文章编号: 0253-2697(2011)03-0450-09

辽河油田东部凹陷页岩气成藏条件及含气性评价

徐 波[1] 李敬含[2] 李晓革[1] 王传峰[1] 刘凯波[1] 徐美香[1] 景佳骏[1] 聂 领[1]

(1. 中国石油冀东油田公司南堡油田采油作业区 河北唐海 063200; 2. 中国石油辽河油田公司勘探开发研究院 辽宁盘锦 124000)

摘要: 通过类比国外页岩气盆地的页岩有机质类型、有机碳含量、热演化程度、厚度等指标,初步确定辽河油田东部凹陷存在发育页岩气藏的条件。页岩吸附气量实验研究表明,东部凹陷页岩吸附气量与暗色泥页岩有机碳含量和热演化程度呈正比关系,东部凹陷页岩吸附气量为 0.2~1.2 m^3/t,与加拿大 Gordondale 页岩和中国四川盆地下志留统龙马溪组页岩基本相当。利用气测全烃值,结合有机碳含量、热演化程度、含气页岩厚度等指标,对不同层系页岩含气性进行了整体评价。依据评价结果,指出驾掌寺—二界沟洼陷为东部凹陷内页岩气勘探的首选目标。

关键词: 辽河油田; 东部凹陷; 页岩气; 吸附气; 含气性; 气测全烃; 有利勘探区

中图分类号: TE112 **文献标识码**: A

Evaluation of hydrocarbon accumulation conditions for shale gas from the Eastern Sag of the Liaohe Oilfield and its gas-bearing properties

XU Bo[1] LI Jinghan[2] LI Xiaoge[1] WANG Chuanfeng[1] LIU Kaibo[1] XU Meixiang[1] JING Jiajun[1] NIE Ling[1]

(1. Nanpu Oilfield Operation District, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tanghai 063200, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin 124000, China)

Abstract: In comparison with the organic matter type, organic carbon abundance, thermal maturity and thickness of source rocks in shale-gas-bearing basins abroad, the present paper preliminarily confirmed the conditions for shale-gas accumulation in the Eastern Sag of the Liaohe Oilfield. The experimental study on gas amounts absorbed by shales indicated that there existed a positive correlation between the absorbed gas amount and the TOC and thermal maturity of dark mud shales in the Eastern Sag, and its adsorbed gas amount was 0.2~1.2 m^3/t, basically equal to that of the Gordondale shale in Canada and the Lower Silurian Longmaxi Formation shale of the Sichuan Basin. A comprehensive evaluation on gas-bearing properties of shales in various formations was made by using abnormal values from the total hydrocarbon by gas logging and being combined with other criteria, such as TOC, R_o, thickness of the corresponding shales, therefore, the most favorable block for shale-gas exploration within the Eastern Sag was targeted for the Erjiegou-Jiazhangsi area.

Key words: Liaohe Oilfield; Eastern Sag; shale gas; adsorbed gas; gas-bearing property; total hydrocarbon by gas logging; favorable exploration block

辽河油田东部凹陷位于辽河坳陷东部,北东向展布,长约 140 km,宽为 18~30 km,面积约为 3300 km^2,向南延伸至滩海地区。多年勘探证实,东部凹陷内天然气藏广泛发育,类型多样,目前已在太古界、中生界、新生界内发现了多套含油气层系。近年来,随着勘探程度的提高,东部凹陷内常规天然气勘探难度日趋增大,常规天然气储量和产量的增长陷入停顿。但据新一轮资源评价研究结果❶,目前东部凹陷已发现天然气储量与资源量间还存在巨大的差距,因此天然气勘探潜力仍然很大。同时,页岩气成藏理论的进展为重新认识辽河油田东部凹陷内天然气藏类型,扩展天然气勘探领域带来了新的契机。

1 中国页岩气研究现状

页岩气藏是指主体位于暗色泥页岩、高碳泥页岩及其夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩,甚至细砂岩中,以吸附和游离状态为主要存在方式的天然气聚集。与其他类型的气藏相比,页岩气藏是真正意义上的"自生自储"式成藏,页岩既是烃源岩也是储集层。作为重要的非常规气藏类型,页岩气的勘探、生产

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 40672087 和 No. 40472073)资助。

第一作者及通讯作者: 徐 波,男,1977 年 5 月生,2009 年获中国地质大学(北京)矿产普查与勘探专业博士学位,现为中国石油冀东油田工程师,主要从事油田勘探、生产工作。E-mail: xubo_cugb@126.com

❶中国石油勘探开发研究院,中国石油辽河油田公司. 渤海湾盆地辽河坳陷新一轮油气资源评价. 中国石油辽河油田公司, 2005.

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

以美国最为成功, 2009 年美国页岩气产量接近1 000×$10^8 m^3$/a, 超过中国常规天然气年产量[1]。

近年来, 中国已逐渐认识到页岩气藏的重要现实意义, 并加大了研究力度。2006 年, 中国地质大学(北京) 张金川教授申报并获通过了中国第一个以页岩气为研究主体的国家自然科学基金项目"页岩气成藏机理与聚集条件"; 2007 年, 中国石油天然气集团公司与美国新田石油公司签署了中国第一个页岩气对外开发协议; 2008 年, 中国石油勘探开发研究院设计实施了中国首口页岩气取心浅井——长芯 1 井; 2009 年, 国土资源部启动了全国首个页岩气资源勘查项目; 2010 年 4 月, 中国石化勘探南方分公司启动"南方探区页岩气资源潜力及区块评价"研究项目; 2010 年 5 月, 中国石化华东分公司页岩气方深 1 井特大型压裂施工获成功; 2010 年 8 月, 中国首个专门从事页岩气开发的科研机构——国家能源页岩气研发(实验) 中心在中国石油勘探开发研究院廊坊分院成立。

总体上, 中国页岩气勘探研究经历了 3 个发展阶段: ①对国外成果的引进和消化阶段[2-7]。该阶段充分认识到页岩气吸附机理的存在, 对页岩气藏的认识由"裂隙气藏"转化为"吸附气藏"; ②将中国盆地与美国东部盆地进行地质类比, 对中国页岩气资源进行初步的整体评估阶段[8-13]。在充分认识页岩气吸附机理的基础上, 重新对中国页岩气资源量进行评估, 普遍认为中国具有丰富的页岩气资源; ③在重点地区寻找证据, 进行页岩气藏勘探阶段[10-22]。该阶段在重点地区进行取样并进行页岩含气性实验研究, 分析中国页岩含气性影响因素, 进行勘探有利区选择。大多数学者认为四川盆地是中国最为现实的页岩气勘探区[15-20], 并对四川盆地下寒武统筇竹寺组、上三叠统须家河组、下志留统龙马溪组等层系中页岩气成藏条件展开了重点研究。此外, 还有学者对鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩气成藏条件进行研究[21]。

总体上, 目前中国页岩气的研究重点仍集中在以天然气为主要烃产物的四川、鄂尔多斯盆地中, 而对以产油为主的中国东部断陷盆地研究相对较少。因此, 加强东部断陷盆地页岩气成藏条件研究, 对于完善中国页岩气研究领域有着重要的意义。

2　辽河油田东部凹陷泥页岩特征

2.1　发育特征

2.1.1　厚　度

一定厚度和面积的泥页岩是形成页岩气藏的必要条件, 但到目前为止, 具有经济价值页岩气藏的页岩厚度下限还没有明确提出[23]。美国五大页岩气勘探开采区的页岩净厚度为 9.14~ 91.44 m[24]。因此有学者建议以 9 m 为具有商业开发价值页岩气藏的页岩厚度下限[4]。

辽河油田东部凹陷自下而上发育有古近系沙河街组三段(沙三段)、沙河街组一二段(沙一二段) 和东营组 3 套具有生烃能力的暗色泥页岩。平面上, 自北向南发育有多个洼陷(图 1), 形成了以驾掌寺—二界沟、热河台—黄沙坨和牛居—长滩为中心的南部、中部、北部 3 个暗色泥页岩发育中心。

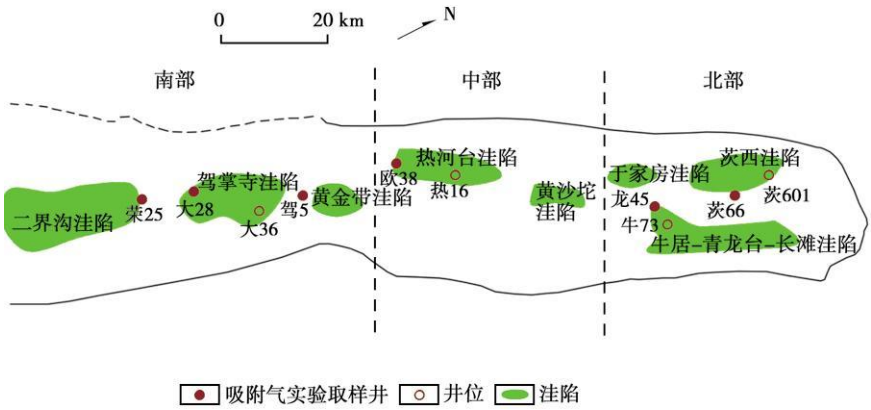


图 1　东部凹陷生烃洼陷位置

Fig. 1　Location of hydrocarbon generating subsag in Eastern Sag

沙三段: 凹陷内广泛发育, 总体上呈现出南北厚、中间薄的"哑铃状"分布特征, 凹陷南北两端的驾掌寺—二界沟洼陷和牛居—长滩洼陷最大累积厚度均超过2 000 m, 其他地区厚度一般为 800~ 1 000 m。

沙一二段: 继承了沙三段源岩"哑铃状"发育特征, 但较之沙三段明显变薄。其中凹陷北部的茨西、长滩地区厚度逾 600 m; 南部的驾掌寺—二界沟洼陷最大厚度逾 400 m; 中部地区暗色泥页岩厚度一般约为 200 m。

东营组: 在南北厚、中间薄的总体特征下, 南部地

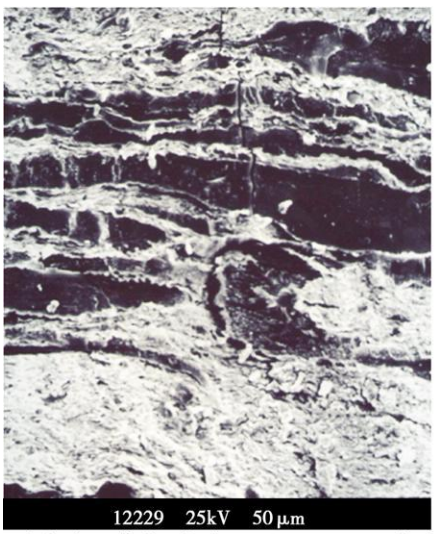
© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

区暗色泥页岩厚度明显较北部变大, 驾掌寺—二界沟洼陷最大厚度逾 1 000 m, 且向南部滩海地区沉积厚度进一步增大。北部牛居—长滩地区东营组暗色泥页岩厚度与驾掌寺洼陷基本相当; 中部暗色泥页岩累积厚度仅有 400 m。

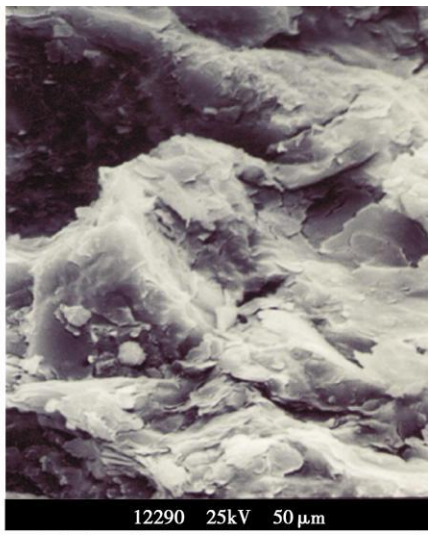
2.1.2 裂缝及孔隙度

泥页岩中孔隙和微裂缝发育程度是页岩气藏评价的重要指标。泥页岩微裂缝及孔隙越发育, 页岩气藏中游离态天然气的聚集空间越多, 此外孔隙和裂缝发育也有效地增加了泥页岩的比表面积, 提高了泥页岩吸附天然气的能力。

东部凹陷古近系暗色泥页岩中富含石英、长石, 含少量方解石、白云石和黄铁矿。石英、长石的高含量增强了泥页岩脆性, 故东部凹陷泥页岩内微裂缝普遍发育(图 2)。东部凹陷内有裂缝发育的泥页岩孔隙度一般为 5% 左右, 达到特低孔储层级别。



(a) 牛 73 井沙三段 (3 192.79~3 194.23 m) 粉砂质泥岩, ×150



(b) 大 36 井沙一段 (2 689.12~2 696.19 m) 泥岩, ×2 000

图 2 东部凹陷泥页岩微孔隙、微裂缝

Fig. 2 Development of microporosity and microcrack in shale in Eastern Sag

2.2 地球化学特征

2.2.1 有机碳含量

在页岩气藏形成过程中泥页岩既是储集体也是烃源岩, 泥页岩必须具有一定的有机碳含量(TOC)才能具有生气能力, 同时泥页岩 TOC 的高低也影响着泥页岩中吸附气量的多少。美国五大页岩气系统页岩 TOC 为 0.5%~25%。目前一般以 0.5% 作为页岩气藏形成的 TOC 下限值[24-25]。

东部凹陷 3 套泥页岩平均 TOC 均大于 0.5%, 且从沙三段至东营组, 泥页岩 TOC 渐次降低。沙三段泥页岩平均 TOC 达 2.4%, 沙一二段为 1.4%, 东营组为 1.2%。不同层系中 TOC 较高的暗色泥页岩均发育于凹陷中心, 与厚度发育中心基本吻合。南部和北部洼陷区暗色泥页岩 TOC 明显高于中部地区(图 3), 其中南部地区沙三段中下部暗色泥页岩 TOC 最高可达 19.6%, 平均值达 2.8%, 是全凹陷最有利的源岩发育区。

2.2.2 有机质类型

美国五大页岩气盆地统计结果显示, 腐殖型和腐泥型页岩中均可发育页岩气藏, 但以Ⅰ型和Ⅱ型干酪根为主[26]。

东部凹陷源岩有机质类型多样, 总体上以腐殖(ⅡB, Ⅲ)型为主, 不同层系、不同地区腐泥型泥页岩呈区域性富集。

从东营组到沙三段, 有利于形成页岩气藏的腐泥型泥岩所占比例逐渐变大, 且均发育于凹陷的中心, 与泥页岩厚度最大的区域基本重合(图 3)。据全凹陷 672 个样品分析, 东营组腐泥型暗色泥页岩样品约占样品总数的 2%, 沙一二段为 14%, 两套地层中腐泥型泥页岩集中发育于凹陷南部的驾掌寺—二界沟洼陷和黄金带洼陷。沙三段腐泥型暗色泥页岩样品则达到实验样品总数的 37%, 发育面积约占凹陷面积的 50%, 除南部地区外, 中部的热河台洼陷和北部的牛居—长滩洼陷也有腐泥型泥页岩发育。

2.2.3 成熟度

形成页岩气页岩的镜质体反射率(R_o)变化范围较大, 生物成因气和热解成因气均可形成页岩气藏, 页岩 R_o 为 0.4%~3.0%[24-25]。

据东部凹陷 592 个实测 R_o 数据统计, 凹陷内暗

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

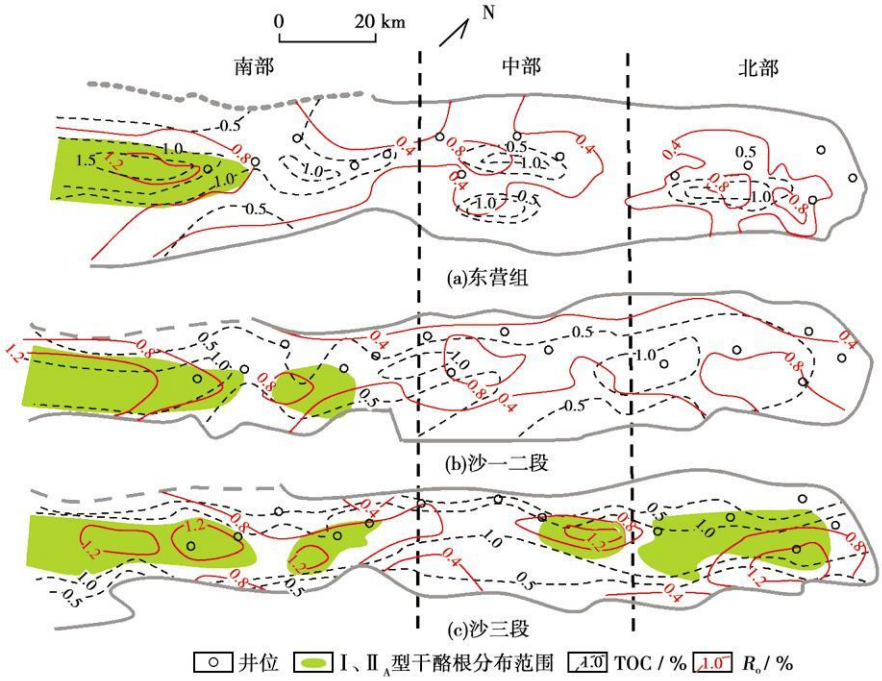


图 3　东部凹陷不同层系暗色泥页岩有机碳含量、成熟度及有机质类型叠合

Fig. 3　Congruence of TOC, R_o and organic matter type in difference formations of Eastern Sag

色泥页岩热演化程度整体不高, 大部分 R_o 为 0.5% ~ 1.0%, 其中以 0.5% ~ 0.8% 为主, 整体处于低熟—成熟的热演化阶段。

不同层系中, 东部凹陷内南北两端的驾掌寺—二界沟洼陷和牛居—长滩洼陷泥页岩热演化程度均高于中部地区(图 3)。在此总体特征背景下, 各层系源岩又表现出不同的特点: 沙三段中下部泥页岩以北部牛居—长滩洼陷热演化程度最高; 自沙三段上部开始, 受不同地区沉降速率差异的影响[27], 南部洼陷泥页岩的热演化程度开始高于北部洼陷。南北两端泥页岩热演化程度差异越往上部层系越明显, 至东营组, 南部驾掌寺洼陷泥页岩 R_o 最大达 1.4%, 而北部地区泥页岩 R_o 最大仅为 0.9%。

与美国已证实的产气页岩对比[24], 东部凹陷泥页岩以Ⅱ型为主, 有机质类型与圣胡安盆地 Lewis 页岩类似; 不同层系泥页岩 TOC 均超过 0.5%, 达到页岩气成藏的下限值, 其中沙三段泥页岩 TOC 平均值达 2.4%, 超过 Lewis 页岩和 Ohio 页岩; 天然气成因类型以生物成因和热成因混合为特征, 泥页岩热演化程度高于密执安盆地的 Antrim 页岩, 与伊利诺斯盆地的 New Albany 页岩基本相当。虽然东部凹陷内页岩埋深大于美国五大产气页岩, 但泥页岩累积厚度也远大于美国五大盆地的产气页岩。

页岩厚度、有机碳含量、干酪根类型、热演化程度对比结果显示, 东部凹陷泥页岩各单项指标均可在美国五大页岩气盆地中找到相类似的实例, 可初步确定东部凹陷存在发育页岩气藏的条件。

3　辽河油田东部凹陷泥页岩含气性

页岩气藏中天然气以吸附态和游离态的方式同时赋存在页岩中。认识到吸附机理的存在使得页岩气藏从"裂隙气藏"中独立出来, 极大地促进了页岩气藏的研究。国外产气页岩研究资料显示, 页岩气藏中吸附态天然气含量一般占总含气量的 20% ~ 80%[24]。

3.1　吸附气量

3.1.1　有机碳含量与吸附气量的关系

在相同的压力条件下, 页岩中含气量与页岩的有机碳含量呈线性正相关关系[28]。

选取的实验样品包括东部凹陷各类型的泥页岩, 共计 6 口井 15 块样品(取样井位置见图 1), 样品 TOC 最小为 0.52%, 最大为 19.6%。吸附气量测定结果显示, 随着泥页岩有机碳含量的增大, 页岩中吸附气量呈现出线性增长规律(图 4)。

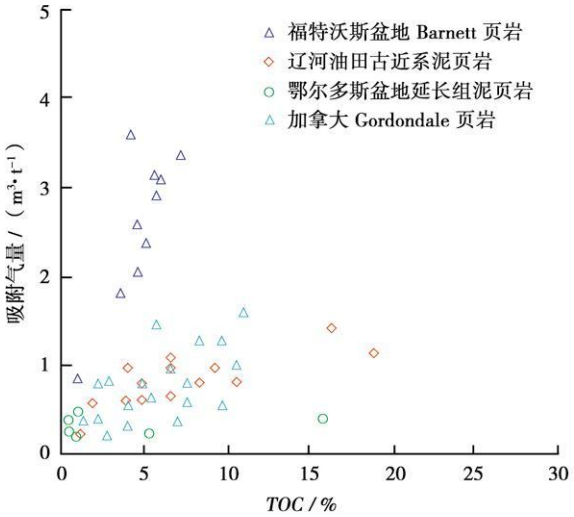
东部凹陷泥页岩吸附气量 Q 与 TOC 的关系可用式(1)表示为

$$Q = 0.071 \times C_{to} + 0.60 \qquad (1)$$

式中: C_{to} 为有机碳含量(TOC), %。

辽河油田东部凹陷有机碳含量最高的沙三段暗色泥页岩 TOC 平均值为 2.4%, 据此计算, 凹陷内泥页岩吸附气量为 0.77 m^3/t。实验结果也证实, 东部凹陷

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net



注: 福特沃斯盆地 Barnett 页岩数据来自文献[28]; 鄂尔多斯盆地延长组泥页岩数据来自文献[21]; 加拿大 Gordondale 页岩数据来自文献[29]。

图 4 东部凹陷页岩有机碳含量与吸附气量关系

Fig. 4 Relationship between total organic carbon and absorbed gas content in Eastern Sag

泥页岩吸附气含量一般为 0.5~1.2 m^3/t。

与国外已有页岩气产出的盆地比较, 辽河油田东部凹陷泥页岩吸附气量明显低于美国 Barnett 页岩[25], 与加拿大 Gordondale 页岩基本相当[29]。与中国其他盆地对比, 东部凹陷泥页岩吸附气含量高于鄂尔多斯盆地延长组泥页岩(0.1~0.25 m^3/t)[21], 略低于四川盆地下志留统龙马溪组页岩(平均吸附气含量为 1.28 m^3/t)[23]。

3.1.2 成熟度与吸附气量的关系

国内外学者均把成熟度当成页岩气成藏的重要评价指标, 但对于成熟度与吸附气量的关系则有不同的认识。

有观点认为, 页岩生成的天然气先满足吸附作用, 当吸附气量达到饱和后才出现游离态的天然气, 且在页岩生气过程中, 生烃作用导致了地层压力的增加, 进而导致页岩中吸附气量不断地增加[24]。如美国 Barnett 页岩低成熟度地区产气速率与成熟度较高地区相比明显减小[11], 而密歇根盆地的 Antrim 页岩中, 地层含气量也随着源岩成熟度增加而增加[24]。同时, 也有学者通过实验证实, 在进入湿气阶段后, 随着天然气中乙烷、丙烷等气体组分的增加, 活性碳吸附甲烷的能力明显下降[7]; 并且在生气过程中, 随着地层温度的增加, 页岩吸附天然气能力也迅速下降[29], 故随着热演化程度的增加, 页岩中吸附气含量不一定增加。

东部凹陷泥页岩 R_o 与吸附气含量实验测定结果显示, 凹陷内泥页岩吸附气量随 R_o 的增加而呈线性增加趋势(图 5)。

$$Q = 1.428 \times R_o - 0.3003 \quad (2)$$

据式(2)计算, 东部凹陷泥页岩吸附气量为 0.2~1.2 m^3/t, 与据泥页岩 TOC 的计算结果基本相同。

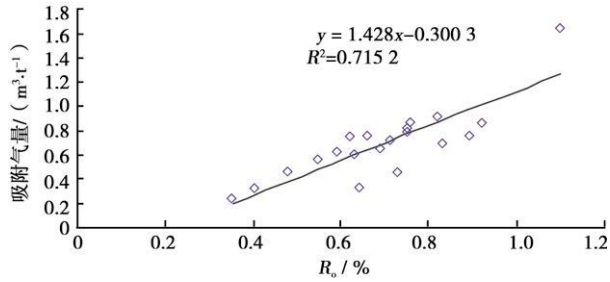


图 5 东部凹陷泥页岩热演化程度与吸附气量关系

Fig. 5 Relationship between degree of thermal evolution and absorbed gas content in Eastern Sag

需要特别指出的是, 东部凹陷泥页岩热演化程度普遍不高, R_o 值主体位于 0.5%~0.8%, 以生物成因和热成因混合气为主。受样品特征所限, 实验结果只能证实在生物生气阶段和热演化早期, 泥页岩吸附天然气的能力随着热演化程度的增加而增加。

3.2 含气性综合评价

页岩含气性的影响因素众多, 既有页岩自身因素(如页岩有机质类型、TOC、热演化程度、裂缝、孔隙度、矿物组成、厚度等), 也有外部因素(如页岩的埋深、温度与压力、湿度等)[4], 其中以内部因素中的有机质类型、TOC、成熟度和裂缝发育程度为主要的影响指标。在这 4 项指标中, 有机质类型、TOC、成熟度主要影响页岩中吸附气量, 而裂缝发育程度主要影响页岩中游离气量。但不同影响因素并不是孤立存在的, 它们相互作用、相互影响, 使页岩含气性进一步复杂化。

对于裂缝在页岩气藏中的作用, 国外很多学者进行过研究, 但并未取得明确的结论[4]。目前国内外通常采用实验测定吸附气和(或)总含气量的方法来对页岩进行含气性评价[23-25]。但利用实验方法确定页岩含气性存在如下问题: ①吸附气是页岩气中的重要组成, 但并不能完全代表页岩含气性的好坏; ②实验研究的成本高, 周期长; ③要进行盆地范围内的评价, 需要有大范围内分布较均匀的、一定数量的实验样品, 不利于勘探早期的含气性评价。

笔者尝试在实验的基础上, 寻找页岩含气性综合评价指标对东部凹陷页岩气成藏条件进行整体

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

评价。

3.2.1　评价指标

在暗色泥岩有机质类型、R_o、TOC 等评价指标的基础上, 增加气测全烃值和含气页岩厚度两项综合评价指标。

气测录井是天然气勘探中判断岩层含油气性的常用方法。其原理和工作流程是: 在钻头将岩层破碎的过程中, 地层中的吸附气、游离气都将释放出来; 利用钻井液将地层中的气体携带至井口; 经过脱气器将气体从钻井液中分离出来; 用抽气泵将气体送到检测器中进行全量(或全烃)、组分分析; 进一步根据这些资料判断地层中是否含有油气。在原理上, 气测录井资料能定量地反映出泥页岩中游离气和吸附气的总量, 是定量评价单位体积内泥页岩含气性的理想指标。结合由气测录井所读取的含气页岩厚度, 就可以对东部凹陷泥页岩含气性进行整体评价。

经过几十年的发展, 气测录井技术虽然在反映地层含气性准确程度上有了很大的提高, 但实际上影响气测录井资料准确性的因素很多, 如冲洗作用、地层流体侵入、钻进方式、循环系统、地面泥浆系统及与油气检测有关的录井设备等, 而且地层的温度和压力的变化也严重影响着油气显示。故气测值只能作为泥页岩含气性的定性—半定量评价指标。

东部凹陷砂岩段产气层统计显示, 凹陷内各产层段气测异常值普遍不高, 生产证实的油气层所对应的气测全烃值主体为 0.2%～2.55%, 但东部凹陷这些气测异常值不高的产层日产气量却在万方以上。如凹陷北部的茨 601 井, 沙三段砂岩气测全烃值为 0.3%～0.6%, 但产气量为 $3.1\times10^4 m^3/d$; 热 16 井气测全烃值最大仅为 2.5%, 产气量可达 $11.7\times10^4 m^3/d$。故在进行泥页岩含气性评价时, 以气测全烃值大于 0.2% 作为评价标准。

按上述评价标准对东部凹陷 627 口探井(全凹陷探井数为 706 口) 中气测全烃值大于 0.2% 的泥页岩段厚度和气测全烃值进行统计。在此基础上, 利用含气泥岩厚度、气测全烃值、页岩有机质类型、TOC、热演化程度等指标, 将东部凹陷东营组、沙一二段、沙三段 3 套地层分成北部、中部、南部共 9 个评价单元进行了页岩含气性整体评价。

3.2.2　评价结果

东部凹陷 3 套暗色泥页岩中均有含气页岩发育, 剖面上, 从上至下泥页岩含气性渐次变好。含气页岩出现的起始深度约为 1 000 m; 当页岩埋深小于 2 500 m 时, 页岩含气量随深度增加而缓慢增加; 当深度大于 2 500 m 时, 页岩含气量迅速增加; 至 3 000～3 500 m 时, 页岩含气量达到最大(图 6)。

东部凹陷源岩成熟生烃门限为 2 800 m, 与页岩含气量迅速增大的深度段基本一致, 这也在一定程度上证实了东部凹陷页岩吸附天然气能力随页岩热演化程度增加而增加的实验结果。

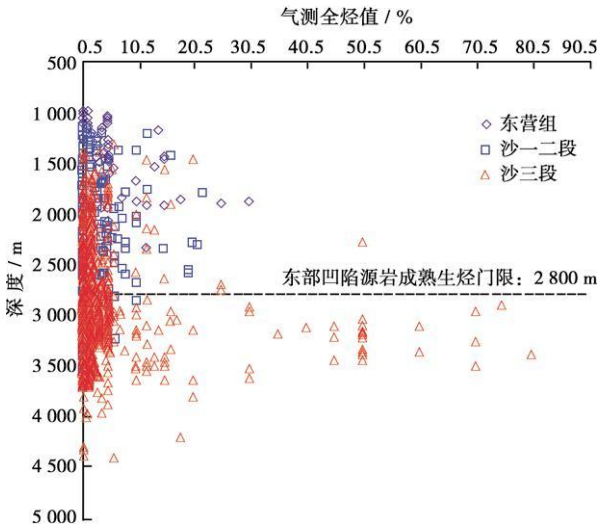


图 6　东部凹陷气测全烃值与深度关系

Fig. 6　Relationship between total hydrocarbon by gas logging and depth in Eastern Sag

评价结果显示(图 7 和表 1): 沙三段南部、中部、北部 3 个评价单元为Ⅰ类区。Ⅰ类区含气泥页岩气测全烃值为 0.2%～80%, 平均为 4.03%; 含气页岩最大单井累积厚度为 777 m, 平均为 85.41 m, 气测全烃值和含气页岩厚度均好于其他评价单元。据泥页岩 TOC 和 R_o 计算, Ⅰ类区泥页岩吸附气量为 0.3～2.27 m^3/t, 平均为 0.86 m^3/t。沙一二段南部、中部、北部和东营组南部 4 个评价单元为Ⅱ类区。Ⅱ类区气测全烃值为 0.2%～19%, 平均为 1.76%; 含气页岩最大单井累积厚度为 1 037 m, 平均为 62.87 m。Ⅱ类区中东营组南部、沙一二段北部和中部 3 个评价单元的气测全烃值和厚度相差不大, 且明显好于沙一二段中部。Ⅱ类区泥页岩吸附气量为 0.3～2.3 m^3/t, 平均为 0.77 m^3/t。东营组北部和中部两个评价单元为Ⅲ类区。Ⅲ类区气测全烃值为 0.2%～6.14%, 平均为 0.87%; 含气页岩厚度为 8.3～233.5 m, 平均为 23.62 m。Ⅲ类区泥页岩吸附气量为 0.3～1.7 m^3/t, 平均为 0.64 m^3/t, 是所有评价单元中最低的。

气测异常评价结果与实验测得吸附气含量结果一致, 也证实了该评价方法的可行性。

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

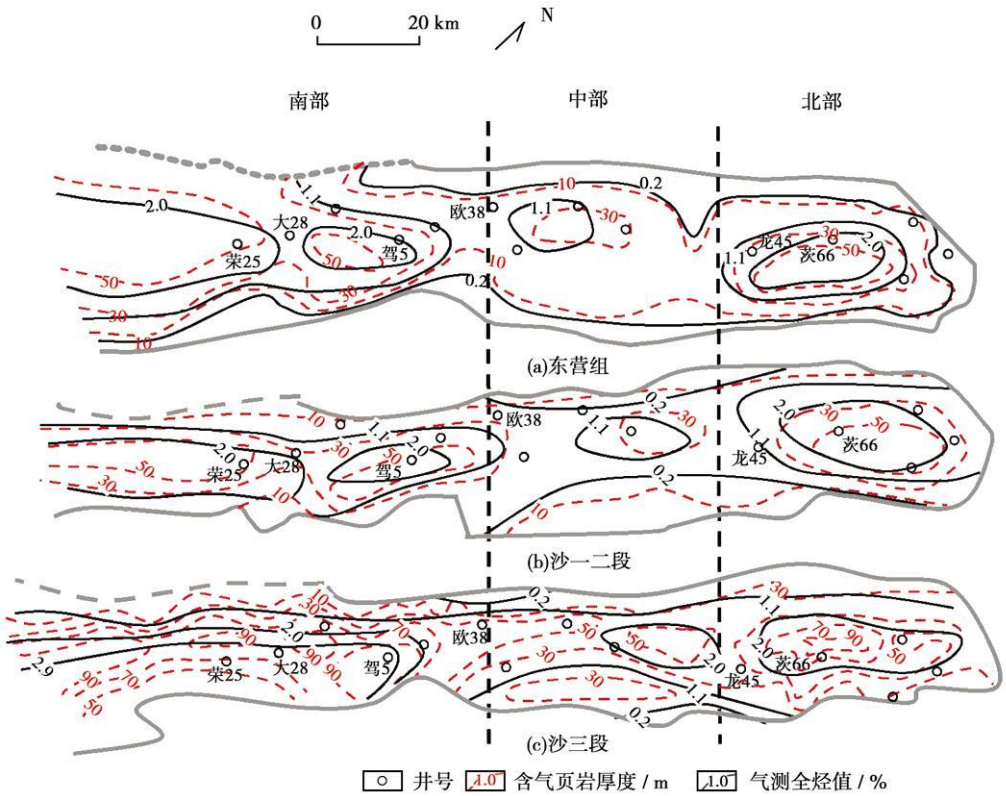


图 7 东部凹陷不同层系含气页岩厚度和气测全烃值叠合

Fig. 7 Congruence of gas bearing shale thickness and total hydrocarbon by gas logging in difference formations in Eastern Sag

表 1 东部凹陷不同层系页岩气综合评价

Table 1 Comprehensive evaluation of shale gas in difference formations in Eastern Sag

层系	地区	有机质类型	TOC/%	R_o/%	计算吸附气量/($m^3 \cdot t^{-1}$)	含气页岩厚度/m	气测全烃值/%	综合评价
东营组	北部	腐殖型	0.5~8.6 1(31)	0.4~0.9 0.66(64)	0.3~1.2 0.66	9.6~233.5 32.06(111)	0.2~6.14 0.95(111)	III
	中部	腐殖型	0.5~8.8 0.73(12)	0.4~1.4 0.65(35)	0.3~1.7 0.64	8.3~43 18.6(56)	0.27~1.5 0.85(56)	III
	南部	腐殖型、腐泥型	0.5~15.2 1.6(41)	0.4~1.4 0.82(68)	0.3~1.7 0.79	20.6~1037 80.35(126)	0.2~18.0 1.86(126)	II
沙一二段	北部	腐殖型	0.5~9.8 1.2(62)	0.4~1.8 0.82(89)	0.3~2.3 0.78	8.2~262 58.29(134)	0.2~19.0 1.71(134)	II
	中部	腐殖型	0.5~12.6 1.02(25)	0.4~1.5 0.76(42)	0.4~1.8 0.77	7.5~266 36.75(103)	0.4~3.0 1.1(103)	II
	南部	腐殖型、腐泥型	0.5~10.5 1.96(51)	0.6~1.6 1.02(55)	0.6~2.0 0.76	16.3~423 55.15(236)	0.2~10.0 1.66(236)	II
沙三段	北部	腐殖型、腐泥型	0.5~13.2 2.2(75)	0.4~1.75 0.98(66)	0.3~2.2 0.93	13.6~777 137.09(265)	0.2~16.0 1.89(265)	I
	中部	腐殖型、腐泥型	0.5~12.6 1.82(42)	0.4~1.42 0.87(42)	0.3~1.7 0.84	12.1~612 86(126)	0.4~6.83 2.14(126)	I
	南部	腐泥型	0.5~19.6 2.8(89)	0.6~1.8 1.16(41)	0.6~2.27 1.08	32.3~505 71.28(569)	0.2~80.0 4.12(569)	I

注: 表中数据分子部分为范围值; 分母为平均值, 括号中为样品数。

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

4　勘探目标区优选

泥页岩含气性评价结果显示, 含气页岩发育厚度、含气性与源岩发育区有着很好的一致性, 故各层系中源岩发育区即为页岩气勘探的有利区。

综合各层系含气页岩特征分析和评价结果, 认为东部凹陷南部的驾掌寺—二界沟地区为最有利的勘探区。该地区 3 套层系中泥页岩热演化程度和 TOC 均为同层系中最高的, 计算吸附气含量平均值可达 0.92 m^3/t。但该区沙三段、沙一二段泥页岩埋深较大, 勘探成本和风险相应增大, 在这两套层系中应寻找埋藏浅的暗色泥页岩作为首选的勘探目标。

凹陷北部牛居—长滩洼陷沙三段和沙一二段中的源岩发育区也是有利的页岩气勘探目标。上述地区泥页岩的热演化程度和 TOC 略逊于驾掌寺—二界沟地区, 但平均吸附气含量也达到 0.83 m^3/t。在牛居—长滩洼陷中应重点选择厚度大的泥页岩作为首选的页岩气勘探目标。

中部地区页岩热演化程度普遍较低, 除热河台洼陷沙三段地层中存在有限的勘探目标外, 在其他层系取得突破的可能性不大。

5　结　论

(1) 辽河油田东部凹陷发育有东营组、沙一二段、沙三段 3 套泥页岩。有机质类型、TOC、热演化程度、暗色泥页岩厚度等指标分析表明, 东部凹陷 3 套烃源岩均具有页岩气藏发育的条件, 其中尤以沙三段暗色泥页岩最为有利。

(2) 东部凹陷暗色泥页岩吸附气量随源岩 TOC 和热演化程度的增加而增加, 东部凹陷泥页岩吸附气量主体为 0.2~1.2 m^3/t, 低于美国福特沃斯盆地 Barnett 页岩, 高于鄂尔多斯盆地延长组, 与加拿大 Gordondale 页岩和中国四川盆地下志留统龙马溪组页岩基本相当。

(3) 将研究区划分为 9 个评价单元, 利用气测全烃值、含气页岩厚度、计算吸附气含量等指标对不同单元内泥页岩含气性进行定性—半定量评价。沙三段南部、中部、北部 3 个评价单元为Ⅰ类区; 沙一二段南部、中部、北部和东营组南部 4 个评价单元为Ⅱ类区; 东营组北部和中部两个评价单元为Ⅲ类区。

(4) 东部凹陷以南部的二界沟—驾掌寺地区各层系暗色泥页岩为最有利的勘探目标。但该区沙三段、沙一二段泥页岩埋深较大, 在这两套层系中应注意寻找埋藏浅的暗色泥页岩作为首选的勘探目标。凹陷北部牛居—长滩洼陷沙三段和沙一二段源岩发育区也是有利的页岩气勘探目标。

参　考　文　献

[1] 张大伟. 我国页岩气资源战略调查和勘探开发战略构想[EB/OL]. [2010-01-29]. http://www.gov.cn/gzdt/2010-01/29/content_1522372.htm.
Zhang Dawei. Strategic survey of shale gas resources and strategic concepts of exploration and exploitation in China[EB/OL]. [2010-01-29]. http://www.gov.cn/gzdt/2010-01/29/content_1522372.htm.

[2] Curtis J B, 李大荣, 黎发文. 裂缝性页岩含气系统[J]. 国外油气地质信息, 2002(4): 18-28.
Curtis J B, Li Darong, Li Fawen. Fractured shale-gas systems [J]. Oil & Gas Geology Information Abroad, 2002(4): 18-28.

[3] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservioring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.

[4] 聂海宽, 张金川, 张培先, 等. 福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏特征及启示[J]. 地质科技情报, 2009, 28(2): 87-93.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Zhang Peixian, et al. Shale gas reservoir characteristics of Barnett Shale gas reservoir in Fort Worth Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2009, 28(2): 87-93.

[5] 潘仁芳, 伍媛, 宋争. 页岩气勘探的地球化学指标及测井分析方法初探[J]. 中国石油勘探, 2009, 14(3): 62-10.
Pan Renfang, Wu Yuan, Song Zheng. Geochemical parameters for shale gas exploration and basic methods for well logging analysis [J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3): 62-10.

[6] 张林晔, 李政, 朱日房. 页岩气的形成与开发[J]. 天然气工业, 2009, 29(1): 125.
Zhang Linye, Li Zheng, Zhu Rifang. The formation and exploitation of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(1): 12-5.

[7] 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展, 2010, 25(6): 597-604.
Zhang Xuefen, Lu Xiancai, Zhang Linye, et al. Occurrences of shale gas and their petroleum geological significance[J]. Advances in Earth Science, 2010, 25(6): 597-604.

[8] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136-140.
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136-140.

[9] 潘仁芳, 黄晓松. 页岩气及国内勘探前景展望[J]. 中国石油勘探, 2009, 14(3): 12-5.
Pan Renfang, Huang Xiaosong. Shale gas and its exploration prospects in China[J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3): 125.

[10] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.
Li Xinjing, Hu Suyun, Cheng Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 392-400.

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

[11] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484-491.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-491.

[12] 李玉喜, 聂海宽, 龙鹏宇. 我国富含有机质泥页岩发育特点与页岩气战略选区[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 115-118.
Li Yuxi, Nie Haikuan, Long Pengyu. Development characteristics of organic-rich shale and strategic selection of shale gas exploration area in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 115-118.

[13] 王红岩, 李景明, 赵群, 等. 中国新能源资源基础及发展前景展望[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 469-474.
Wang Hongyan, Li Jingming, Zhao Qun, et al. Resources and development of new energy in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 469-474.

[14] 张林晔, 李政, 朱日房, 等. 济阳坳陷古近系存在页岩气资源的可能性[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 26-29.
Zhang Linye, Li Zheng, Zhu Rifang, et al. Resource potential of shale gas in Paleogene in Jiyang Depression[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 26-29.

[15] 王兰生, 邹春艳, 郑平, 等. 四川盆地下古生界存在页岩气的地球化学依据[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 59-62.
Wang Lansheng, Zou Chunyan, Zheng Ping, et al. Geochemical evidence of shale gas existed in the Lower Paleozoic Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 59-62.

[16] 黄籍中. 四川盆地页岩气与煤层气勘探前景分析[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(2): 116-120.
Huang Jizhong. Exploration prospect of shale gas and coal-bed methane in Sichuan Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(2): 116-120.

[17] 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地下志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 225-230.
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230.

[18] 程克明, 王世谦, 董大忠, 等. 上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 40-44.
Cheng Keming, Wang Shiqian, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, the Upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 40-44.

[19] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.
Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156.

[20] 叶军, 曾华盛. 川西须家河组泥页岩气成藏条件与勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 18-25.
Ye Jun, Zeng Huasheng. Pooling conditions and exploration prospect of shale gas in Xujiahe Formation in Western Sichuan Depression[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 18-25.

[21] 徐士林, 包书景. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩气形成条件及有利发育区预测[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 460-465.
Xu Shilin, Bao Shujing. Preliminary analysis of shale gas resource potential and favorable areas in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(3): 460-465.

[22] 王社教, 王兰生, 黄金亮, 等. 上扬子区志留系页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 45-50.
Wang Shejiao, Wang Lansheng, Huang Jinliang, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 45-250.

[23] 蒲泊伶. 四川盆地页岩气成藏条件分析[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2008.
Pu Boling. Analysis of the reservoir-forming conditions of shale gas potential in Sichuan Basin[D]. Dongying: China University of Petroleum(East China), 2008.

[24] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.

[25] Bustin R M. Gas shale tapped for big pay[J]. AAPG Explorer, 2005, 26(2): 5-7.

[26] 王祥, 刘玉华, 张敏, 等. 页岩气形成条件及成藏影响因素研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(2): 350-356.
Wang Xiang, Liu Yuhua, Zhang Min, et al. Conditions of formation and accumulation for shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(2): 350-356.

[27] 秦承志. 辽河盆地生烃史的数值模拟[J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 2003, 18(5): 17-22.
Qin Chengzhi. Numerical modeling of hydrocarbon-generating history in Liaohe Basin[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2003, 18(5): 17-22.

[28] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.

[29] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.

(收稿日期 2010-09-03 改回日期 2010-12-03 责任编辑 王 秀)

© 1994-2011 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net