

文章编号: 1001-6112(2010)04-0314-05

蜀南河包场地区 须家河组气藏成藏机理及成藏模式

蒋裕强¹, 郭贵安², 陈义才³, 谢伟²

(1. 西南石油大学, 成都 610500; 2. 中国石油西南油气田分公司, 成都 610051; 3. 成都理工大学, 成都 610059)

摘要:蜀南河包场地区上三叠统须家河组气藏为自生自储的含油气系统。须二、须四、须六段砂岩厚度较大、分布广, 以低孔、低渗储层为主。根据储层毛细管压力曲线估算, 天然气长距离的二次运移需要克服的毛细管阻力为 2.5~3.5 MPa, 相应的临界气柱高度为 150~300 m。须家河组的区域构造平缓, 储层天然气聚集成藏的驱动方式主要受储层砂体分布范围和储层物性控制。优质储层的毛细管阻力虽然相对较低, 但是分布范围较小, 多为透镜状或条带状。天然气二次运移以气体膨胀驱动为主, 近距离运聚成藏。

关键词: 天然气运移; 成藏模式; 须家河组; 河包场地区; 四川盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

GAS FORMING MECHANISMS AND ACCUMULATION MODELS OF THE XUJIAHE FORMATION IN HEBAOCHANG REGION, THE SOUTH OF SICHUAN BASIN

Jiang Yuqiang¹, Guo Guian², Chen Yicai³, Xie Wei²

(1. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China;

3. Southwest oil and gas field company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China)

Abstract: The Upper Triassic Xujiache Formation is a reservoir forming system with self-generation and self-storage. In Hebaochang region of the Sichuan Basin, the thickness and range of sand rocks is relatively larger in the Second Member, Fourth Member and Sixth Member of the Xujiache Formation. However, the reservoir rock mainly has low porosity and low permeability. According to the capillary pressure curve, the capillary resistance of the secondary migration of gas is about 2.5 MPa to 3.5 MPa. Heights of gas column are between 150 m and 300 m. Because of the gentle regional structure, gas accumulations are mainly controlled by the sand body distribution and reservoir properties. Although the excellent reservoir rock has less capillary resistance, the distribution area is relatively small, and usually belongs to lenticular or strips sand body. The secondary migration of gas depends mainly on the gas expansion and the gas accumulates in nearby regions.

Key words: gas migration; accumulation model; Xujiache Formation; Hebaochang region; Sichuan Basin

河包场地区钻探工作始于 1958 年首钻的包 1 井, 2005 年之前以二叠系茅口组为主要目的层共钻井 85 口, 其中须家河组内完钻井 7 口。截止 2008 年底新钻井 17 口(其中评价井 3 口、探井 8 口、开发井 6 口), 获气井 10 口; 对包 22 井等 6 口老井进行重新试油后获工业气井 4 口。从整体看研究区微气井和干井较多, 天然气分布复杂。区内须家河组生产集中在须二段, 有 8 口井投产反映出

研究区具有良好的勘探开发前景。为了进一步认识研究区须家河组气藏的形成与分布规律, 扩大勘探领域, 作者在储层特征分析基础上, 根据天然气运聚动力学特征探讨了须家河组气藏的成藏机理及成藏模式。

1 地质概况

蜀南河包场区位于重庆市荣昌县境内, 构造上

收稿日期: 2010-01-04; 修订日期: 2010-06-08。

作者简介: 蒋裕强(1963—), 男, 副教授, 主要从事油气地质、低渗储层地质及开发地质研究。E-mail: xnsjyq3055@126.com。

基金项目: 国家重大专项(2008zx05001)的部分成果。

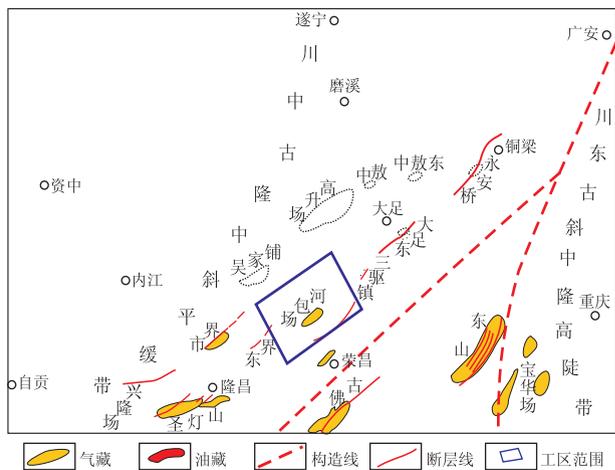


图1 四川盆地南部河包场地区构造位置

Fig. 1 The structure location of the Hebaochang region in the South of Sichuan Basin

位于川中古隆中斜平缓构造区南段,东南部毗邻川东古斜中隆高陡构造区(图1)。整个川中古隆中斜平缓构造带南段为一西南向北东方向下倾的缓褶单斜,该单斜区域地层坡降平均约20~30 m/km。河包场构造是其上一个鼻状构造,该构造在须家河组底面闭合面积约20 km²,闭合度为90 m。该地区断层欠发育,多数断层向下消失于下三叠统嘉陵江组一段,向上断至嘉三段,极少贯穿须家河组至上覆侏罗系下部地层。

研究区须家河组沉积厚度为510~630 m,纵向上可划分为须二—须六5个岩性段,因受下伏雷口坡组古突起影响,缺失与川中地区相当的须一段及须二段下部地层。经研究,须二段中部的“泥岩腰带子”泥岩、须三段和须五段的暗色泥岩、碳质泥岩和煤层,有机质热演化已经达到成熟—高成熟阶段,气藏为自生自储型^[1]。须二段、须四段和须六段厚层状砂岩夹的薄层暗色泥岩以及煤层对气源也有一定程度的贡献。

2 储层特征

研究区须二、须四、须六段砂岩系河流携带的物质入湖后经再改造、分配形成的滨浅湖滩坝砂体。储层岩石类型为中粒或细—中粒长石岩屑石英砂岩、长石石英砂岩和岩屑石英砂岩,岩屑以硅质岩屑为主,少量变质岩岩屑和岩浆岩岩屑。颗粒分选、磨圆好,杂基含量低(一般小于6%)。

据研究区3 366个砂岩样品分析数据统计及测井计算,砂岩具低孔、低渗—特低渗物性特点,但须二段较须四段、须六段优越。须二段平均孔隙度为9.75%,须四段平均孔隙度为6.02%,须六段平

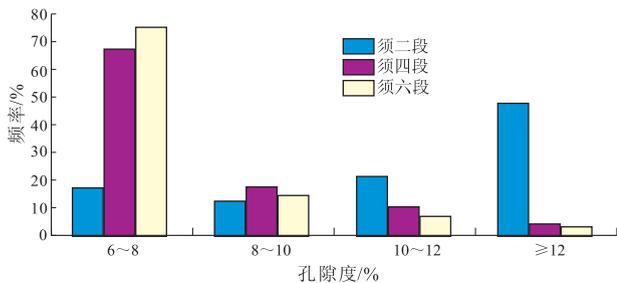


图2 四川盆地南部河包场地区须家河组岩心分析储层孔隙度分布

Fig. 2 The porosity distribution of the Xujiahe Formation in the Hebaochang region, the south of Sichuan Basin

均孔隙度为5.83%。3个层段砂岩的渗透率一般均小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,当岩石中存在裂缝时样品渗透率可以达到 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上。

以孔隙度为6%作为研究区储层物性下限,将孔隙度为6%~8%的储层界定为Ⅲ类储层,8%~10%的为Ⅱ类储层,大于10%的为Ⅰ类储层。须二段近70%的储层样品孔隙度超过8%,平均孔隙度达到11.55%,发育孔隙度大于8%的Ⅰ—Ⅱ类好—中等储层;须四段与须六段近70%的储层以孔隙度小于8%的Ⅲ类储层为主,平均孔隙度分别为7.85%和7.58%,Ⅰ—Ⅱ类好—中等储层欠发育(图2)。

河包场地区须家河组储层中孔隙度大于8%的岩石孔隙主要是经早期石英加大、绿泥石环边胶结、石英再充填后残余的粒间孔与粒内溶孔组成的混合孔隙,而孔隙度低的储层孔隙则以粒内溶孔为主。压汞资料分析储层排驱压力在0.2~1.5 MPa之间,一般大于0.5 MPa,中值压力为8~16 MPa。储层中值喉道半径多数介于0.09~1.34 μm 之间,连续饱和度介于10%~35%,说明孔喉连通性较差。实验数据表明,随孔隙度增大,储层孔喉分布峰位逐渐移向大孔喉一方,相应的毛管压力曲线逐渐移向下方,排驱压力和饱和度中值压力有逐渐减小的趋势(图3)。

3 天然气二次运移机理

近十几年来,许多学者对川西坳陷上三叠统须家河组天然气的成藏特征进行了大量研究^[2-13],提出了不同的成藏机理,如受成岩作用控制的致密气藏、受储层物性变化控制的深盆气、受地层变化控制水溶脱气以及流体封存箱控制的异常高压气藏等。

河包场地区须家河组与川西坳陷上三叠统须家河组天然气的成藏条件虽然具有相似性,但在烃源与储层方面存在较明显的差异。前者烃源岩的

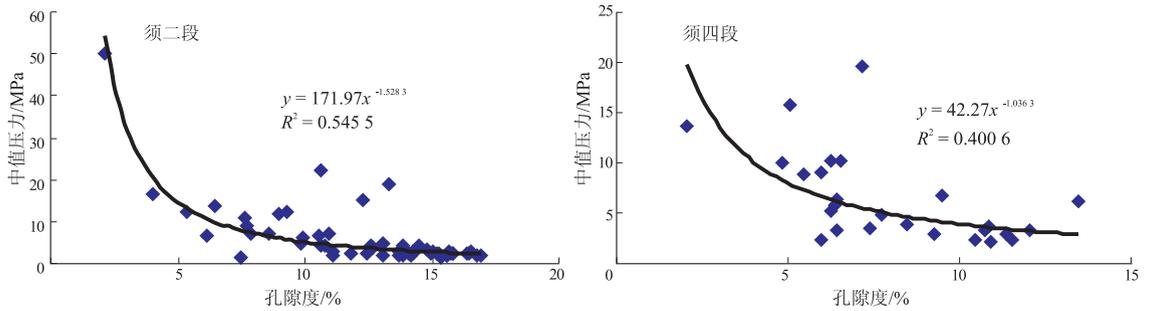


图 3 四川盆地南部河包场地区须二段、须四段储层孔隙度与中值压力关系

Fig. 3 The relationship between porosity and median pressure of the Second Member and the Fourth Member of Xujiahe Formation in Hebaochang region, the south of Sichuan Basin

厚度较薄、有机质热演化程度相对较低。由于川中—川南过渡带须家河组埋藏深度比川西坳陷浅 1 000~1 500 m, 储层条件相对比后者好^[14]。综合储层特征以及气水分布关系和天然气充注动力等因素, 认为河包场地区须家河组天然气二次运移主要以气体膨胀驱动, 浮力作用相对较小。

3.1 气水分布关系

河包场地区须家河组经钻探或老井上试, 目前共发现获工业气井 20 口, 小气井 4 口。油气显示活跃, 几乎口口井气侵、后效气侵、井涌等。须二段、须四段油气显示主要分布在河包场—大足一带, 而须六段油气显示主要分布在邻近的界市场鼻状构造。

河包场构造须二段砂岩厚度 45~65 m, 泥岩厚度相对较小, 主要以薄夹层或隔层呈透镜状分布, 储层中气水分布关系比较复杂, 缺乏同一的气水分界面(图 4)。气层、含水气层和含气水层分布不连续, 而是以透镜状、带状分布于厚层致密砂岩之中。构造高部位虽然以气层为主, 但是也分布有含气水层。由此可见, 河包场构造须二段储层的气水分布既受构造控制, 同时储层物性也存在明显的影响。

3.2 二次运移通道

断层、储层和不整合面是油气二次运移的主要

通道。由于基底坚硬, 河包场受到的构造应力较弱, 须家河组的断层分布较少, 断层规模较小。河包场地区须家河组与下伏中三叠统和上覆侏罗系地层之间虽然存在不整合面, 但是不整合面上、下之间地层岩性主要为泥岩、膏盐岩。因此, 断层和不整合面对须家河组天然气二次运移的输导作用较小。须家河组的砂岩厚度大、分布广, 并且与烃源岩呈互层式接触, 是天然气二次运移的主要输导层。须家河组砂岩在埋藏过程中, 由于压实、胶结等成岩作用使储层普遍致密, 而物性相对较好的 I 类、II 类储层厚度比较薄, 并且平面分布范围较小, 主要呈透镜状, 在局部地区呈复合连片的分布。

3.3 天然气二次运移阻力

储层孔隙长期被地层水饱和而具有亲水性。在油气成藏过程中, 油气需要克服毛细管压力才能在储层中进行二次运移。毛细管压力的大小与孔隙表面张力成正比, 与喉道半径成反比。储层的孔隙和喉道存在非均质性, 天然气在粗孔大喉道中驱替孔隙水的毛细管阻力相对比驱替小孔隙喉道孔隙水的低。储层压汞曲线是研究储层毛细管压力和孔隙结构的重要手段。由于压汞实验中水银—汞蒸气界面张力不同于实际地层条件下的气水或油水系统, 因此, 应用压汞曲线估算储层毛细管压力需要进行换算。换算因子 K 计算公式为:

$$K = \delta_{Hg} \cdot \cos\theta_{Hg} / \delta_{wg} \cdot \cos\theta_{wg} \quad (1)$$

式中: δ_{Hg} 为水银的表面张力; θ_{Hg} 为水银—岩石接触角; δ_{wg} 为气水界面张力; θ_{wg} 为气水接触角。砂岩储层的换算因子通常在 5.4~8.3 之间。考虑到河包场地区须家河组储层的性质以及埋藏的地层温度和压力, 换算因子可暂取平均值 6.5^[15]。根据压汞实验结果估算, 对于河包场地区须家河组 I 类储层而言, 当天然气连续气相运移的含气饱和度为 20% 时, 需要克服的毛细管阻力为 0.5~1.2 MPa,

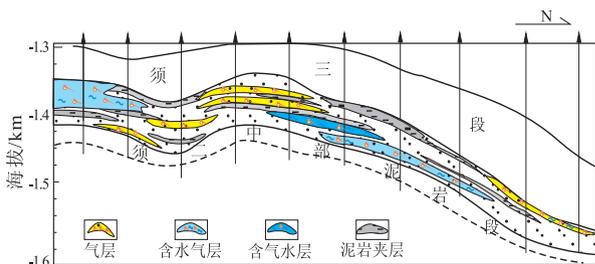


图 4 四川盆地南部河包场地区须二段气藏气水分布

Fig. 4 Gas—water distributions of the Second Member of Xujiahe Formation in Hebaochang region, the south of Sichuan Basin

Ⅱ类储层的毛细管阻力为1.2~2.5 MPa,Ⅲ类储层大约为2.5~3.5 MPa。

3.4 天然气二次运移动力

3.4.1 浮力

天然气二次运移过程的浮力是由于天然气与孔隙自由水之间的密度差所产生。天然气浮力的大小与流体密度差和天然气体积成正比。对于单位体积的天然气而言,二次运移的浮力取决于气柱垂直高度和气水两相密度差。河包场地区须家河组气藏在地质条件的密度在0.225~0.45 g/cm³之间。假设地层水密度为1.0 g/cm³,那么100 m垂直气柱所产生的浮力为0.65~0.75 MPa。

储层中连续气柱的浮力驱动方向是沿储层上倾方向,气柱在运移过程中不断置换运移通道中的自由水^[16-17]。河包场地区须家河组地层平缓,每公里平均坡降约20~30 m。根据上述毛细管阻力估算,须家河组Ⅰ类储层浮力驱动克服毛细管阻力需要的气柱高度约75~150 m,气柱长度3~5 km;Ⅱ类储层的临界气柱高度为150~300 m,气柱长度约5~10 km。由此可见,须家河组天然气二次运移的浮力驱动只能发生在物性好、砂体分布范围大的Ⅰ类、Ⅱ类复合带状储层。

3.4.2 流体膨胀力

储层孔隙流体的膨胀力来源于流体的弹性能。天然气在致密储层的成藏过程中,储层孔隙流体一般处于半封闭状态,孔隙流体的增温或流体充注引起膨胀作用,从而产生的瞬时超压也将驱动油气二次运移和聚集。储层中气体膨胀驱动过程如图5所示。气体膨胀过程可以概括为:源岩的天然气排烃向储层充注→储层孔隙气体膨胀作用产生瞬时超压→气水两

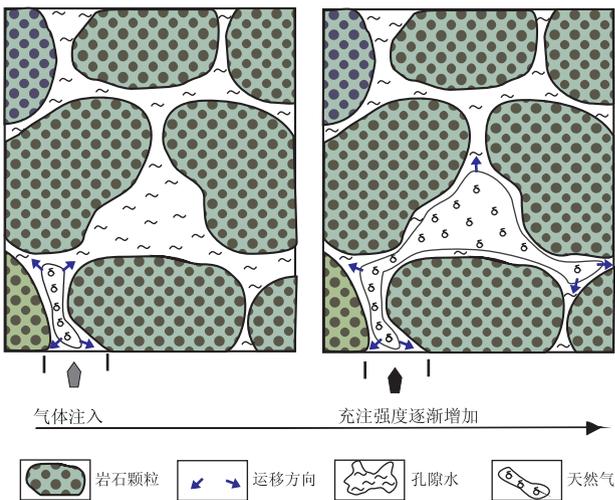


图5 油气膨胀充注驱替孔隙自由水示意

Fig. 5 Oil and gas drive the free water of pores with expansion

相压力平衡→气体体积增加→气驱水,从而使孔隙中气体饱和度不断升高和圈闭中含气范围增大。

埋藏史和热演化史模拟计算表明^[18],上三叠统烃源岩在侏罗系、下白垩统沉积期间从生烃门限逐渐进入成熟—高成熟阶段,埋藏深度增加了约2 000~2 500 m。在埋藏深度增加的过程中,地层温度从60~70 ℃升高到120~140 ℃,即古地温几乎增加了一倍。按定容理想气体状态方程估算,储层天然气热膨胀产生的压力将升高1.2倍。由此,在天然气不断充注过程中,须家河组储层孔隙烃类气体质量不断增加引起体积膨胀的同时,古地温的大幅度增加也有助于天然气的膨胀驱动。

4 天然气成藏模式

根据以上天然气成藏机理分析可知,河包场地区须家河组储层天然气充注成藏方式不仅与储层物性有关,储层分布的规模也具有重要的控制作用。须二、须四段及须六段均具有低孔低渗—特低渗砂岩储层的特点,但局部地区仍有高孔高渗储层。由于储层孔隙结构总是存在一定程度的非均质性,加之圈闭和储层规模大小的影响,因此,天然气在实际储层中充注成藏时,不可能完全由膨胀压力或浮力单一机制所完成。

由于圈闭规模较小、储层物性总体较差,气体排烃进入大面积分布致密砂岩后,天然气以膨胀力充注为主,储层中相对细小孔隙中的自由水在膨胀压力下被不同程度的驱替。当天然气膨胀驱动进入物性较好的Ⅰ类、Ⅱ类储层时,天然气主要沿优势运移通道形成连续气柱,然后在浮力作用下向上倾方向运移,置换储层孔隙中的自由水。随着天然气的充注强度增加,致密砂岩的含气饱和度逐渐增加,而Ⅰ类、Ⅱ类储层则优先形成产纯气砂体或含水气层(图6)。

综上所述,河包场地区须家河组虽然砂岩厚度大、分布广,但是压实、胶结等成岩作用使储层普遍

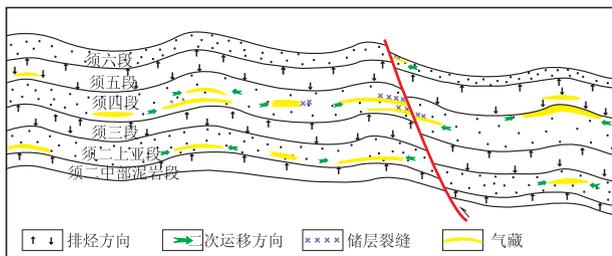


图6 四川盆地南部河包场地区须家河组气藏成藏模式

Fig. 6 Gas accumulation models of the Xujiahe Formation in Hebaochang region, the south of Sichuan Basin

致密,物性较好的砂岩储集体厚度约占砂岩总厚度的 15%,单个砂岩储集体的平面分布范围相对较小。此外,区域地层较平缓,二次运移浮力较弱,天然气主要以气体膨胀驱动的近距离充注成藏。

5 结论

1)河包场地区须家河组天然气二次运移通道主要为须二、须四和须六砂岩储层。储层以Ⅲ类储层为主,Ⅰ类和Ⅱ类储层厚度较薄,分布范围相对较小。

2)区域构造平缓,天然气二次运移的浮力驱动主要发生在储层物性相对较好的复合条带状砂体中,气柱浮力驱动的方向总是沿砂体展布的上倾方向。Ⅲ类致密储层虽然分布广,但是毛细管阻力大,天然气以膨胀驱动进行二次运移。

3)河包场地区须家河组储层的气源在平面上呈互层式广泛分布,但是在纵向上由于砂体分布规模、储层物性以及天然气充注强度等因素影响,天然气主要以气体膨胀方式驱动、近距离充注成藏。

参考文献:

[1] 梁艳,李延钧,付晓文,等. 川中—川南过渡带上三叠统须家河组油气全烃地球化学特征与成因[J]. 天然气地球科学, 2006,17(4):594—598.

[2] 王震亮,孙明亮,张立宽,等. 川西地区须家河组异常压力演化与天然气成藏模式[J]. 地球科学:中国地质大学学报, 2004,29(4):433—439.

[3] 徐国盛,刘树根. 四川盆地天然气成藏动力学[M]. 北京:地质出版社,2005:165—176.

[4] 戴建文. 四川盆地西部拗陷须家河组储层裂缝特征及分布评价[J]. 石油实验地质,2008,30(1):20—25.

[5] 张金川. 根缘气(深盆地)的研究进展[J]. 现代地质,2003,17(2):2—10.

[6] 罗启后,王世谦. 川中川西地区上三叠统天然气富集条件与分布规律研究[M]//戴金星. 天然气地质研究新进展. 北京:石油工业出版社,1997:166~771.

[7] 杨克明. 川西拗陷须家河组天然气成藏模式探讨[J]. 石油与天然气地质,2006,27(6):786—793,803.

[8] 曹烈,安凤山,王信. 川西拗陷须家河组气藏与古构造关系[J]. 石油与天然气地质,2005,26(2):224—229.

[9] 王金琪. 早聚晚藏:川西拗陷天然气基本特征[J]. 天然气工业,2001,21(1):5—12.

[10] 宋岩,洪峰. 四川盆地川西拗陷深盆地地质条件分析[J]. 石油勘探与开发,2001,28(2):11—14.

[11] 张金亮,常象春,王世谦. 四川盆地上三叠统深盆地气藏研究[J]. 石油学报,2002,23(3):27—33.

[12] 叶军. 再议四川盆地西部拗陷深盆地[J]. 石油实验地质, 2008,30(2):109—114.

[13] 叶军. 川西拗陷的天然气是深盆地吗? [J]. 天然气工业, 2004,23(增刊):1—5.

[14] 李耀华,师晓蓉,杨西南. 川中—川西地区上三叠统储集条件研究[J]. 天然气勘探与开发,2003,26(3):1—6.

[15] 王允诚,向阳,邓礼正,等. 油层物理学[M]. 成都:四川科学技术出版社,2006:175—176.

[16] 金之钧,张金川. 天然气成藏的三元机理模式[J]. 石油学报,2003,24(4):13—16.

[17] LAW B E. Basin centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002,86(11):1891—1919.

[18] 陈义才,蒋裕强,郭贵安. 川中地区上三叠统香溪群烃源岩热演化史模拟计算[J]. 西南石油大学学报,2007,29(2):57—62.

(编辑 黄娟)

(上接第 313 页)

[10] 杜金虎,邹伟宏,费宝生,等. 冀中拗陷古潜山复式油气聚集区[M]. 北京:科学出版社,2006.

[11] 李德生. 中国石油地质学[M]. 北京:石油工业出版社,1997.

[12] 黄昌武,郭海莉. 也谈“拗”“拗”,“心”“芯”的使用[J]. 天然气工业,2008,28(5):13—134.

[13] 《地质科学大辞典》编委会. 地球科学大辞典[M]. 北京:地质出版社,2005.

[14] 潘元林,张善文,肖焕钦,等. 济阳断陷盆地隐蔽油气藏勘

探[M]. 北京:石油工业出版社,2003.

[15] 慕小水,何锋,顾勤,等. 渤海湾盆地东濮凹陷濮卫洼陷带复杂岩性油气藏形成条件与成藏规律 [J]. 石油实验地质, 2009,31(5):472—477.

[16] 徐会建,李士平. 松辽盆地西部断陷区葡深 1 井储层研究[J]. 大庆石油地质与开发,2001,20(3):14—16.

[17] 张吉光. 海拉尔盆地构造特征与含油气性探讨[J]. 大庆石油地质与开发,1992,11(1):14—20.

(编辑 叶德燎)