

文章编号: 1000-0550(2004)02-0234-10

Midale 油田奥陶系白云岩储层格架与油藏特征

蒲仁海¹ 卿海若² Mark Anthony Urban²

1(西北大学地质系 大陆动力学教育部重点实验室 西安 710069)

2(里加纳大学地质系 里加纳 萨斯克切温省 SK S4S 0A2 加拿大)

摘要 综合三维地震、钻井、岩心和薄片资料分析了该油藏的储层展布格架、油藏构造及演化、油藏类型和控制因素等。在钻井剖面对比图上依据密度和中子测井,将白云岩储层可划分为 4 个小层。第 1、2 小层由于位于圈闭构造的较高部位因而通常含油。第 3、4 小层可能由于在某处与第 1、2 小层连通,虽然也具低幅度构造和更大的厚度及孔隙度,但多为水层;又因其容易侧向尖灭,故有可能形成地层圈闭。

三维地震解释和正演模型均表明,当第 1、2 小层较厚时,常对应于强振幅和高频反射;当第 3、4 小层较厚且 4 个小层并存时会在原储层反射位置下方多出一个波峰同相轴,而且第 3、4 小层的尖灭通常伴随着该同相轴的终止。这一点有助于寻找与第 3、4 小层上倾尖灭有关的圈闭。

Midale 油藏的空间分布受局部低幅度构造和储层小层发育状况的双重控制。油藏驱动机制可能为边水和底水两种类型的结合。根据地震剖面上的地层关系和由三维地震资料所做的古构造演化图来看,油藏低幅度构造的形成与后期地层在前寒武基岩古隆起上的披覆及该隆起在后期多次不整合发生期间的重新活动有关。圈闭雏形形成于早志留到中泥盆世,最终定型于晚白垩世。区域构造演化和油气运移研究表明,有利的油气聚集带位于某些靠近油源区的古鼻隆的东北翼。

关键词 白云岩储层 小层对比 储层预测 低幅度构造 油藏类型。

第一作者简介 蒲仁海 男 1967 年出生 副教授 石油地质

中图分类号 TE122.2 P618.130.2⁺1 **文献标识码** A

1 前言

Midale 油田位于 Williston 盆地北部加拿大境内的萨斯克切温省东南部,其区域构造背景是一个朝北东、北、北西方向翘起,超南轻微下倾(0.42°)的半向斜(图 1)。自 1995 年以来,在该省奥陶系红河组白云岩中已发现了许多油田,而 Midale 油田属于在该领域的首次重要的发现。Midale 油藏发育于 Williston 盆地北部奥陶系红河组细晶白云岩中,它由一系列低幅度构造圈闭组成,油源岩位于南部近盆地中心的同期或更老的地层。储层主要孔隙类型为生物钻孔细晶白云岩晶间孔,其次为裂缝和溶孔。在钻井剖面对比图上依据密度和中子测井,将白云岩储层可划分为 4 个小层。第 1、2 小层由于位于圈闭构造的较高部位因而通常含油。第 3、4 小层可能由于在某处与第 1、2 小层连通,虽然也具低幅度构造和更大的厚度及孔隙度,但多为水层;又因其容易侧向尖灭,故有可能形成地层圈闭。

红河组油藏的油源岩为夹于奥陶系碳酸岩中的富含有机质的 Kukersite 油页岩。该烃源岩向 Williston 盆

地南部厚度和埋深加大,于美国、加拿大国界线附近埋深达 2 000 m 左右,约在早白垩世油气开始大量生成和初次运移^[1~4]。

本文综合三维地震、钻井、岩心和薄片资料分析了该油藏的储层展布格架、油藏构造及演化、油藏类型和控制因素等,指出了下一步油气勘探的有利区带,其认识对提高现有油藏的采收率及该区非构造圈闭油气勘探与评估具有一定的参考意义。

2 白云岩储层的测井识别

利用光电因子测井 PEF 可将 Midale 油田的白云岩和灰岩较易的区分开来。典型的奥陶系白云岩的光电因子测井 PEF 值为 3~3.5,灰岩为 4~5。

红河组白云岩储层在密度和中子测井曲线上响应很明显。用 Lucia 所介绍的方法将岩心实测孔隙度进行深度校正后,与对应的孔隙度测井曲线放在一起可看出岩心孔隙度与测井孔隙度有较好的对应关系。

$$\text{岩心} = 0.6504 \text{ 中子} + 1.9538; \quad R^2 = 0.7569$$

$$\text{岩心} = 1.2196 \text{ 密度} - 2.7949; \quad R^2 = 0.5910$$

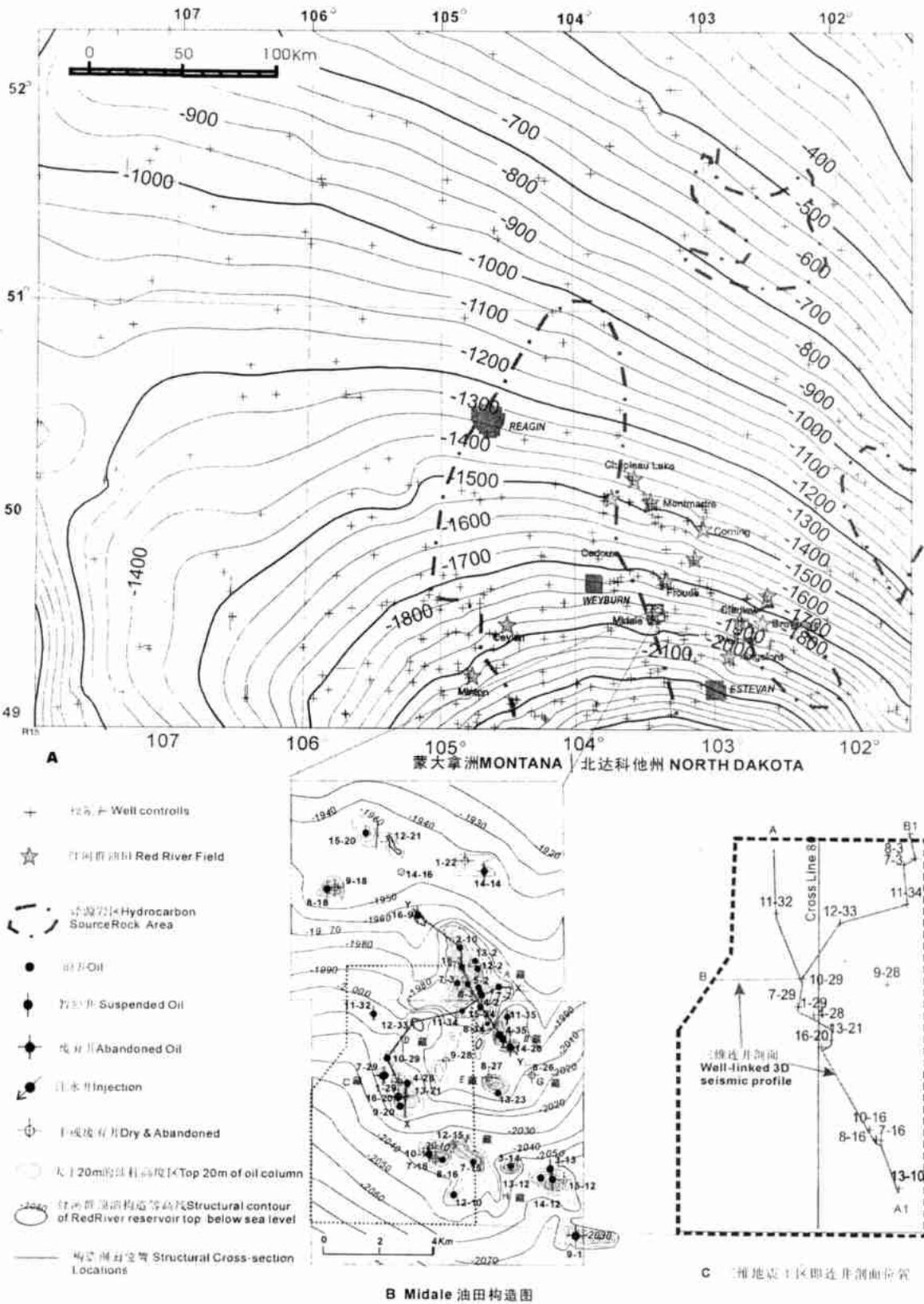


图 1 Midale 油田位置 (A)、储层顶部构造图 (B) 及三维连井剖面位置图 (C)

Fig. 1 The location of Midale Field (A), structural map of reservoir top (B) and position of 3D well-linked section (C)

以上中子孔隙度与岩心孔隙度之间较好的相关性 的孔隙度可用中子测井计算。
 表明中子测井能更准确的反映实际孔隙度。非取心段 绝大多数白云岩岩心孔隙度介于 5% ~ 15%，平

均约 10%~12%，但局部最大孔隙度可达 20%。渗透率一般为 1×10^{-3} 到 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，个别样品可超过 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。红河组灰岩和残留钻孔白云质灰岩的孔隙度很小，一般为 0~6%。

3 白云岩储层小层划分及其分布

根据岩心观察和测井解释，Yeoman 组上部的储层可划分为 4 个含孔隙的小层。他们在 Midale 油田横向对比性较好 (图 2A、3A)。第 1 小层横向分布广泛，

厚度稳定，一般 3~6m，存在于整个 Midale 油田区。其顶界距 Lake Alma 硬石膏约 3~9m，大致对应于生物钻孔白云岩的顶，即自然伽玛测井值从低的“C”旋回生物钻孔段向“C”旋回纹层段的转折点。局部可见第 1 小层向上延伸至“C”旋回纹层白云岩中。47 口井第 1 小层的孔隙度介于 7%~21%，平均 12.8%。在大多数井中他们通常向上逐渐减小，直至进入 Lake Alma (“C”旋回) 纹层白云岩的上部后变小到可以忽略不计。

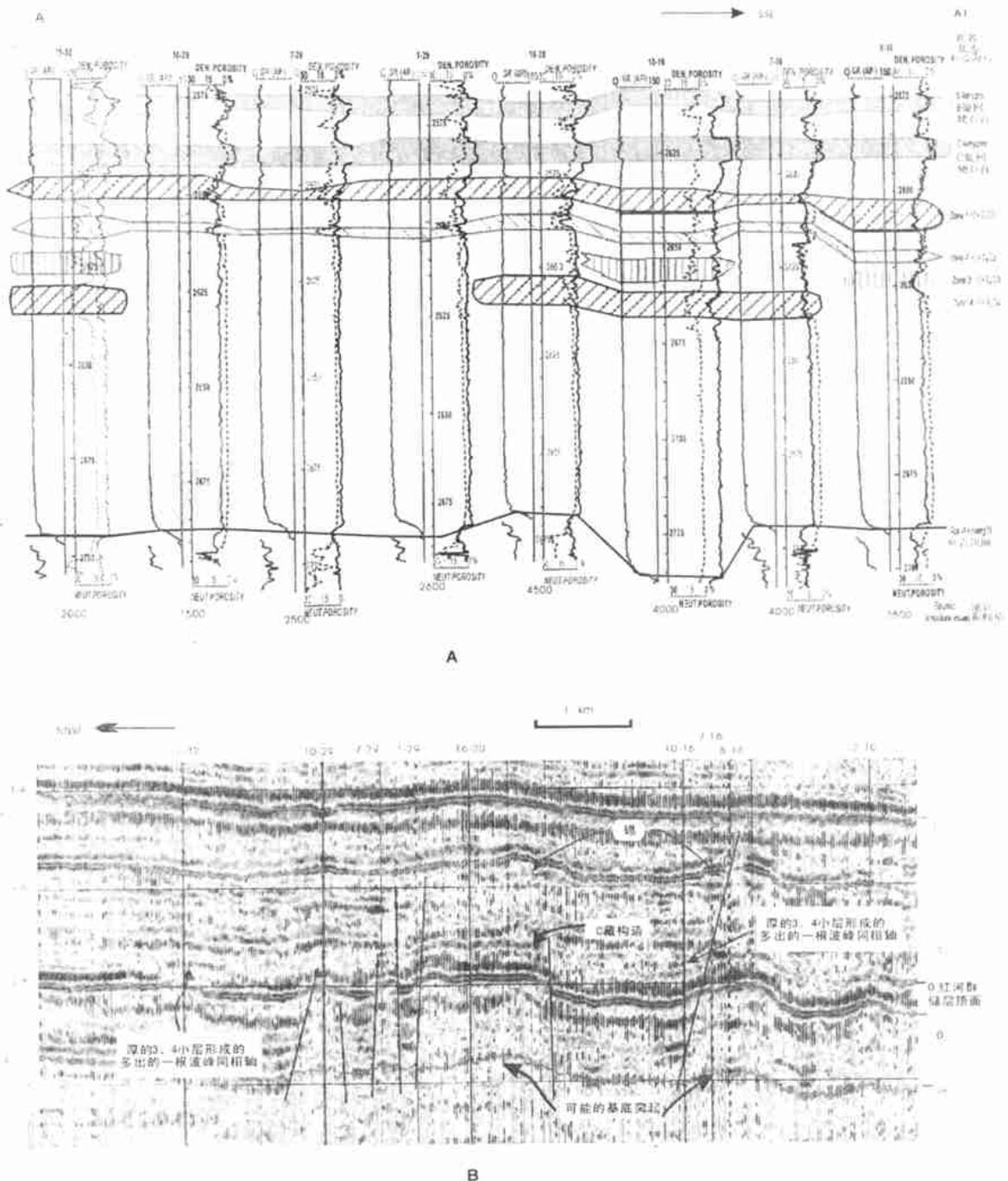


图 2 AA 钻井剖面小层对比图(A)及对应的三维连井地震剖面(B),剖面位置见图 1(C)

Fig. 2. AA log cross sections (A) and corresponding well-linked seismic profiles and from Midale Field (see Fig. 1 (C) for location of the cross section)

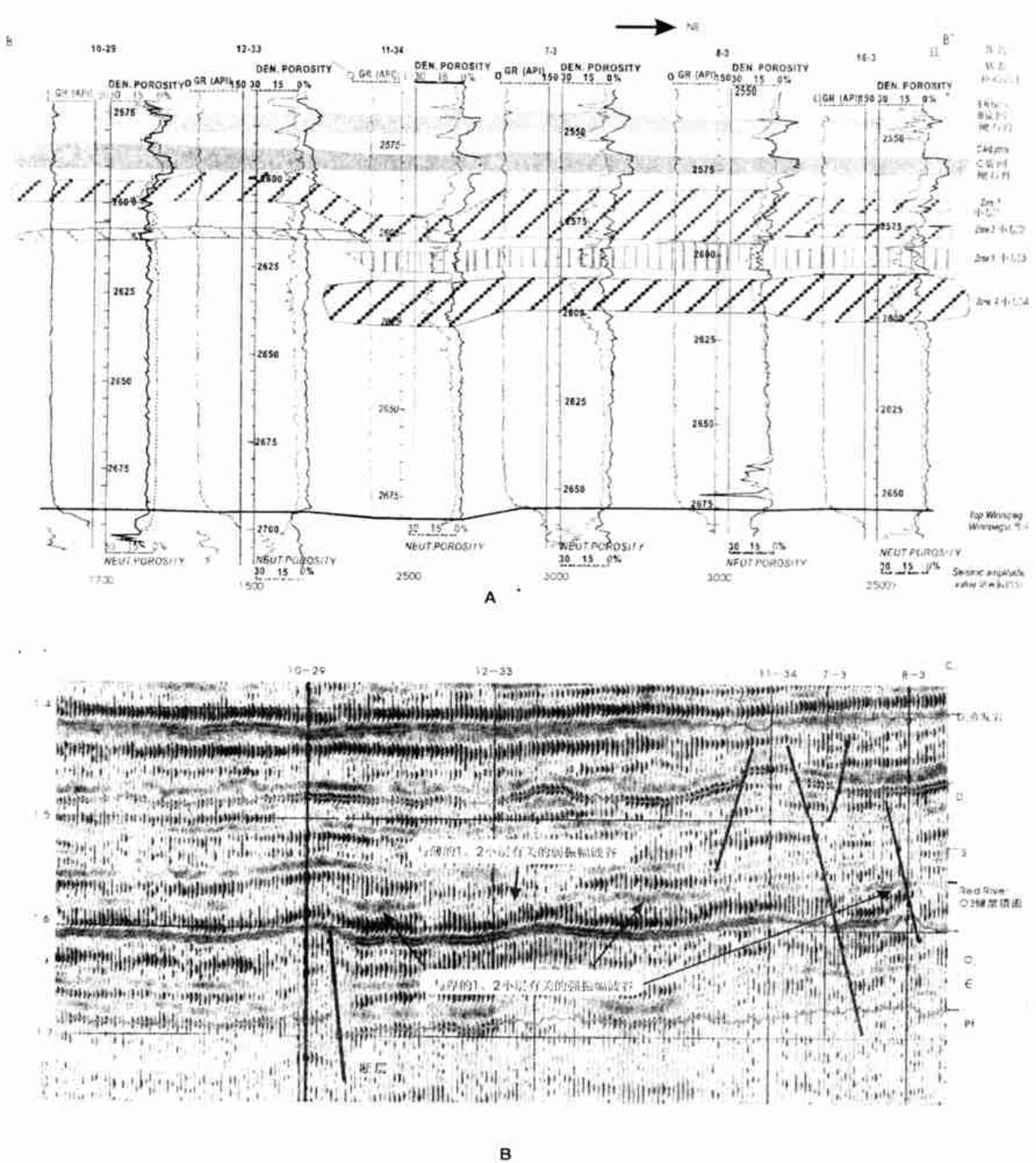


图 3 BB 钻井剖面小层对比图(A)及对应的三维连井地震剖面(B),剖面位置见图 1(C)
 Fig. 3 BB log cross sections (A) and corresponding well-linked seismic profiles and from Midale Field
 (see Fig. 1 (C) for location of the cross section)

第 2 小层在研究区分布广泛,但厚度不稳定,变化于 1~6 m 之间,多为 3~5 m。第 2 小层距第 1 小层较近,局部与第 1 小层合并。第 2 小层的孔隙度介于 6%~24%,平均 14.5%。

与第 1,2 小层相比,第 3,4 小层分布范围较小,在大多数剖面图上他们延伸数百米后尖灭。然而沿着 NNE 向剖面第 3,4 小层发育稳定,可能暗示了沿此剖面断裂(带)的存在,因为沿基底构造形态或构造线延

伸的断裂可能促使了白云化的发生^[6~7]。第 3,4 小层的孔隙度分别介于 9%~21%和 5%~23%,平均分别为 12.5(29 口井)和 14.7%(32 口井),接近和略高于第 1,2 小层。第 1,2 小层与非储层之间通常为渐变接触,而第 3,4 小层与非储层却突变接触(图 2A,3A)。

为了搞清储层分布特征,小层厚度 T 与其中子孔隙度 P 的乘积 TP 用于定量表示研究区小层孔隙的发育状况。计算了研究区 47 口井的四个小层 TP 值后,

做出各小层 TP 等值线平面图(图4)。此图反映出以下几个特征。(1) TP 值总体由1小层(150)到4小层(450)增大,表明储层物性向下变好。(2) 高的 TP 值分布区沿NW-SE趋势分布;但这些高的 TP 值区从第1小层到第4小层逐渐向SSE移动。(3) 高的 TP 值区与Red River组的局部构造似乎没有关系(图1B)。4个小层的 TP 最小值~最大值/平均值(井数)自上而下分别为 21~210/75.9(47)、6~192/52.3(46)、18~189/65.2(33)、10~621/128.5(33)。

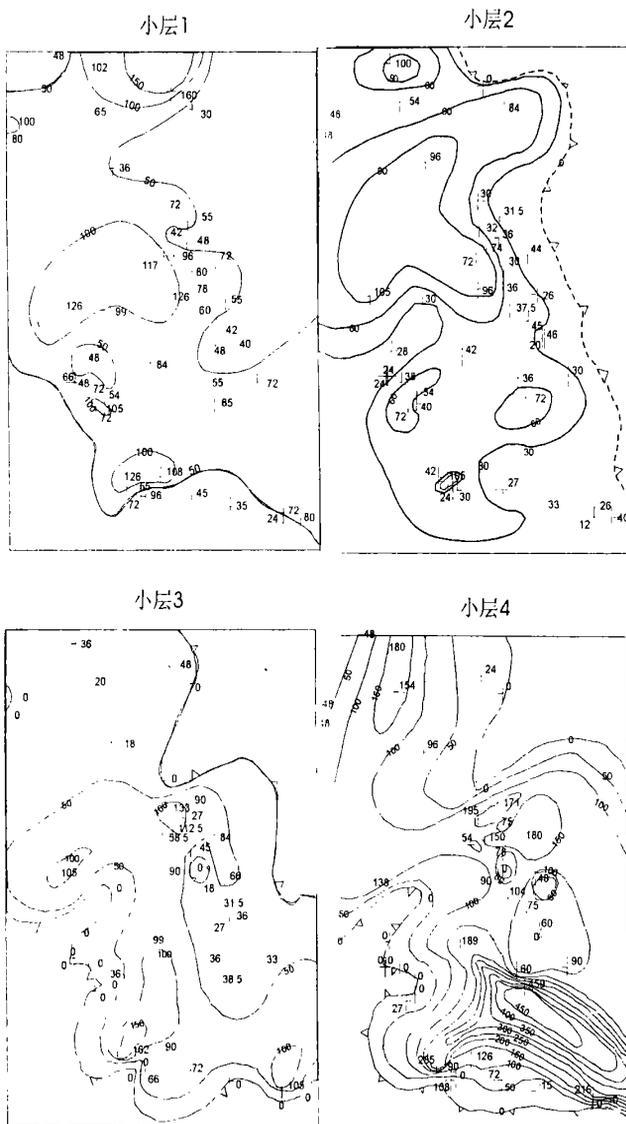


图4 Midale 油田47口井的四个小层的厚度 T 与中子孔隙度 P 值乘积的等值线图,其大小反映了储层的发育程度

Fig. 4 Contour maps of TP values of 47 wells in the Midale Field. TP equals to reservoir thickness (T) multiplied by its neutron porosity (P) and is used to represent the quality of the reservoir zones in the Midale Field

4 小层纵向连通性

尽管研究区47口井中大部分井的储层均可据测井和岩心资料划出4个小层,但在某些局部位置确实存在着将4个小层连接或合并起来的细的有限的通道。全区仅在一口井8-3和16-3两口井见到了前3个小层(小层1~小层3)的合并(图3A、8),而小层1和2的连通与合并仅在5个井点见到。(8-34,7-3,1-22,15-20和12-33(图2A、3A、8)。局部地区(如井点1-9、9-28、11-35)不同储层小层之间的夹层厚度非常薄(<1m),以致于他们有可能无法起到分隔不同小层的作用。

还有其他一些证据表明不同小层之间可能垂向连通:一是同一构造圈闭内不同小层具统一的油水界面;二是采油过程中含水的快速递增似乎说明可能存在着底水驱动,这一点将在本文后面的圈闭类型中讨论。所以总的来说在大范围内小层纵向可能是连通的,尽管小层间流体在一个相对较小的范围内不能自由流动。

5 储层的地震响应

Midale 油田区所做的多口井的合成地震记录表明,在正极性3D地震剖面上白云岩储层顶面通常标定在紧临Winnipeg页岩波谷反射之上的一个负极性波谷同相轴上(图2B、3B)。

如果4个孔隙小层都存在,尤其是下面的第3、4小层较厚时(如井11-32和井10-16),会在Winnipeg页岩波谷和Yeoman组顶面反射波谷之间多出一个波峰。同时Winnipeg页岩波谷反射振幅也会随之减约(图2B),这种地震响应可用于寻找地层尖灭点和地层圈闭。

对于厚度大于10m的储层有两种类型的地震响应。一种以钻井11-32和10-16为代表,4个厚度大致相等的储层彼此均匀地分开(图2A),此时,在Winnipeg页岩顶和Yeoman组顶的反射波谷之间多出了一个波峰反射,与此同时,Winnipeg波谷的振幅也急剧减小。然而当下伏小层3和4向两侧减薄尖灭时,这根多出的同相轴也随之终止(图2B)。

根据11-32-6-11W2井的实际储层小层发育状况、厚度及其声波和密度测井值所作一个正演模型也验证了在Midale油田红河组油藏所看到这种3、4小层尖灭的地震响应特征,模型中3、4小层向剖面的左方尖灭(图5A)。地震响应采用了与实际Midale油田3D地震相同的主频(30HZ)和极性(波峰=正极性)。模型

的地震响应特征(图 5B)也与过井 11-32 的 3D 地震剖面特征近似相同,在小层 3 和 4 尖灭点地震波也终止。

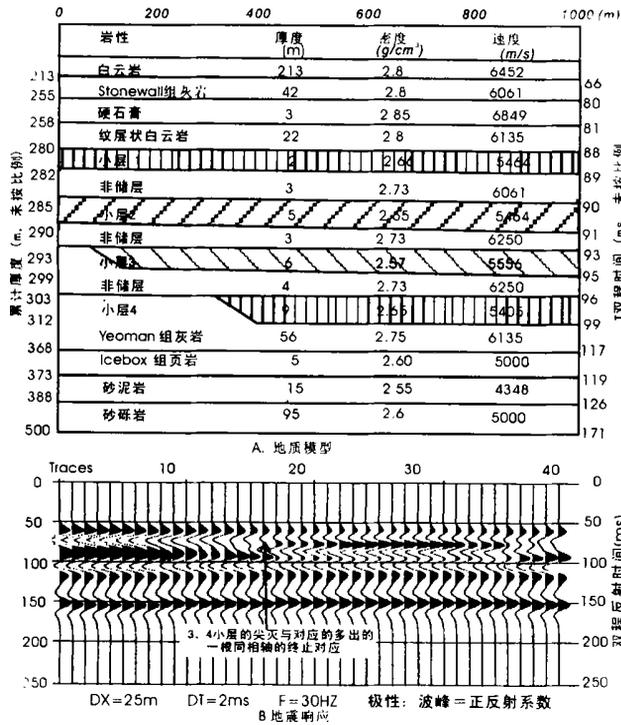


图 5 以 11-32 井为代表的厚的 3、4 小层反射特征及尖灭的正演模型

Fig. 5 Forward modeling to demonstrate reflection pattern represented by thick reservoir zone 3 & 4 at Well 11-32 and their pinching out

另一种厚储层地震响应特征是当第 1、2 小层较厚或与第 3 小层合并时形成的高振幅高频反射,如井 8-3、7-3 和 7-2 储层所在位置的反射(图 3A、B)。正演模型也验证了这类厚储层的地震反射特点。地质模型用第 1、2 小层合并的 8-3 井的岩性单元、厚度、及速度和密度资料设计而成(图 6A),第 3 小层与第 1、2 小层之间仅有 1m 非储层相隔,第 3、4 小层储层被设计侧向尖灭于不同的位置,以了解任意两 - 三个小层组合后地震反射特征上的差异。该模型表明,在图 5A 的右半部分 104 ~ 108 ms 的红河组储层累计厚度增大时,对应的反射振幅也增大。相应地当累计厚度减小时,或第 3 或 4 小层缺失时,对应的反射振幅也减小(图 6B)。

总之,多数井对应的红河组储层在地震剖面上为一个中弱振幅的波谷反射。当储层加厚时,加厚方式的不同可产生两种不同的地震响应。第一种响应是在 Winnipeg 顶与 Yeoman 顶的波谷之间多出一个波峰反射,它与第 3、4 小层的增厚有关(图 2、5);第二种响应是储层顶面的波谷反射的振幅增强、频率增高,它对

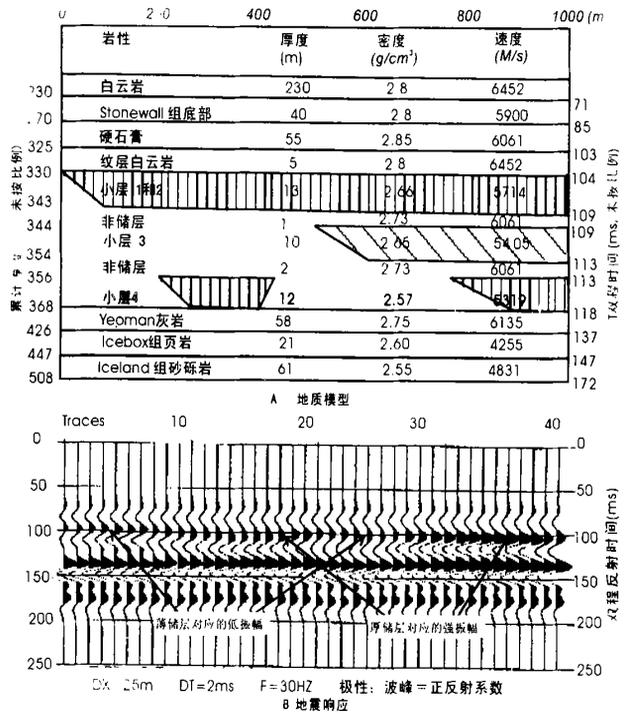


图 6 以 8-3 井为代表的的小层加厚与合并形成强振幅地震反射的正演模型

Fig. 6 Forward modeling to illustrate high amplitude caused by thick and amalgamated zones represented by Well 8-3

应于第 1、2 小层的加厚或与第 3 小层的合并(图 3、6)。对于构造圈闭来讲,第二种响应较为重要,因为油多储于构造部位较高的第 1、2 小层中(见后面有关构造圈闭的讨论)。第一种响应对寻找可能的地层圈闭较重要,因为它很可能指示了第 3、4 小层的储层尖灭,而且这种响应很容易在地震资料上识别出来。

提取 Midale 油田 3D 区内红河组储层的波谷同相轴所在的 25 ms 时窗的均方根振幅值,将其制成等值线平面图。在该图上读取各井点的振幅值,将其写在图 2A、3A 对应井的位置上。可以看出储层振幅总体上随储层厚度增大而增大。厚的孔隙性层段(如 10-16 井厚 22 m; 7-3 井厚 24 m)的振幅值(3000 和 4000)通常比较薄的孔隙层段(12-33 厚 9 m; 10-29 井厚 8 m)振幅值(1500)较高(图 2A、3 A、7)。

不过也有几个例外,如 8-3 井储层最厚(28 m)但该井点的振幅只有 2500;16-20 井的储层较薄(15),确有非常高的振幅(4500)。这些振幅与储层厚度一般关系的例外可能与以下两种因素有关。

(1)图 6 红河组储层的振幅并非由红河组储层波谷反射的准确位置所提取,提取振幅的红河组储层的层位是由 Winnipeg 页岩的层位减去 30 ms 而得到,因此提取振幅的红河组储层的层位位置存在着一定的

误差。

(2) 如前所述,红河组储层的加厚通常以振幅和频率同时变高为特征。25 ms 时窗不变而频率变高无疑会影响该时窗内的均方根振幅值的和对于该储层响应的代表性。因此,瞬时振幅和频率分析的相结合可能会更准确地反映储层特征和用于将来预测。

6 断层和裂缝对储层的影响

不少作者认为 Williston 盆地前寒武纪基底构造的复活影响了后期地层的沉积局部位置的油气聚集^[8-13]。断层和裂缝作为溶蚀和白云化流体所必须的通道似乎很可能对储层的形成做出了贡献。Midale 油田似乎也存在一些支持此论点的现象。

首先, Midale 油田 52 口井中具高孔隙度和厚储层段的井在平面上呈串珠状分布,如近南北向分布的 16-3、8-3、7-3、4-2、11-34、12-23 等六口井的储层均很发育(图 1B、图 4),他们各小层的储层厚度和孔隙度均明显大于其两侧钻井的储层。这种近南北向串珠状有利储层的分布特点或许暗示了同一方向断裂带的存在,或许代表了北北东和北北西两组断裂在 Midale 油田区内交点发育位置。

第二,对该区 5 口井岩心观察统计和与对应的孔隙度测井曲线的对比发现,垂直或水平的构造裂缝并不总是发育在所有取心段内,而是多发生在某些局部的孔隙发育的储层段内。尤其是裂缝发育时,溶孔溶洞也较发育,二者常伴随出现,从而导致一些溶蚀和裂缝较为发育的岩心往往疏松破碎。这种裂缝与白云化储层及溶孔、溶洞的依从关系似乎说明了他们在成因上存在着某种联系。

第三,某些 3D 地震剖面显示红河组油藏的发育位置往往与一些两侧受断层限定的基底凸起位置相吻合(图 2B、3B)。这些基底断层由于断距小而仅表现为线型的弱振幅阴影,具陡倾的正断层性质。个别断层在基底附近断距大较易识别,但向上由于断距变小而不明显。多数断层向上没有断入中泥盆统的盐岩。他们不仅在白云化、溶蚀等储层形成方面为流体流动可能起到了一定的通道作用,而且可能也是储层小层垂向连通的通道之一。对于断距小于 5m 的断层而言,在主频为 30HZ 的地震剖面上通常难以看出同相轴的系统错位,因此在制作储层顶面构造图时并未将他们解释出来。

7 圈闭构造与油藏类型

在据钻井和三维地震资料所做的红河组储层顶面

的构造图上, Midale 油藏的圈闭由小的低幅度背斜组成,他们一般 1.5~4 km 长,1~3 km 宽,闭合高 20~35 m,呈 NNW 伸长的卵形,排列成两个 NW 向的圈闭带(图 1B),反映了受基底断裂或构造的控制。各圈闭溢出点等高线的高程与电阻率测井曲线指示的油水界面高程吻合(图 7)。从 Midale 油田的 NNW 到 SSE,单个圈闭的溢出点深度从 1 960 m 逐渐增加到 2 060 m(图 1B),反映了倾斜的区域地层背景。

Midale 油田红河组油藏的形成受背斜构造圈闭和圈闭内孔隙性储层发育的共同控制。在横穿该油田的油藏构造剖面图上,含油范围仅限于构造圈闭内,且充满了圈闭,因而油水界面基本上与圈闭溢出点高程吻合。根据测井解释和岩心观察,在圈闭外和溢出点之下没有含油气的迹象,说明构造圈闭对含油范围的严格控制作用。

准确的油水界面高程可由孔隙度和电阻率测井解释以及取心上的油染位置来确定。当 Midale 油田红河组储层孔隙度介于 10%~15.5% 时,则油层的电阻率一般为 3~8 $\Omega\cdot\text{m}$,而水层电阻率为 1~2 $\Omega\cdot\text{m}$ 。如果孔隙度较低,油层和水层的电阻率会更大。根据测井解释的油水界面与岩心上观察含油深度是吻合的。例如电阻率测井解释的 8-3 井的油水界面深度为 2 594.3 m(图 7),该井岩心上显示的含油深度为 2 595.5 m,将测井深度与岩心深度之间存在的 1.2 m 的误差校正后,二者完全吻合。这一深度也与构造图上和油藏剖面图上的溢出点深度吻合(图 1B)。

Midale 油藏驱动类型和油水分布较特殊。通常,同一背斜构造内,相互平行的各个层状储层如果没有断层或其他通道将他们沟通,就应当具各自不同的溢出点高度、油水界面和含油范围,而且应都属于边水驱动机制。但 Midale 油藏同一构造内不同的层状油层虽然彼此被非储层隔开却具有统一的油水界面,说明各油层在地质历史上或至少在油藏形成时是纵向连通的,但在目前油田开发时间规模上,他们可能是连通的,也可能是不连通的。如果不连通,则他们应具有边水驱动特点;如果连通,则应具有底水和边水共同驱动的特点。实际的油藏开采过程表明,该油藏可能具底水和边水共同驱动的特点,具体表现为油藏出水早,含水率上升快,即存在着底水锥进影响的可能。以 16-3 井的生产曲线为例,1996 年 8 月,月油产量为 1 446 m^3 ,水 280 m^3 ,含水率 16.2%。两年以后月油产量降为 309 m^3 ,水上升至 6 917 m^3 ,含水率高达 95%。如此快速大量产水除与圈闭面积小有关外,可能还与较隐蔽的低幅度构造的底水锥进有关。

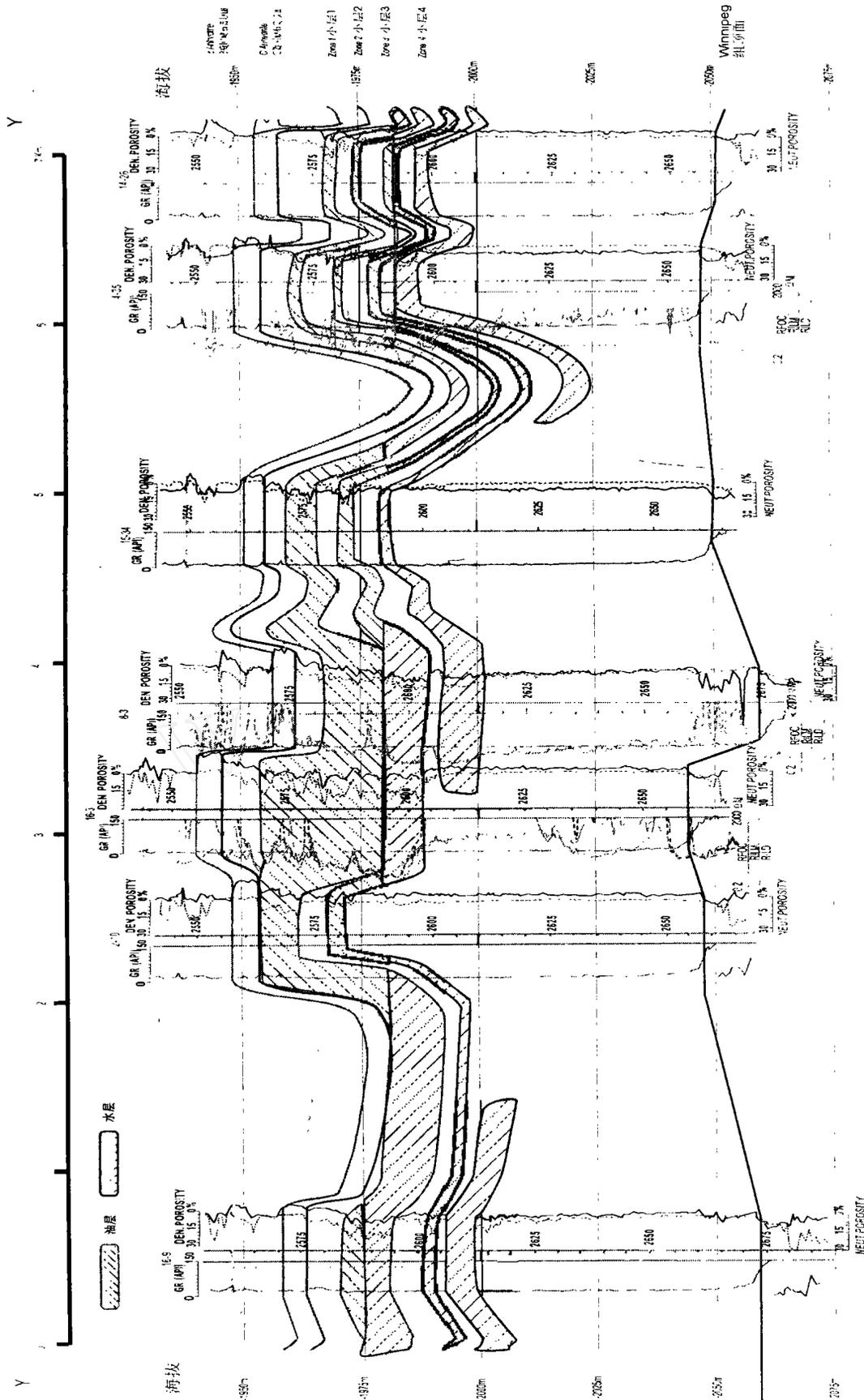


图 7 Midale 油田 YY' 轴藏剖面图,同一圈闭内 4 个小层可能由于局部纵向连通而具统一的油水界面
 Fig. 7 Structural cross-section YY' of Midale Field. It shows four different reservoir zones share a common oil-water interface within the same trap, suggesting the possibility of connection of these zones

8 结论

Midale 油田红河组储层的主要孔隙类型为红河组生物钻孔碳酸盐岩白云化基质部分的粗晶晶间孔,局部发育的溶孔和裂缝则为一种次要的孔隙类型。红河组储层纵向上可分为四个小层,局部位置这四个小层可能是连通的,因为同一构造内不同小层具统一的油水界面。1、2小层位于构造较高部位,且分布广泛,是主要的含油层位。1、2小层较厚时,常有高频强振幅反射相对应。3、4小层尽管有时具较高的孔隙度和较大的厚度但横向分布短。当3、4小层较厚时,会在产层位置多出一个异常波峰反射,这一特征有助于利用地震资料识别与储层尖灭有关的地层圈闭。

Midale 油藏是一种受低幅度构造背斜和储层小层发育共同控制的复合油藏,油藏驱动机制为有底水混入的边水驱动。

感谢 Talisman 能源公司为本研究提供了三维、二维地震资料及相关的合成记录等资料,以及部分井的解释成果。特别感谢中国留学基金委提供资助。

参考文献(References)

- Dow W G. Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in Williston Basin. AAPG Bulletin, 1974, 58:1253 ~ 1262
- Majorowicz J A, Jones F W, Jessop A M. Geothermics of the Williston Basin in Canada in relation to hydrodynamics and hydrocarbon occurrence. Geophysics, 1986, 51: 767 ~ 779
- Brooks, *et al.* Assigned two oils reservoired in the Bighorn Group of Saskatchewan to their Family A. The West Oungre oil as fully thermally mature and exhibits higher maturity values than overlying Carboniferous-reservoired oils of Family C. The Ordovician reservoired oil at Lake Alma (Family A) exhibited features that suggested accumulation, biodegradation, and then further accumulation during renewed burial. 1987
- Stoakes F C, Campbell G Hassler. Sedimentology and Hydrocarbon source potential of the Ordovician Bighorn Group Southeast Saskatchewan. Stoakes Campbell Geoconsulting LTD. Suite 1050, 665 8th street S. W. Calgary, Alberta T2P-3K7. 1987
- Lucia F J. Carbonate reservoir characterization. Berlin: Springer-verlag, 1999. 226
- Kendall A C. The Ordovician carbonate succession (Bighorn Group) of southeastern Saskatchewan. Department of Mineral Resource, Saskatchewan Geological Survey Report 180, 1976. 185
- Kreis L K, Kent D M. Basement controls on Red River sedimentation and hydrocarbon production in southeastern Saskatchewan; in Summary of Investigation 2000, Volume 1, Saskatchewan Geological Survey, Sask. Energy Mines, Misc. Rep. 2000-4.1, 2000. 21 ~ 42
- Gibson R J. Basement tectonics and hydrocarbon production in the Williston Basin: An interpretive overview. In: Hunter L D, Schalla R A, eds. Seventh International Williston Basin Symposium, Sask. Geol. Soc. Spec. Publ. 1995, (12): 39
- Kent D M. Paleozoic hydrocarbon reservoirs in Saskatchewan and their relationship to basement lineaments. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1973, (12): 20 ~ 24
- Kissling D L. Rethinking the configuration to Red River reservoirs; Fifth International Williston Basin Horizontal Well Workshop Notes, Sask. Energy Mine / N. Dakota Geol. Surv., 1997. 9
- Potter D, St Onge A. Minton pool, south-central Saskatchewan: a model for basement induced structural and stratigraphic relationships. In: Christopher J E, Haidl F M, eds. Sixth Williston Basin Symposium. Saskatchewan Geological Society, Special Publication, 1991, (11): 21 ~ 33
- Kreis L K, Kent D M. Basement controls on Red River sedimentation and hydrocarbon production in southeast Saskatchewan. In: Summary of Investigation 2000: Saskatchewan Geological Survey, Saskatchewan Energy and Mines, Miscellaneous Report 2000-4.1, 2000, (1): 21 ~ 42
- Haidl F M, Kreis L K, Miles W, Nickel E, Ware M J. Relationships between Phanerozoic sedimentation, erosion, hydrocarbon accumulations and basement tectonics: examples from Lower Paleozoic strata in southeastern Saskatchewan in Abstract and Program GeoCanada 2000 - The Millennium Geosciences Summit, May 29 - June 2, 2000, Calgary, 2000

Dolomite Reservoir Architecture and Pool Characterization of Ordovician Midale Field

PU Ren-hai¹ QING Hai-ruo² Mark A Urban²

1(Key Laboratory for Continental Dynamics of the Ministry of Education Department of Geology, Northwest University, Xi'an, 710069)

2(Department of Geology, University of Regina, Regina SK, Canada S4S 0A2)

Abstract The Upper Ordovician Midale Field is located in the northern Williston Basin in southeastern Saskatchewan, Canada. It consists of a series of low-relief structural traps. The oil source rocks are the same or older stratigraphy in the southern basin center. The reservoirs are characterized by intercrystalline porosity in the dolomitized matrix with variable amount of vugs and fractures. Based on core examination and density and neutron log analysis, the carbonate reservoirs in

the Red River Yeomen Formation can be divided into four zones. Zones 1 and 2 are situated in the upper part of the structural traps and usually bear oil. Although zones 3 and 4 are thicker with higher porosity, they usually contain water only because they are located below the spill point of hydrocarbon traps. On a regional scale, however, zone 3 and 4 could be the attractive targets for the future exploration of possible stratigraphic traps where these zones pinch-out laterally.

Thicker zone 1 and 2 are characterized by high-amplitude and high-frequency reflections on seismic profiles based on examination of log cross-sections, their corresponding well-linked 3D seismic profiles, and forward modeling of seismic response. Zone 3 and 4, where all four zones are present, can be identified by an additional peak beneath the original reservoir reflection on seismic profiles. The termination of this additional peak on a seismic profile is, therefore, an indication of pinchout of reservoir zone 3 and 4. This can be used to identify possible stratigraphic traps.

The Ordovician oil pools of the Midale area are spatially associated with localized low-relief structures and presence of the reservoirs zones. The driving mechanism for the Midale pools is interpreted to be a combination of edge water and bottom water drive systems. Based on our analyses of 3D seismic data and their implication on the stratigraphic and structural evolution in the region, these low relief structures are interpreted as the drape of Red River strata over local Precambrian - basement highs that could have reactivated later. The traps were initiated during the Middle Silurian to the Early Devonian time and finalized during the Late Cretaceous. Future exploration targets of stratigraphic trap play are identified on the northeastern wings of the nose structure that is close to hydrocarbon sources.

Key words dolomite reservoir, zone correlation, reservoir prediction, low-relief structure, pool type

