



SCOTIAN SHELF LITHOSTRATIGRAPHY 11 OVERPRESSURE 1

PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE LITHOSTRATIGRAPHIE SURPRESSION 1

J. A. Wade

Recommended citation: Wade, J. A., 1991: Lithostratigraphy 11: overpressure 1; in East Coast Basin Atlas Series: Scotian Shelf; Atlantic Geoscience Centre, Geological Survey of Canada, p. 71.

Additional copies of this map may be obtained from the Geological Survey of Canada, Atlantic Geoscience Centre, P. O. Box 1006, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4A2 Canada (Ph: 902-426-2773; FAX: 902-426-4266).

Notation bibliographique conseillée: Wade, J. A., 1991: Lithostratigraphie 11: surpression 1; dans Série des atlas des bassins de la côte Est: plate-forme Néo-Écossaise; Centre géoscientifique de l'Atlantique, Commission géologique du Canada, p. 71.

Des copies supplémentaires de la carte peuvent être obtenues auprès de la Commission géologique du Canada, Centre géoscientifique de l'Atlantique, case postale 1006, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2 Canada tél (902) 426-2773, facsimilé (902) 426-4266.

An extensive overpressure system exists beneath the eastern Scotian Shelf (Fig. 1). It occurs in all deep wells drilled south and east of a line marking the basement hinge zone and the Abenaki Formation carbonate front as far west as 61°W. The extent of the overpressured system was originally restricted to the Sable Island area. However, deep drilling since 1983 has established that overpressures exist beneath the entire southeastern part of the Shelf.

Overpressure describes a condition in which subsurface formation fluids, at a given depth, are at a greater pressure than that exerted by a column of water containing 80 000 ppm total dissolved solids, extending from the surface to that depth (Dickinson, 1953). By definition, the normal hydrostatic gradient of this fluid column is 10.52 kPa/m (0.465 lb/ft²) and its density is 1052 kg/m³ which is equivalent to a mud weight of 8.8 lbs/gal (Fig. 2). A formation with a pressure gradient greater than ~10.52 kPa/m indicates an overpressured condition (Fig. 3). Overpressure cannot be generated or maintained unless restrictions to fluid flow exist to separate the overpressured fluids from normally pressured fluids. Such flow-restricting beds include salt, shale, and impermeable sandstone or carbonate. Their permeability must be sufficiently low that the fluid equilibrium is temporarily or permanently retarded in terms of geological time. Mechanisms that could generate overpressure include rapid burial, clay diagenesis, hydrocarbon generation, aquathermal pressuring, osmotic pressuring, and tectonic compression (Bradley, 1975).

Beneath the eastern Scotian Shelf, high geopressures are sometimes found within highly porous sandstones interbedded with normally compacted shales (e.g. Venture field) as well as within lower porosity sandstones and limestones (e.g. Arcadia, Hesper, Louisbourg, and other wells). Analyses of the Scotian Shelf occurrences indicate rapid burial or shale diagenesis is not the sole cause of the overpressure and suggest an additional mechanism may be hydrocarbon (gas) generation in an effectively closed system (Mudford and Best, 1989; Wade and MacLean, 1990).

Throughout the basin, the beds sealing the overpressure system are impermeable shales or limestones that, in progression, are stratigraphically older to the northeast (Fig. 4; Fig. 1, map sheet Lithostratigraphy 12, this volume). The top of the geopressed system, as delineated by existing well control, is encountered at subsea depths ranging from 2712 to 5184 m. The most studied area with abnormal pressures is the Venture field where gas pools are reservoir in overpressured Lower Cretaceous and Upper Jurassic sandstones.

Figure 3 is a pressure versus depth plot for five Venture field wells. A geostatic pressure gradient of 22.6 kPa/m and a hydrostatic gradient of 10.7 kPa/m define the upper and lower boundary for overpressure. (The latter is slightly higher than normal due to very saline formation water.) From the top of the geopressure (4440 m subsea) to approximately 4750 m, Venture field geopressures increase from ~47 000 to 79 000 kPa which is an incremental gradient of 107 kPa/m. This 310 m interval is termed the transition zone; beneath it lies a 350 m interval where pressures increase at a gradient of ~20.0 kPa/m from 79 000 to 86 000 kPa. Deeper again, the pressures continue to increase almost linearly from 86 000 to 118 000 kPa, in the Venture B-52 and H-22 wells. This is the maximum pressure recorded thus far in the Venture field. This is the zone of hard overpressure (Fertl, 1976), which spans an interval >600 m and has an average gradient of 53 kPa/m. It is significant that in the Venture field the total overpressure zone is >1200 m thick and its base has not been encountered.

In reality, the Venture overpressure develops in a series of small pressure steps (K. J. Drummond, personal communication, 1984; Meloche, 1985). This situation is also revealed by the drilling mud weight data (Fig. 2). The transition zone is a zone of upward pore fluid flow as the overpressured fluids move slowly through the imperfectly sealed beds toward hydrostatic equilibrium with the overlying normally pressured sequence. This flow or "leakage" takes place under restricted hydrodynamic conditions imposed by shales with permeabilities <0.00001 md (Mudford and Best, 1989) in the transition zone.

Typically, the normally pressured section of the Venture wells is drilled with mud weights ranging 1078 to 1200 kg/m³ (9-10 lbs/gal). At the onset of abnormally high

pressures and across the transition zone, the mud weight is incrementally increased from 1258 to 1581 kg/m³ (10.5-13.2 lbs/gal; Fig. 2). These moderate increments in mud weight are effective in controlling the pore fluid pressures within the transition zone.

Below the transition zone, an interval with a pressure gradient of ~20 kPa/m is interpreted to have interconnected permeable reservoirs. No pressure drop in this zone precludes the possibility of increased pore fluid leakage. The underlying very high pressure zone represents an interval of hard overpressure, again characterized by the presence of a series of porous sandstones separated by very low permeability shales or limestones, as indicated by its steeper pressure gradient. The highest pressures recorded in the Venture field are within this zone and they approach lithostatic pressure (Figs. 2 and 3). A formation pressure of 118 000 kPa was recorded at a depth of 5693 m in the Venture B-52 well during production tests. (Mud weights of 2049-2097 kg/m³ (17.1-17.5 lb/gal) are required to contain these hard geopressures.) A number of other Scotian Shelf wells also reached these extreme levels of overpressure (Fig. 6, Table 1, map sheet Lithostratigraphy 12, this volume).

Figure 4 demonstrates the variations in the pressure regime between wells in different fault slices. The line of section is shown on Figure 1. In general, the top of overpressure is deepest at the Venture field and shallower north and south of the field. However, the individual pressure levels (indicated by the colour lines) do not mirror this relationship but show that, in all probability, each fault slice may represent an individual pressure cell within the regional system.

Figure 5 is a composite plot of shale acoustic velocity versus depth for 17 wells across the Scotian Shelf. The wells are arranged from left to right according to the depth of overpressure. Three parameters are provided for each well: the depth of maximum shale velocity, the top of overpressure, and the depth of the 130°C isotherm. Note that all three data sets cross each other with the maximum shale velocity ranging from ~425 m above to ~500 m below the top of overpressure, and the 130°C isotherm ranging from ~350 m above to ~750 m below the same. In general, maximum shale velocity occurs very close to a subsea depth of 4500 m. However the overpressure and temperature data seem more interrelated, having the same general trend of shallower to the left and deeper to the right. This shows that the degree of shale diagenesis, as indicated by velocity, is quite consistent across the Shelf and, although initially related, is now independent of the top of overpressure. However, overpressure has some relationship to temperature which, in turn, is related to the maturation of organic matter and generation of hydrocarbons.

REFERENCES

- Bradley, J.**
1975: Abnormal formation pressure; American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 59, p. 957-973.
Dickinson, G.
1953: Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana; American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 37, p. 410-432.
Fertl, W. H.
1976: Abnormal Formation Pressures; Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 382 p.
Meloche, J.
1985: Diagenetic evolution of overpressured sandstones - Scotian Shelf (abstract); Geological Association of Canada - Mineralogical Association of Canada Joint Annual Meeting, Program with Abstracts, p. A39.
Mudford, B. S. and Best, M. E.
1989: Venture gas field offshore Nova Scotia: case study of overpressuring in region of low sedimentation rate; American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 73, p. 1383-1386.
Wade, J. A. and MacLean, B. C.
1990: The geology of the southeastern margin of Canada; Chapter 5 in *Geology of the Continental Margin of Eastern Canada*, (ed.) M. J. Keen and G. L. Williams; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2, p. 167-238 (also Geological Society of America, The Geology of North America, v. I-1).

Un vaste système de surpression est présent dans la plate-forme Néo-Écossaise orientale (fig. 1). Tous les puits profonds forés au sud et à l'est d'une ligne marquant la charnière du socle et le front carbonaté de la Formation d'Abenaki, et ce aussi loin à l'ouest que 61°W, l'ont recoupé. À l'origine, on avait limité l'étendue du système de surpression à la région de l'île de Sable. Cependant, des forages profonds effectués à partir de 1983 ont établi que le système de surpression pourrait s'étendre à toute la partie sud-est de la plate-forme Néo-Écossaise.

Par surpression, on désigne une condition dans laquelle les fluides de formation de subsurface atteignent, à une profondeur donnée, une pression supérieure à celle qu'exercerait une colonne d'eau s'étendant depuis la surface jusqu'à cette profondeur et qui contiendrait une teneur totale en solides dissous de 80 000 ppm (Dickinson, 1953). Par définition, le gradient hydrostatique normal de cette colonne de fluide est de 10.52 kPa/m (0.465 lb/pi) et sa «densité» (masse volumique) est de 1 052 kg/m³, ce qui équivaut à un «poids» des boues de 8.8 lb/gal (fig. 2). Une formation dont le gradient de pression est supérieur à 10.52 kPa/m est dans une condition de surpression (fig. 3). La surpression ne peut pas être créée ou maintenue à moins qu'il n'existe des limitations à l'écoulement des fluides ayant pour effet de séparer les fluides en surpression des fluides à pression normale. Les couches de sel, de shale et de grès ou de roches carbonatées imperméables sont des couches qui limitent l'écoulement. Leur perméabilité doit être suffisamment faible pour que l'équilibre des fluides soit temporairement ou en permanence retardé à l'échelle des temps géologiques. Les mécanismes qui pourraient provoquer une surpression sont notamment un enfouissement rapide, la diagenèse des argiles, la formation d'hydrocarbures, la pression aquathermale, la pression osmotique et la compression tectonique (Bradley, 1975).

Dans la plate-forme Néo-Écossaise orientale, des pressions élevées sont observées par endroits dans des grès très poreux interstratifiés avec des shales normalement compactés (par ex. champ Venture) et dans des grès et calcaires de porosité plus faible (par ex. puits Arcadia, Hesper, Louisbourg et autres). L'analyse des occurrences dans la plate-forme Néo-Écossaise indique que l'enfouissement rapide ou la diagenèse des shales ne constituent pas la seule cause de la surpression et qu'un autre mécanisme pourrait être la formation d'hydrocarbures (gaz) dans un système fermé de façon effective (Mudford et Best, 1989; Wade et MacLean, 1990).

Dans tout le bassin, les couches qui assurent l'étanchéité du système de surpression sont des shales ou des calcaires imperméables qui, en progression, sont stratigraphiquement plus anciennes vers le nord-est (fig. 4; fig. 1 de la carte Lithostratigraphie 12 du présent volume). Le sommet du système soumis à une géopression, tel que délimité par les données de puits actuelles, se trouve à des profondeurs sous-marines variant entre 2 712 m et 5 184 m. Parmi les régions caractérisées par des pressions异常, la plus étudiée est celle du champ Venture où les gisements de gaz logent dans des grès réservoirs en surpression du Crétacé inférieur et du Jurassique supérieur.

La figure 3 est un diagramme de la pression en fonction de la profondeur de cinq puits forés dans le champ Venture. Un gradient de pression géostatique de 22.6 kPa/m et un gradient hydrostatique de 10.7 kPa/m définissent les limites supérieure et inférieure de la zone de surpression. (Cette dernière est légèrement plus élevée que la normale due à la forte salinité de l'eau de formation). Du sommet de la zone de géopression (4 440 m sous le niveau marin) à environ 4 750 m, les géopressions du champ Venture augmentent passant d'environ 47 000 à 79 000 kPa, ce qui correspond à un gradient différentiel de 107 kPa/m. Cet intervalle de 310 m a été désigné «zone de transition». Au-dessous de cette zone, s'étend un intervalle de 350 m où les pressions augmentent selon un gradient d'environ 20.0 kPa/m, passant de 79 000 à 86 000 kPa. En profondeur, les pressions continuent d'augmenter de façon presque linéaire de 86 000 à 118 000 kPa comme en témoignent les données recueillies dans les puits Venture B-52 et H-22. C'est la pression maximale enregistrée à ce jour dans le champ Venture. Il s'agit de la zone de «surpression dure» (Fertl, 1976) qui recouvre un intervalle de plus de 600 m et dont le gradient moyen est de 53 kPa/m. Il est important de noter que dans le champ Venture, la zone de surpression totale a plus de 1 200 m d'épaisseur et que sa base n'a pas été atteinte.

En réalité, la surpression dans le champ Venture se forme suivant une série de petites étapes d'augmentation de pression (K.J. Drummond, communication personnelle, 1984; Meloche, 1985). Ce processus est également mis en évidence par les données sur le «poids» des boues de forage (fig. 2). La zone de transition est une zone d'écoulement vers le haut des fluides interstitiels étant donné que les fluides en surpression se déplacent lentement à travers les couches imparfaitement étanches pour atteindre un équilibre hydrostatique avec les fluides de la séquence sus-jacente à pression normale. Cet écoulement ou «fuite» a lieu dans des conditions hydrodynamiques limitées imposées par la présence de shale dont la perméabilité est inférieure à 0.00001 md (Mudford et Best, 1989) dans la zone de transition.

En général, l'intervalle à pression normale des puits Venture est foré avec des boues dont le «poids» varie entre 1 078 et 1 200 kg/m³ (9-10 lb/gal). Au début de la zone des pressions anormalement élevées et à travers la zone de transition, le «poids» des boues est accru, par incrément, de 1 258 à 1 581 kg/m³ (10.5-13.2 lb/gal; fig. 2). Ces incrément modérés du «poids» des boues permettent de contrôler les pressions des fluides interstitiels au sein de la zone de transition.

Au-dessous de la zone de transition, un intervalle dont le gradient de pression est d'environ 20 kPa/m est interprété comme comportant des roches réservoirs perméables reliées entre elles. Aucune chute de pression dans cette zone ne laisse entrevoir la possibilité d'une fuite accrue de fluide interstitiel. La zone sous-jacente, à pression très élevée, représente un intervalle de surpression dure, caractérisée elle aussi par la présence d'une série de grès poreux séparés par des shales ou des calcaires très peu perméables, comme en témoigne son gradient de pression plus élevé. C'est dans cette zone que l'on a enregistré les plus fortes pressions dans le champ Venture, pressions qui se rapprochent de la pression lithostatique (fig. 2 et 3). Une pression de formation de 118 000 kPa a été enregistrée à une profondeur de 5 693 m dans le puits Venture B-52 au cours d'essais de production. (Des «poids» de boues de 2 049-2 097 kg/m³ (17.1-17.5 lb/gal) sont nécessaires pour contenir ces géopressions dures.) Certains autres puits forés dans la plate-forme Néo-Écossaise ont atteint des surpressions aussi élevées (fig. 6, tableau 1 de la carte Lithostratigraphie 12 du présent volume).

La figure 4 illustre les variations du régime de pression entre les puits forés dans différentes échelles tectoniques. La trace du plan de coupe est montrée à la figure 1. En général, le sommet de la zone de surpression est plus profond au champ Venture mais il l'est moins au nord et au sud du champ. Cependant, chacun des niveaux de pression (indiqués par des lignes colorées) ne reflète pas cette relation mais montre que, fort probablement, chaque échelle peut représenter une cellule de pression individuelle au sein du système régional.

La figure 5 est un diagramme composite de la vitesse du son dans les shales en fonction de la profondeur dans 17 puits de la plate-forme Néo-Écossaise. Les puits sont disposés de gauche à droite selon la profondeur de la zone de surpression. Trois paramètres sont indiqués pour chacun des puits: la profondeur de la vitesse maximale dans le shale, le sommet de la zone de surpression et la profondeur de l'isotherme de 130°C. À remarquer que tous les ensembles de trois données s'entrecroisent - la vitesse maximale dans les shales ayant été atteinte entre des profondeurs approximatives de 425 m au-dessus et 500 m au-dessous du sommet de la zone de surpression, et l'isotherme de 130°C, entre 350 m au-dessus et 750 m au-dessous de la même surface de référence. En général, la vitesse maximale dans les shales s'observe très près d'une profondeur sous-marine de 4 500 m tandis que les données sur la surpression et les températures semblent davantage interrelées et présentent toutes deux une tendance à l'approfondissement vers la droite et une tendance inverse vers la gauche. Cette situation révèle que le degré de diagenèse des shales, indiqué par la vitesse, est constant dans toute la plate-forme et que, même si l'était initialement lié au sommet de la zone de surpression, il ne l'est plus. Cependant, la zone de surpression a présenté certains liens avec la température qui, à son tour, est lié à la maturation des matières organiques et à la formation des hydrocarbures.

RÉFÉRENCES

- Bradley, J.**
1975: Abnormal formation pressure; American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 59, p. 957-973.
Dickinson, G.
1953: Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana; American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 37, p. 410-432.
Fertl, W. H.
1976: Abnormal Formation Pressures; Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 382 p.
Meloche, J.
1985: Diagenetic evolution of overpressured sandstones - Scotian Shelf (abstract); Geological Association of Canada - Mineralogical Association of Canada Joint Annual Meeting, Program with Abstracts, p. A39.
Mudford, B. S. et Best, M. E.
1989: Venture gas field offshore Nova Scotia: case study of overpressuring in region of low sedimentation rate; American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 73, p. 1383-1386.
Wade, J. A. et MacLean, B. C.
1990: The geology of the southeastern margin of Canada; Chapter 5 in *Geology of the Continental Margin of Eastern Canada*, (ed.) M. J. Keen and G. L. Williams; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2, p. 167-238 (also Geological Society of America, The Geology of North America, v. I-1).