p. 186-205.
- Allen, J.S., Thomas, T.A., Lavoie, D., 2009. Stratigraphy and structure of the Laurentian rifted margin in the northern Appalachians: a low-angle detachment rift system. *Geology*, v. 37, p. 335–338.
- Ambrose, R.J., Hartman R.C., Diaz-Campos M., Akkutlu I.Y., Sondergeld, C.H., 2012. Shale Gas-In Place Calculations Part I: New pore-scale considerations, *SPE Journal*, March, p. 219-229.
- Bédard, K., Comeau, F.-A., Malo, M., 2014. Lithostratigraphie standardisée et modélisation géologique 3D du bassin d’Anticosti. Institut national de la recherche scientifique, Rapport de recherche INRS-ETE, R1561, 83 p.
- Bertrand, R., 1987. Maturation thermique et potentiel pétrologène des séries post-Taconiennes du Nord-Est de la Gaspésie et de l’Ile d’Anticosti. Unpublished D.Sc thesis, Neuchâtel University, 647 p.
- Bertrand, R., 1991. Maturation thermique des roches mères dans les bassins des basses terres du Saint-Laurent et dans quelques buttes témoins au sud-est du Bouclier canadien. *International Journal of Coal Geology*, v. 19, p. 359–383.
- Bertrand, R., Héroux, Y., 1987. Chitinozoan, graptolite, and scolecodont reflectance as an alternative to vitrinite and pyrobitumen reflectance in Ordovician and Silurian strata, Anticosti Island, Quebec, Canada. *AAPG Bulletin*, v. 71, p. 951–957.
- Bordet, E., Malo, M., Kirkwood, D., 2010. A structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Quebec: A fracture analysis that integrates surface and subsurface structural data. *Bulletin of the Canadian Petroleum Geology*, v. 58, p. 36-55.
- Brake, V., Pinet, N., 2015. Additional insights on fracture patterns in the northern Anticosti Basin from satellite, aerial and bathymetric images; Geological Survey of Canada, Open File 7911, 21 p.

Cander, H., 2013, Finding Sweet Spots in Shale Liquids and Gas Plays: (with Lessons from the Eagle Ford Shale); Search and Discovery Article #41093, Posted December 10, 2012, May 13, 2013.

[http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/41093cander/ndx\\_cander.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/41093cander/ndx_cander.pdf.html)

Carr, A.D., 1999. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation. *Marine and Petroleum Geology*, v. 16, p. 355-377.

Castonguay, S., Wilson, R.A., Brisebois, D., Desrochers, A., Malo, M., 2005. Compilation géologique, Anticosti-Gaspé- Campbellton, les ponts géologiques de l'est du Canada, Transect 4, Québec-Nouveau-Brunswick. Commission Géologique du Canada, Open File 4883, 1:125 000, 4 sheets.

Chatellier, J.Y., Ferworn, K., Larsen, N.L., Ko, S., Flek, P., Molgat, M., Anderson, I., 2013. Overpressure in Shale Gas: When Geochemistry and Reservoir Engineering Data Meet and Agree, in J.Y. Chatellier and D. Jarvie, eds. Critical assessment of shale gas resource play. AAPG Memoir 103, p. 45-69

Chen, Z., Osadetz, K. G., Dixon, J. and Dietrich, J., 2012, Using copula for implementation of variable dependencies in petroleum resource assessment: Example from Beaufort-Mackenzie Basin, Canada, AAPG Bulletin, V.96, No.3, pp. 439–457. DOI: 10.1306/06301110196.

Chen, Z., Jiang, C., 2015, A Data Driven Model for Studying Kerogen Kinetics with Unconventional Shale Application Examples from Canadian Sedimentary Basins, *Marine and Petroleum Geology*, v. 67, p.795-803, doi:10.1016/j.marpetgeo.2015.07.004.

Chen, Z., Jiang, C., 2016, A revised method for organic porosity estimation using Rock-Eval pyrolysis data, example from Duvernay Shale in the Western Canada Sedimentary Basin, AAPG Bulletin, v. 100, p. 405-422. doi:10.1306/08261514173.

Chen, Z., Lavoie, D., Malo, M., 2014. Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources pétrolières du Shale d'Utica, Québec, Canada. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7625, 47 p.

Chi, G., Lavoie, D., Bertrand, R., Lee, M.-K., 2010. Downward hydrocarbon migration predicted from numerical modeling of fluid overpressure in the Paleozoic Anticosti Basin, eastern Canada. *Geofluids*, v. 10, p. 334-350.

Desrochers, A., 1988. Stratigraphie de l'Ordovicien de la région de l'Archipel de Mingan. Ministère des Ressources Naturelles du Québec, MM 87-01, 62 p.

Desrochers, A., 2006. Rocky shoreline deposits in the lower Silurian (upper Llandovery, Telychian) Chicotte Formation, Anticosti Island, Quebec. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 43, p. 1-10.

Desrochers, A., James, N.P., 1988. Early Paleozoic surface and subsurface paleokarst : Middle Ordovician Carbonates, Mingan Islands, Quebec. in: James, N.P., Choquette, P.W. (Eds), *Paleokarst*. Springer, London, p. 183- 210.

Desrochers, A., Farley, C., Achab, A., Asselin, E., Riva, J.F., 2010, A far-field record of the end Ordovician glaciation: The Ellis Bay Formation, Anticosti Island, Eastern Canada, *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 296, p. 248-263.

Desrochers, A., Brennan-Alpert, P., Lavoie, D., Chi, G., 2012. Regional stratigraphic, depositional and diagenetic patterns from the interior of the St. Lawrence Platform: the Lower Ordovician Romaine Formation, western Anticosti Basin, Québec, in Derby, J R, Fritz, R D, Longacre, S A, Morgan, W A , Sternbach, C A. *The great American carbonate bank: The geology and economic resources of the Cambrian - Ordovician Sauk megasequence of Laurentia*, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 98, p. 525-543.

Dietrich, J., Lavoie, D., Hannigan, P., Pinet, N., Castonguay, S., Giles, P., Hamblin, A.P., 2011. Geological Setting and Resource Potential of Conventional Petroleum Plays in Paleozoic Basins in Eastern Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 59, p. 54-84.

Dutton S.P., Loucks, R.G., 2010. Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultra-deep (200-6700) burial, Gulf of Mexico Basin, USA, *Marine and Petroleum Geology*, v. 27 p. 69-81.

Espitalié, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, A., Boutefeu, J., 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut Français du Pétrole* v. 32, p. 23-42.

Espitalié, J., F. Marquis, L. Sage, Barsony, I., 1987. Géochimie organique du bassin de Paris: *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. 42, p. 271–302.

Goodarzi, F. 1985. Reflected light microscopy of chitinozoan fragments. *Marine and Petroleum Geology*, v. 2, p. 72–78.

Goodarzi, F., Norford, B.S., 1985. Graptolites as indicators of the temperature histories of rocks. *Journal of the Geological Society of London*, v. 142, p. 1089–1099.

Gouvernement du Québec, 2015. Évaluation financière, évaluation des retombées économiques et scénarios possibles de développement de l'exploitation d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Évaluation environnementale propre à Anticosti, Chantier Économie, Rapport AECN01-AECN02, 98 p.

Hartkopf-Fröder, C., Königshof, P., Littke, R., Schwarzbauer, J., 2015. Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review. *International Journal of Coal Geology*, v. 150–151, p. 74–119.

Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, New York (743 p.).

INRS-Pétrole, 1974. Potentiel pétrolier du sondage ARCO-Anticosti no. 1 (49°23'18'' - 63° 31'29''; 12583 pieds). Étude sédimentologique, minéralogique, biostratigraphique, géochimique organique et minérale. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, DP-0256, 40 p.

INRS-Pétrole 1976. Forage New Associated Consolidated Paper – Anticosti no. 1 (49°37'20'' - 63°26'20'': 5770 pieds). Stratigraphie, roche-mère et diagenèse minérale et organique. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, DPV-0361 (F-E), 78 p.

Jacob, H., 1985. Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. *Erdol Und Kohle*, v. 38 p. 365–366.

Jarvie, D.M., 2012a. Shale resource systems for oil and gas: part 2 - Shale-oil resource systems. In: Breyer, J.A. (Ed.), *Shale Reservoirs-Giant Resources for the 21st Century*, AAPG Memoir 97, p. 89-119.

Jarvie, D. M., 2012b, Shale resource systems for oil and gas: Part 1—Shale-gas resource systems, in J. A. Breyer, J.A. (Ed.), *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century*, AAPG Memoir 97, p. 69–87.

Lavoie, D., 2008. Appalachian Foreland Basin in Canada, In: Hsü, K.J., Miall, A.D. (Eds.), *Sedimentary Basins of the World*, series ed. *Sedimentary Basins of the World — USA and Canada*, vol. 5. Elsevier Science, p. 65–103.

Lavoie, D., 2008. Appalachian Foreland Basin in Canada, In: Hsü, K.J., Miall, A.D. (Eds.), *Sedimentary Basins of the World*, series ed. *Sedimentary Basins of the World — USA and Canada*, vol. 5. Elsevier Science, p. 65–103.

Lavoie, D., Chi, G., 2010. Lower Paleozoic foreland basins in eastern Canada: tectono-thermal events recorded by faults, fluids and hydrothermal dolomites. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 58, p 17-35.

Lavoie, D., Chi, G., Brennan-Alpert, P., Desrochers, A., Bertrand, R., 2005. Hydrothermal dolomitization in the Lower Ordovician Romaine Formation of the Anticosti Basin: significance for hydrocarbon exploration: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 53, p. 454-472.

Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A. P., Giles, P., 2009. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 6174, 275 p.

Lavoie, D., Obermajer, M., Fowler, M., 2011. Rock-eval/TOC data from Cambrian–Ordovician St. Lawrence Platform and Humber Zone and Silurian–Devonian Gaspé Belt successions, Quebec. Geological Survey of Canada, Open File 6050.

Lavoie, D., Desrochers, A., Dix, G., Knight, I., Salad Hersi, O., 2012. The great American carbonate bank in eastern Canada: an overview. In: Derby, J.R., Fritz, R.D., Longacre, S.A., Morgan, W.A., Sternbach,

C.A. (Eds.), The Great American Carbonate Bank: The Geology and Economic Resources of the Cambrian–Ordovician Sauk Megasequence of Laurentia: AAPG Memoir. 98, p. 499–523.

Lavoie, D., Rivard, C., Lefebvre, R., Séjourné, S., Thériault, R., Duchesne, M. J., Ahad, J. M. E., Wang, B., Benoit, N., Lamontagne, C., 2014. The Utica Shale and gas play in southern Quebec : Geological and hydrogeological syntheses and methodological approaches to groundwater risk evaluation. *International Journal of Coal Geology*, v. 126, p. 77-91.

Long, D.G.F., 2007. Tempestite frequency curves: a key to Late Ordovician and Early Silurian subsidence, sea-level change and orbital forcing in the Anticosti foreland basin, Quebec, Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 44, 413-431.

Lynch, G., 2001. Shell Canada – Encal Energy, Anticosti Island Exploration 1997-2000. Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec, Report 2000TD456-01, 32 p.

Lynch, G., Grist, A.M., 2002. Thermal modelling of the Laurentian margin beneath Anticosti Island using AFTA, 1D well profiles and bulk fluid inclusions. Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual meeting, Calgary 2012. Program with abstracts.

Marcil, J.S., Dorrins, P.K., Lavoie, J., Mechti, N., 2014. Anticosti Island, Québec : Compelling data for deep fairway Utica-Equivalent oil. Unconventional resources technology conference 2014, paper SPE-2014-1931192. Denver, Colorado.

Milici, R.C., 2005. Assessment of Undiscovered Natural Gas Resources in Devonian Black Shales, Appalachian Basin, Eastern U.S.A. U.S. Geological Survey Open-File Report 2005-1268.

Momper, J. A., 1978, Oil migration limitations suggested by geological and geochemical considerations, in W. H. Roberts and R. J. Cordel, eds., *Physical and Chemical Constraints on Petroleum Migration*: AAPG Continuing Education Course Notes Series no. 8, p. B1–B60.

Mossop, G.D., Wallace-Dudley, K.E., Smith, G.G., Harrison, J.C., 2004. Sedimentary basins of Canada, Geological Survey of Canada, Open File 4673, 1 sheet.

- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti F.J., Stroud, J.D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG Bulletin, v. 74, p. 1777-1794.
- Passey, Q.P., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R., and Sinha, S., 2010, From oil-potential source rock to gas-producing shale reservoir, - geological and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. SPE 131350.
- Pepper, A. S., Dodd, T. A., 1995. Simple kinetic models of petroleum formation. Part II: oil-gas cracking. Marine and Petroleum Geology, v. 12, no. 3, p. 321-340.
- Pinet, N., Keating, P., Lavoie, D., Dietrich, J., Duchesne, M.J., Brake, V., 2012. Revisiting the Appalachian structural front and offshore Anticosti Basin (northern Gulf of St. Lawrence, Canada) by integrating old and new geophysical datasets. Marine and Petroleum Geology, v. 32, p. 50-62.
- Pinet, N., Brake, V., Lavoie, D., 2015. Geometry and regional significance of joint sets in the Ordovician-Silurian Anticosti Basin: new insights from fracture mapping; Geological Survey of Canada, Open File 7752, 26 p.
- Ramm, M., 1991. Porosity – depth trends in reservoir sandstones: theoretical models related to Jurassic sandstone offshore Norway, Marine and Petroleum Geology, v. 9 no. 10, p. 553-567.
- Riva, J., 1969. Middle and Upper Ordovician graptolites faunas of the St. Lawrence Lowlands of Quebec and Anticosti Island. In: Kay, G.M. (Ed.), North Atlantic Geology and Continental Drift. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 12, p. 513–556.
- Rokosh, C.D., Lyster, S., Anderson, S.D.A., Beaton, A.O., Berhane, H., Brazzoni, T., Chen, D., Cheng, Y., Mack, T., Pana, C., Pawlowicz, J.G., 2012. Summary of Alberta's shale and siltstone-hosted resource potential. Energy Resources Conservation Board, ERCB/AGS Open File Report 2012-6.
- Sami, T., Desrochers, 1992., Episodic sedimentation on an early Silurian, storm-dominated carbonate ramp, Becscie and Merrimack formations, Anticosti Island, Canada. Sedimentology, v. 39, p. 355-381.



Sanford, B.V., 1993. St. Lawrence Platform- Geology, in: Scott, D.F., and Aitken, J.D. (Eds.), Sedimentary Cover of the Craton in Canada, Geological Survey of Canada, Geology of Canada, v. 5, p. 723-786.

Schuchert, C., Twenhofel, W.H., 1910. Ordovician–Silurian section of the Mingan and Anticosti islands, Gulf of Saint Lawrence. Geological Society of America Bulletin, v. 21, p. 677–716.

Séjourné, S., 2015a. Étude géomécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture dans un puits pétrolier et gazier (Pétrolia/Corridor Chaloupe No. 1), Île d'Anticosti, Québec; Commission géologique du Canada, Dossier Public 7892, 52p.

Séjourné, S., 2015b. Étude géomécanique régionale de la Formation de Macasty et de sa couverture d'après les puits pétroliers et gaziers de l'Île d'Anticosti, Québec; Commission géologique du Canada, Dossier public 7907, 114p.

Séjourné, S., Malo, M., 2015. Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec. Institut national de la recherche scientifique,, Rapport de recherche INRS-ÉTÉ, R1552, 147 p.

Suárez-Ruiz, I., Flores, D., Filho, J.G.M., Hackley, P.C., 2012. Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. International Journal of Coal Geology, v. 99, p. 54–112.

Tissot, B. P., Pelet, R., Ungerer, P., 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. AAPG Bulltin, v. 71, p. 1445-1466.

Thériault, R., 2012a. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent — Partie 2: Interprétation géologique. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. (SIGEOM, DV 2012-04, 80 pp.).

U.S. Energy Information Administration, 2011. Review of Emerging Resources: US Sale gas and shale oil plays, 82 p.

U.S. Energy Information Administration, 2013. Technically recoverable shale gas and shale oil resources, p. updated in 2015: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Wang, P., Chen, Z., Pang, X., Hu, K., Sun, M., Chen, X., 2016. Revised models for determining TOC in shale play: Example from Devonian Duvernay Shale, Western Canada Sedimentary Basin. *Marine and Petroleum Geology*, v. 70, p. 304-319.

Wickstrom, L., 2013. Geology and activity of the Utica-Point Pleasant of Ohio. Tulsa Geological Society presentation. Search and Discovery Article #10490 (2013).

Wilson, J.L., Fritz, R.D., Medlock, P.L., 1991, The Arbuckle Group-relationship of core and outcrop analyses to cyclic stratigraphy and correlation, in Johnson, K.S., ed., *Arbuckle Core Workshop and Field Trip: Oklahoma Geol. Survey, Spec. Publ. 91-3*, p. 133-144.

Zou, Y.-R., Peng, P., 2001. Overpressure retardation of organic-matter maturation: a kinetic model and its application. *Marine and Petroleum Geology*, v. 18, p. 707-713.