

酒泉盆地青西凹陷下沟组混积层系致密油成藏机理与富集影响因素

郭迎春^{1,2}, 宋岩^{3,4}, 方欣欣^{1,2}, 姜振学^{3,4}, 陈建军⁵, 郭继刚⁶

[1. 中国地质科学院地质力学研究所, 北京 100081; 2. 中国地质科学院页岩油气调查评价重点实验室, 北京 100081; 3. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 4. 中国石油大学(北京)非常规天然气研究院, 北京 102249; 5. 中国石油玉门油田分公司, 甘肃酒泉 735200; 6. 自然资源部油气资源战略研究中心, 北京 100034]

摘要:碎屑岩与碳酸盐岩混合沉积层系中的致密油是一种重要的致密油类型,在中国及北美地区分布广、资源潜力大,研究混合层系中致密油成藏机理与富集影响因素具有重要意义。以酒泉盆地青西凹陷青南次凹下沟组(K_1g)混积层系为例,主要利用盆地模拟技术恢复下沟组埋藏史、热演化史及生烃史,研究异常高压形成与源储压差演化过程及相应的致密油充注孔喉下限,探讨混积层系中致密油充注渗流过程及富集影响因素。结果表明,早期高热流导致 K_1g^0 烃源岩早期生烃(早白垩世末), K_1g^2 和 K_1g^3 属晚期生烃(新近纪以来), K_1g^1 则有早晚两期生烃过程。生油增压是青南次凹下沟组异常高压的主要因素。20 Ma以来,源储界面的剩余压力由2 MPa逐渐增大至现今的32 MPa。基于充注动力学平衡关系,计算得到源储界面充注孔喉下限可达6 nm。青南次凹下沟组混积层系致密油充注及短距离运移符合入侵逾渗方式,导致形成近源聚集和源内聚集的广泛分布的致密油。源储组合配置方式和内部构成特征是影响致密油富集程度的主要因素,源储一体、三明治型油气富集程度较下生上储型和薄互层型高。

关键词:充注孔喉下限;生油增压;源储组合;成藏机理;致密油;青西凹陷;酒泉盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Tight oil accumulation mechanism and controlling factors for enrichment in mixed siliciclastic and carbonate sequences in the Xiagou Formation of Qingxi Sag, Jiuquan Basin

Guo Yingchun^{1,2}, Song Yan^{3,4}, Fang Xinxin^{1,2}, Jiang Zhenxue^{3,4}, Chen Jianjun⁵, Guo Jigang⁶

[1. Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081, China; 2. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Geological Survey, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081, China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 4. Unconventional Natural Gas Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 5. Yumen Oilfield Company Ltd., PetroChina, Jiuquan, Gansu 735200, China; 6. Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, Ministry of Natural Resources of the People's Republic of China, Beijing 100034, China]

Abstract: Tight oil reservoir in mixed siliciclastic-carbonate strata is an important type of tight oil resources. This type of tight oil reservoir is widely distributed across China and North America, and is believed to have great resource potential. Study on tight oil accumulation mechanism and main controlling factors for enrichment in mixed siliciclastic-carbonate strata are of great significance. The mixed strata of the Xiagou Formation (K_1g), Qingnan subsag, Qingxi Sag, Jiuquan Basin, are the case of study. We restored its burial history, thermal evolution history and hydrocarbon generation history via basin simulation techniques, investigated the formation of abnormal overpressure, pressure difference evolution between reservoir and source rock, and corresponding lower limit of pore throat for tight oil charging, and discussed the controls on hydrocarbon charging, seepage and enrichment in the mixed strata. Results show that the timing of hydrocarbon

收稿日期:2017-04-18; 修订日期:2018-06-06。

第一作者简介:郭迎春(1982—),男,助理研究员,致密油气地质综合评价、油气成藏动力学。E-mail: cugcugych@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41602152);国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239105)。

generation varies from different members in the formation; K_1g^0 source rocks generated hydrocarbons early at the end of Early Cretaceous due to the high heat flow value in the early stage, while source rocks of K_1g^2 and K_1g^3 started to generate hydrocarbons late in the Neogene, and K_1g^1 source rocks generated hydrocarbons in two periods (one early and one late period). Overpressure was believed to be attributed to hydrocarbon generation. Ever since 20 Ma, the remaining pressure on the boundary of source and reservoir rocks increased from 2 MPa to 32 MPa. The lower pore throat limit for oil charging on the boundary of source and reservoir rocks is 6 nm. Tight oil charging in the mixed strata of the Xiagou Formation and its short-distance migration accord with the invasion-percolation way, resulting in the pervasive accumulation of tight oil within and nearby the source rocks. The source-reservoir configuration and their internal architectures are the main controls on tight oil enrichment; the self-sourcing reservoirs and “sandwich-type” reservoirs are more oil-enriched than the lower-source upper-reservoir ones and thinly interlayered ones.

Key words: oil-charging threshold of throat, overpressure from oil generation, source-reservoir combination, accumulation mechanism, tight oil, Qingxi Sag, Jiuquan Basin

致密油是非常规油气中最现实的领域之一^[1-4], 根据储集岩性可分为致密砂岩油、致密灰岩油、致密混积岩油 3 种基本类型^[5]。实际上, 混积层系中有些岩层是源储一体, 有些呈烃源岩和储层的互层结构。在典型的混积层系中, 致密混积岩油系统甚至包括了广义页岩油分类中的混合系统和页岩油系统^[2]。世界范围内, 致密混积岩油分布广泛, 如北美地区的 Bakken, Eagle Ford, Woodford, Marcellus 等多套典型致密油产层及中国准噶尔、柴达木、四川、酒泉、三塘湖、渤海湾等盆地发现的分布广泛的混积型致密油^[1-2, 6-11]。目前, 国内外针对致密油的地质研究尚不深入, 亟待解决的问题有: ①致密油储层微-纳米尺度孔-缝-喉网络系统及其非均质性特征、成因及对致密油成藏的控制作用; ②致密油赋存状态、影响因素、转化条件及不同赋存状态的相对贡献; ③致密油的充注机理、渗流机理、赋存和聚集机理^[12-14]。

从老君庙油田(1939 年)和石油沟油田(1951 年)发现后, 青西凹陷青南次凹被简单认为是供油中心^[15-17]。后来青南次凹柳沟庄地区发现青西油田, 部分专家将其定为裂缝性油藏^[18-19], 并对裂缝特征开展了大量研究^[20-23]。青南次凹下沟组储层致密, 孔隙度主要分布于 1%~8%, 渗透率主要分布在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[24-25], 通过对比北美典型致密油(如美国 Eagle Ford、Niobrara 的 Hybrid Shale Oil 和加拿大 Cardium、Viking 的 Halo Oil), 笔者认为青南次凹下沟组混积型储层可能属于国内较为典型的致密油勘探领域。本文以青南次凹下沟组为例, 研究其生烃史、源储压差的形成演化过程、油气在源储压差驱动过程中能够有效充注的孔喉下限的变化以及致密油渗流及聚集机理, 并探讨混积层系中致密油的源储组合构成特征(烃源岩与储集岩之间的接触关系、岩性组合、厚

度差异、有机质丰度差异、物性差异)对致密油运移和聚集的影响。

1 地质特征

酒泉盆地位于北祁连与阿尔金两巨型构造带交汇处, 是在古生界褶皱基底之上, 于中、新生代通过北东向基底构造伸展断陷作用而发育起来的陆相断陷盆地^[26-29], 盆地由西向东分为酒西坳陷、嘉峪关隆起及酒东坳陷。青西凹陷位于酒西坳陷东南部, 为酒西坳陷的沉降-沉积中心, 面积约 800 km², 由红南次凹、青西低凸起和青南次凹 3 个次级构造单元组成(图 1)。

青南次凹沉积地层自下而上分别为下白垩统赤金堡组(K_1c)、下沟组(K_1g)、中沟组(K_1z)、始新统柳沟庄组(E_2l)、渐新统白杨河组(E_3b)、中新统弓性山组(N_1g)、上新统牛胳膊组(N_2n)及更新统玉门酒泉组(Q_1y)。下沟组自下而上划分为 K_1g^0 , K_1g^1 , K_1g^2 和 K_1g^3 4 段, 均以扇三角洲-湖泊体系组合为主要沉积类型, 在南西、南东、北东方向发育扇三角洲平原和扇三角洲前缘相, 青南次凹主体(柳沟庄地区)为半深湖-深湖相, 偶有浊积体发育^[30](图 2)。青南次凹下沟组发育广泛的混合沉积, 包括混合沉积岩和混合沉积层系, 如白云质泥岩、泥质白云岩、砂质白云岩、白云质粉砂岩、泥质灰岩等混积岩, 及由这些混积岩组成的多种混合沉积层系^[31-32], 最厚达 1 600 m。混积岩/层系形成于封闭-半封闭的强还原-还原环境, 水体呈咸化-半咸化, 是由机械作用、化学沉积作用及热液作用形成的^[31, 33]。青西凹陷下沟组是一套高度混合的混积岩/层系(图 2), 除少量砾岩和砂岩夹层外, 其余岩性均是良好的烃源岩, 同时又是重要的储集层, 形成了特殊的致密混积岩油系统。

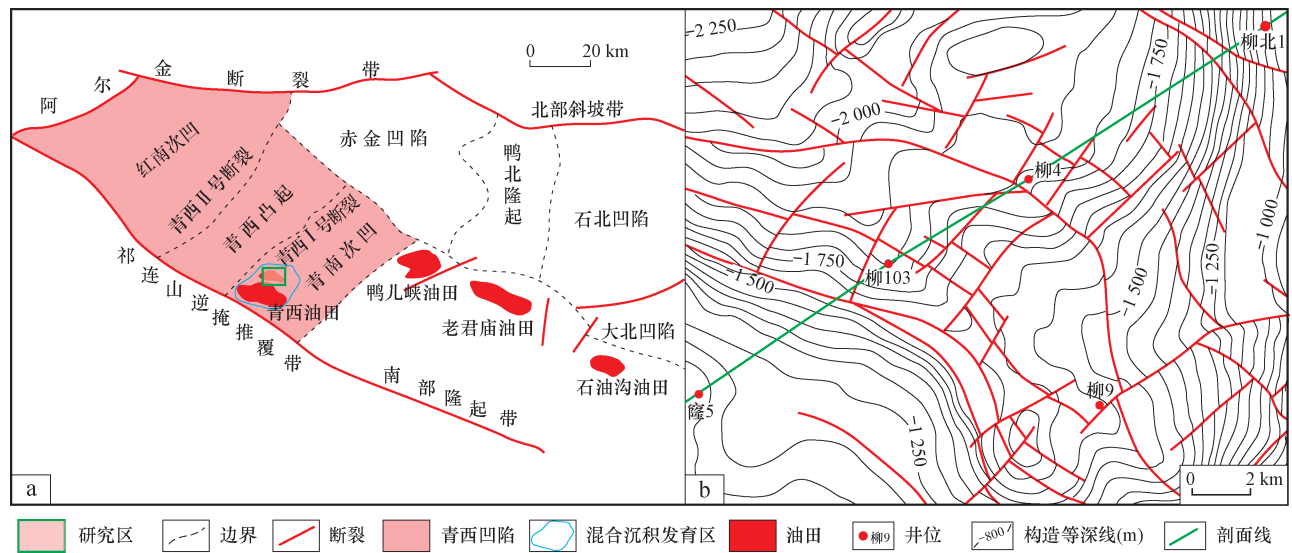


图 1 酒西坳陷构造单元划分及研究区 K_1g^3 顶面构造

Fig. 1 Structural unit division of Jiuxi Depression and top structure of K_1g^3 in the study area

a. 酒西坳陷构造单元划分; b. 研究区 K_1g^3 顶面构造

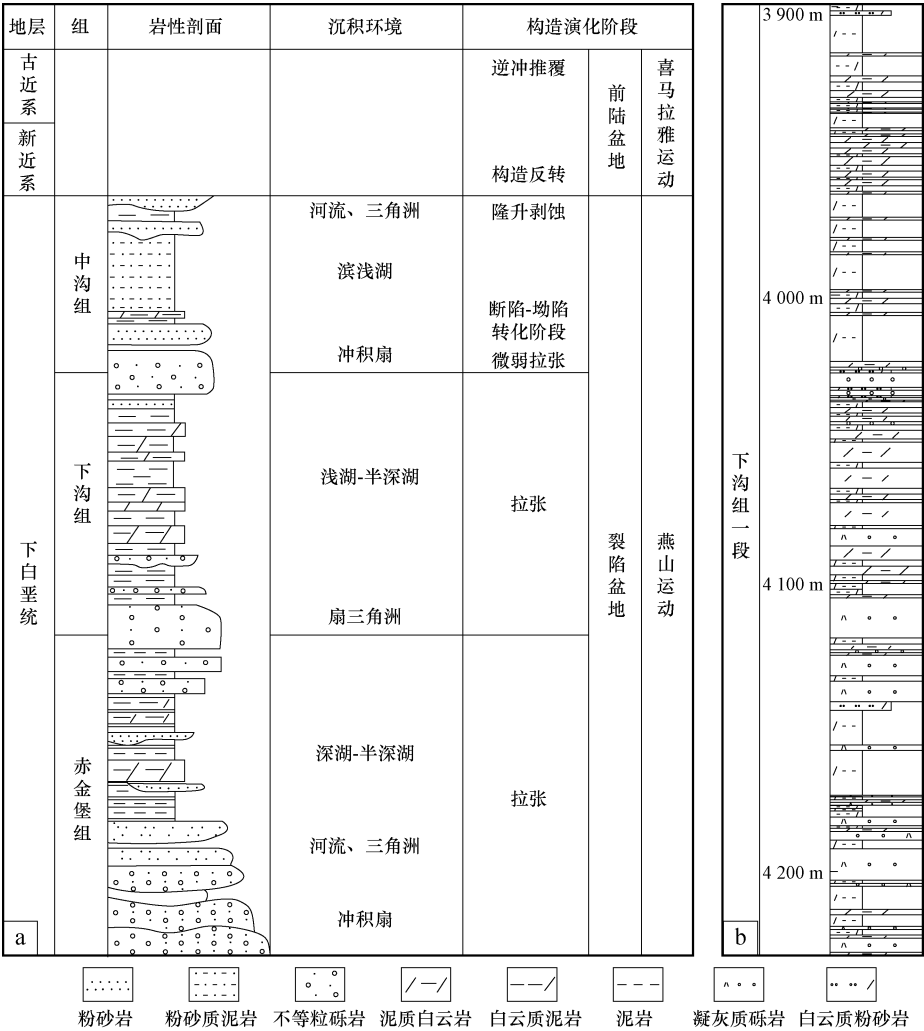


图 2 青西凹陷下白垩统地层综合柱状图及 Q2-4 井下沟组一段岩性柱状图

Fig. 2 Composite columnar section of the Lower Cretaceous in the Qingxi Sag and lithological column of K_1g^1 in Well Q2-4

a. 青西凹陷下白垩统地层柱状图; b. Q2-4 井下沟组一段岩性柱状图

2 生烃过程

2.1 盆地模拟所需参数的确定

2.1.1 地层年代、岩性

地层年代主要参考最新的地质年代表,更精细的划分则采用均分原则。地质模型中的地层岩性设置主要依据钻井的综合录井资料,通过多种岩性的纯岩性统计,由 Petromod 软件岩性编辑模块生成混合岩性,混合岩性的物性参数如密度、孔隙度、热导率、热容等由 Petromod 软件通过对纯岩性参数的几何平均计算生成,同时以研究区实测资料加以校正。

2.1.2 剥蚀量

恢复埋藏史的前提是对该地区的地层剥蚀量做出准确估算。青西凹陷中沟组遭受了较为明显的抬升剥蚀,测井声波时差(AC)数据的明显转折处即为剥蚀面,对应着中沟组顶部(图3)。可见剥蚀面上、下两套地层压实趋势线具有明显差异的两段式分布特征,表明下地层压实趋势并没有被补偿沉积所改造,因此可以利用声波时差法来恢复剥蚀量(原理参见文献[34])。

2.1.3 生烃动力学模型

成熟史模拟采用 Burnham & Sweeney (1990) _EASY% R_o 化学动力学一级反应模型。确定生烃动力学模型时,在软件提供的 Pepper & Corvi (1995) _TII -

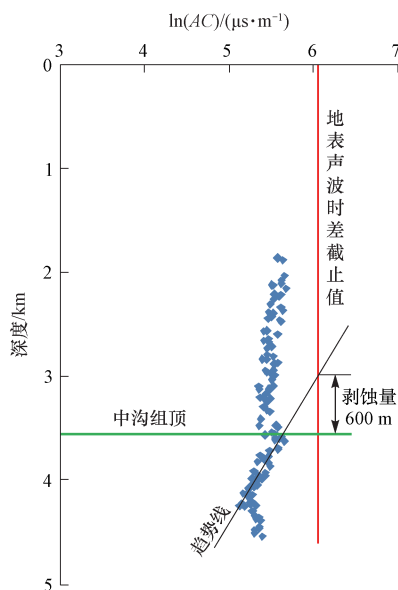


图3 青西凹陷柳9井剥蚀量恢复示意图

Fig. 3 Denuded stratum recovery of Well Liu-9 in the Qingxi Sag

S(A)基础上,用马素萍等(2011)的热解模拟实验结果加以校正^[35]。

2.1.4 古水深、沉积水界面温度、古热流

研究区各个沉积时期的古水深主要依据该时期的沉积相并结合现代沉积水深综合预测。沉积水界面温度主要利用软件提供的全球统一的沉积水界面温度—时间模板,结合青西地区现今区域地理位置,通过软件综合预测获得。古热流采用软件提供的“Create heatflow trend from McKenzie model”,通过该地区构造演化史的认识设置相应参数,并结合本研究区相关研究成果初步设定^[36],进而在单井模拟时通过模拟 R_o 和实测 R_o 的比较,微调热流变化,最终确定较为准确的热流史。图4给出了上述3个边界条件具体演化过程。

2.2 埋藏史、热史与生烃史

盆地模拟结果显示,青南次凹经历了早期的深埋(早白垩世末至96 Ma),中期发生了抬升剥蚀(96 ~ 53 Ma)及随后的沉积间断(53 ~ 31 Ma),晚期发生了快速深埋(31 Ma以来),且沉积速率越来越大(图5)。

K_1c 和 K_1g^0 在早白垩世末地层温度达到90 ~ 130 °C, R_o 达到0.7% ~ 1.0%,已进入生油窗。之后由于发生抬升剥蚀,生油过程中止。至新近纪以来,青西凹陷发生持续快速沉降,地温升高,热演化程度不断升高, K_1g^2 及 K_1g^3 现今地层温度在120 ~ 135 °C, K_1g^1 和 K_1g^0 在135 ~ 150 °C,目前下沟组 R_o 大约在0.9% ~ 1.3%,模拟结果与实测地温和实测 R_o 符合(图5)。

模拟结果显示不能简单地青西凹陷下沟组当作一套烃源岩来研究其生烃过程。 K_1g^0 烃源岩基本上属早期生烃(早白垩世末), K_1g^2 及 K_1g^3 基本上属晚期生烃(新近纪以来)(图6),而 K_1g^1 则存在两期生烃过程。高热流造成的高古地温梯度是 K_1g^0 及 K_1g^1 烃源岩早期生烃的主要原因。

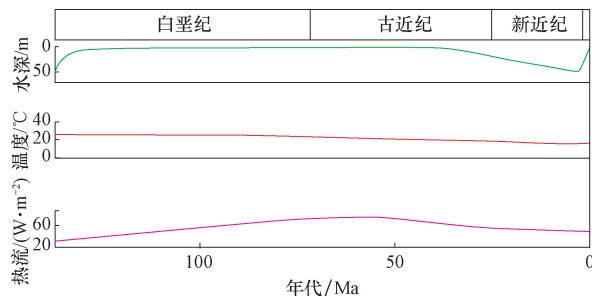


图4 青西凹陷古水深、沉积水界面温度及古热流变化

Fig. 4 Change of paleo-water depth, sediment-water interface temperature, and paleo-heat flow of the Qingxi Sag

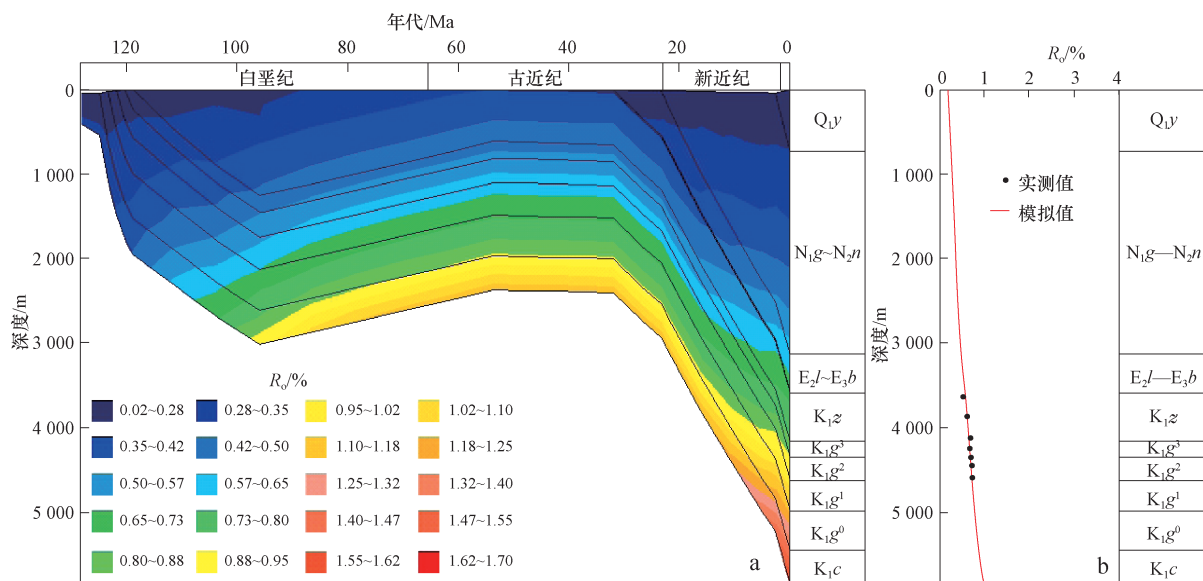
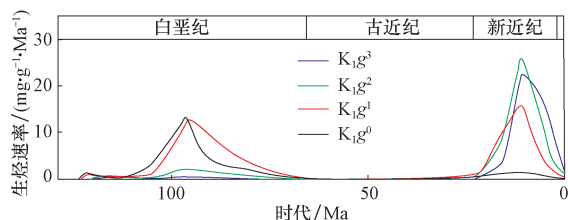
图5 青西凹陷柳9井埋藏史与 R_o 演化模拟Fig. 5 Burial history and R_o evolution simulation of Well Liu-9 in the Qingxi Saga. 埋藏史; b. R_o 演化史

图6 青西凹陷柳9井下沟组各层段生烃速率

Fig. 6 Hydrocarbon generation rates for every member of the Xiagou Formation of Well Liu-9 in the Qingxi Sag

3 剩余压力演化过程与孔喉充注下限的变化

3.1 剩余压力演化过程

近年来很多研究结果表明,致密储层以超压充注为主,源储压差为致密储层油气充注的主要动力,是致密储层油气成藏的决定性因素之一^[37-39]。模拟结果显示,下白垩统剩余压力在20~30 MPa,压力系数大约在1.2~1.5(图7),结果可信。以此获得孔隙压力演化史(图8),可见早白垩世末开始发育超压,但超压幅度很小。新近纪以来,剩余压力逐渐增大,认为超压的发育主要是因为该阶段的大量生油造成的,剩余压力是排烃及向致密储层充注的动力。

3.2 孔喉充注下限变化

基于充注过程中的动力与阻力的关系,当剩余压

力(p_{S-R})与毛细管力(p_c)相等时,则达到充注下限^[39-40]。即为公式(1):

$$p_{S-R} = p_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \quad (1)$$

式中: p_{S-R} 为剩余压力,MPa; p_c 为毛细管力,MPa; σ 为界面张力,N/m; θ 为接触角,(°); r 为毛细管半径,nm。

本次研究只针对源储界面的孔喉充注下限(未考虑储层内部的情况),源储界面的剩余压力演化由盆地模拟获得(图8中黄色部分,随着时间逐渐变大),并将其定量化[公式(2)]:

$$p_{S-R} = f(t) = -0.00008t^5 + 0.004t^4 - 0.101t^3 + 0.951t^2 - 5.299t + 32.11 \quad (2)$$

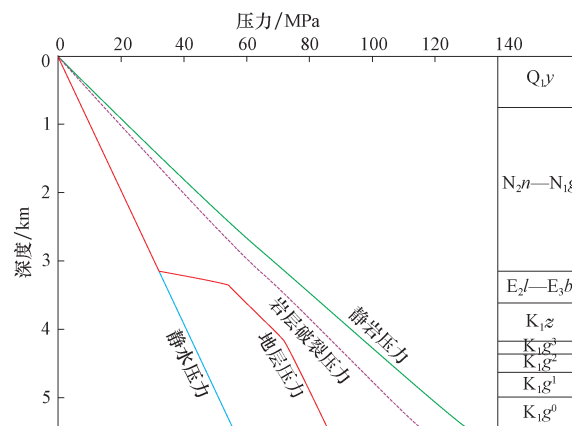


图7 青西凹陷柳9井地层压力模拟结果

Fig. 7 Formation pressure simulation of Well Liu-9 in the Qingxi Sag

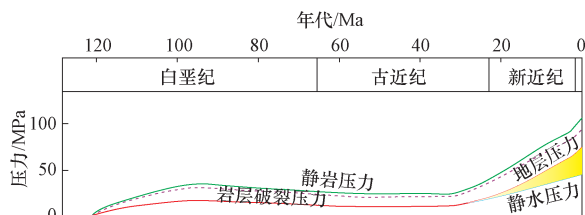
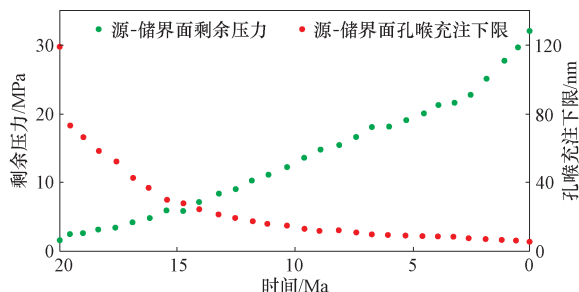
图8 青西凹陷柳9井 K_1g^2 地层压力演化过程Fig. 8 Formation pressure evolution of K_1g^3 in Well Liu-9, Qingxi Sag图9 青西凹陷下沟组烃源岩热演化过程中
剩余压力变化与相应的孔喉充注下限

Fig. 9 Residual pressure variation in the thermal evolution process of source rocks in the Xigou Formation and the corresponding oil-charging threshold of throat

式中: t 为地质时间, Ma。

由此, 可以通过公式(3) 计算得到孔喉充注直径下限($d_{\min}$) 为:

$$d_{\min} = 2r_{\min} = \frac{4\sigma\cos\theta}{p_{s-r}} \quad (3)$$

式中: $d_{\min}$ 为孔喉充注直径下限, nm; $r_{\min}$ 为孔喉充注半

径下限, nm; σ 为界面张力, N/m, 通过公式(4) 计算得到; θ 为接触角, ($^{\circ}$), 取值 0° 。

$$\sigma = 0.172\rho_{\text{oil}} - 113.55 \quad (4)$$

式中: σ 为界面张力, N/m; ρ_{oil} 为原油密度, kg/m^3 , 取值 $916 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。

通过上述公式计算得到演化过程中的剩余压力与相应的孔喉充注下限的变化。就青西凹陷柳9井 K_1g^2 来说, 大量生油造成出现明显的剩余压力大概始于 20 Ma, 20 Ma 以来源储界面的剩余压力从 2 MPa 左右逐渐增大到 32 MPa, 相应的孔喉充注直径下限从 120 nm 减小至 6 nm 左右(图9)。

4 致密油充注渗流样式

青西凹陷下沟组储层致密化应该发生在早期(大量生油之前), 因为沉积条件(混合沉积+细粒沉积)决定了储层在成岩早-中期就已经变得很致密。盆地模拟结果也显示这种沉积条件下, 孔隙度早期骤减, 早白垩世末已经减小至 7%, 而到了大量生油时, 孔隙度已经减小到 4%~5%, 对比现今孔隙度, 模拟结果可信(图10)。

为研究致密油运聚以何种方式发生渗流的, 进行了二维盆地模拟。地层格架采用过窟窿山构造—柳沟庄构造—柳北构造的剖面(过窟窿5—柳103—柳4—柳北1井)。应用入侵逾渗法进行模拟时, 得到较为合理的模拟结果, 说明研究区下沟组的致密油的充注及短距离运移是符合入侵逾渗渗流方式的, 由此得到了剖面上的石油聚集过程(图11)。

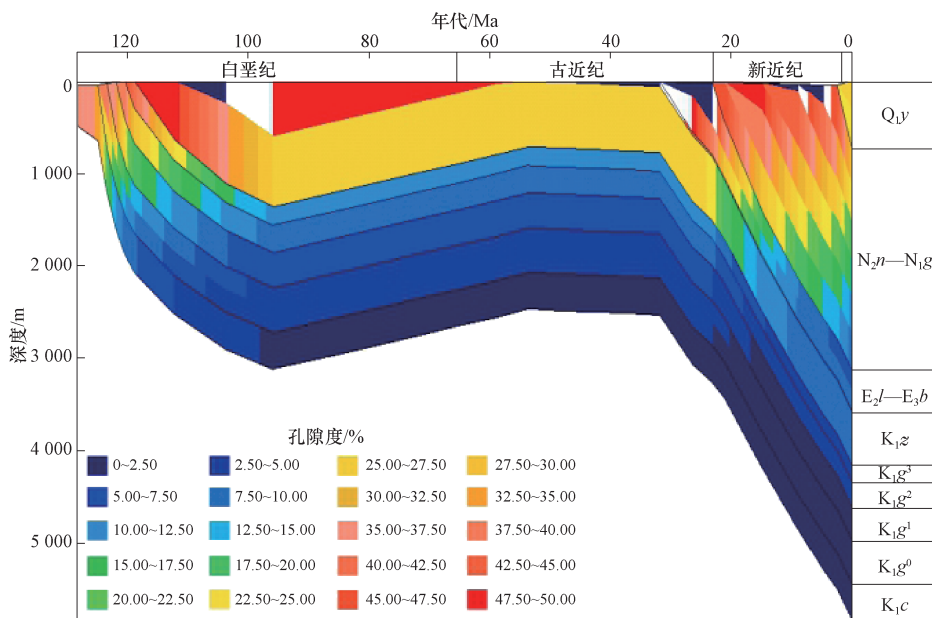
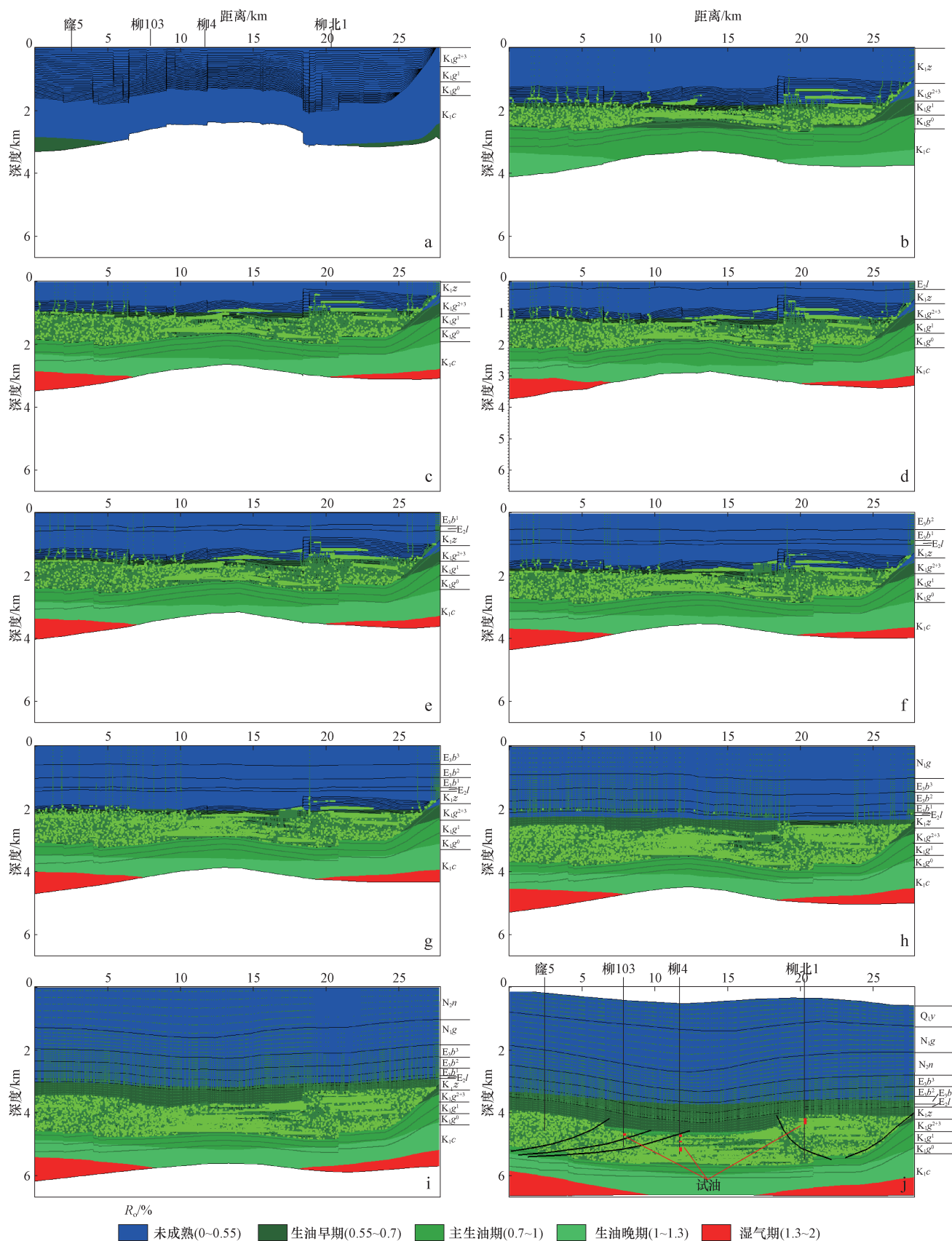


图10 青西凹陷柳9井孔隙度演化过程

Fig. 10 Porosity evolution of Well Liu-9 in the Qingxi Sag



96 Ma 开始,下沟组开始生油,由于抬升剥蚀,至 53.7 Ma 时生油强度没有明显增大。新近纪以来,生油强度明显增大。油运移距离非常短,整个下沟组表现为自生自储,表现为近源聚集甚至是源内聚集,这与油源对比研究得出的“青西凹陷主体原油来源于下沟组泥云岩”认识一致^[41]。此外,模拟的聚集结果与钻井试油结果吻合较好,如柳 103、柳 4、柳北 1 三口井的试油产出层段均位于模拟含油饱和度较高的层段。从含油饱和度模拟结果可以推断,青南次凹柳沟庄—柳北地区过渡区(柳 4—柳北 1 之间)下沟组混积层系致密油成藏潜力较大(图 11)。

5 源—储组合构成特征对致密油充注富集的影响

通过以上分析发现,源储组合对致密油的分布和

富集有着很重要的影响,究其原因,除了简单的源储配置关系,源储组合内部构成特征更是起到了控制作用。为揭示不同源储结构致密油具有不同富集程度的机理,参考地震反演结果在数值模拟模型中添加了 21 个 Polygon,建立了如图 12 的模拟模型,组成了多种类型的源储结构。其中考虑了储集岩与烃源岩之间的接触关系、岩性组合、厚度组合差异、有机质丰度差异及储集物性差异。

首先设置的 Polygon 物性较好,孔隙度在 7% ~ 8%,模拟结果显示较厚层的泥质白云岩和白云质泥岩含油饱和度大,富集程度高(图 13a)。改变 e 和 l 的孔渗性后(孔隙度调低至 3%),重新模拟,结果显示 e 和 l 不再发生油的充注,而在与之相邻的白云质泥岩 Polygon 中含油饱和度较高(图 13b)。在上一步基础上,参考地震反演结果调低 c 的孔隙度至 3%,模拟结果显示 c 的上部不再发生油的聚集,而是在 c 的下部和 d

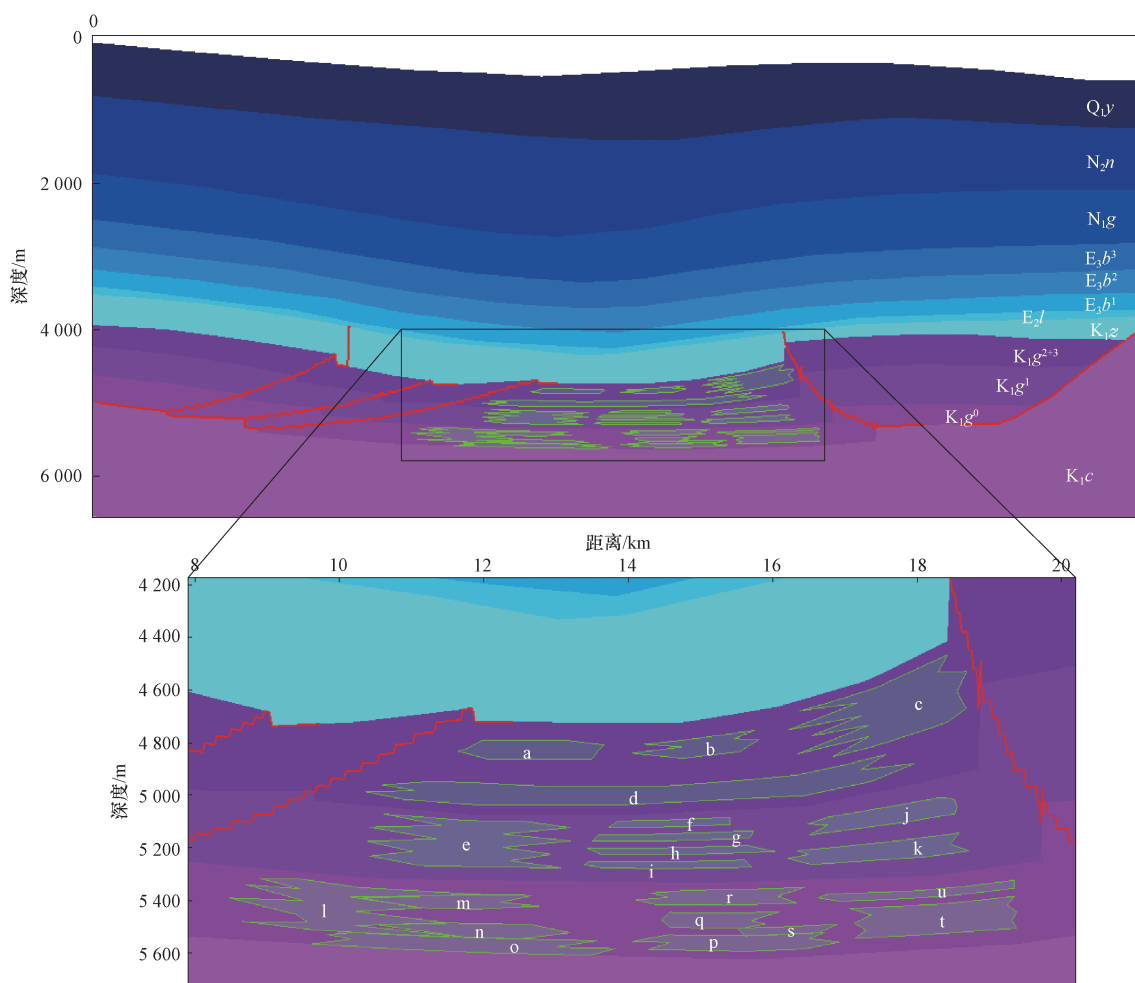


图 12 Petromod 软件系统中建立的多个 Polygon 数值模拟模型

Fig. 12 Multiple Polygons' numerical simulation models built within Petromod software system

(K_1g 背景均为白云质泥岩, TOC 为 1%; a—e, g, i—l, p, q 为泥质白云岩; f, h, r, s, u 为泥质粉砂岩; m, n, u, t 为白云质泥岩。a, b 的物性有差异, a 稍好于 b; j, k 的物性有差异, j 稍好于 k。m, n, o, t 的 TOC 有差异, 分别为 1.5%, 1.2%, 1.5% 和 1.8%。)

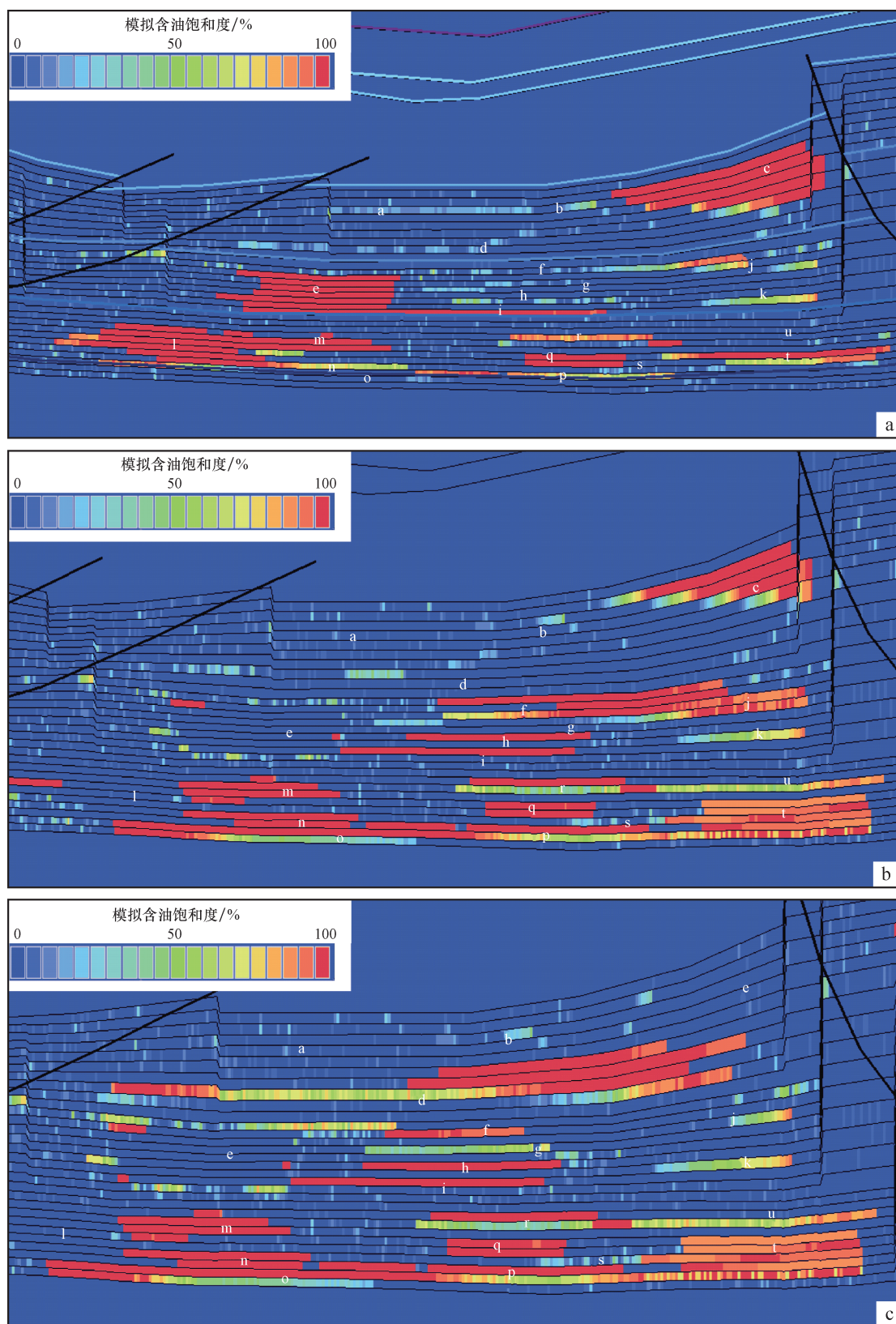


图 13 不同源-储组合构成特征对致密油充注富集的影响数值模拟结果

Fig. 13 Numerical simulation of the influence of different source-reservoir combinations on the tight oil charging and enrichment

a. 所有 Polygon 物性均较好(孔隙度在 7% ~ 8%)的模拟结果; b. 改变 e 和 l 的孔渗性(孔隙度调低至 3%)后的模拟结果; c. 在 b 基础上调低 c 的孔隙度至 3%后的模拟结果。

(图中其他字母代表的信息与图 12 一致。)

中含油饱和度高(图13c),得到与实际情况较为相符的结果。

通过改变源储结构的特征,重复模拟,对比模拟结果,可以总结得出影响不同源储结构致密油富集的影响因素。首先是源储一体、较厚互层型油气富集程度较下生上储型和薄互层型高,这与统计的不同源储组合的试油产量结果一致^[32]。分析认为,烃源岩生成的油气在满足自身残留之外,能否排出至临近储层之中及其富集程度是排烃动力和阻力的比较。通过m,n,o,t 4个Polygon油气富集程度的比较,认为n生成油气有限,其中聚集的油气应该是临近运移至此聚集所致;m和t更够生成大量油气,自身能够残留较多并能排出至临近储层之中;而o可能是由于和n广泛接触,能够大量排出至n中。如果普遍致密背景上如果发育有明显的相对优质储层,则一般会形成油的富集,如粉砂岩及物性较好的泥质白云岩,且油主要富集在厚度较大的储集层上部;反之,如储集层非常致密,超过了油的充注物性下限,则这些储集层是无效的,并且会在这些无效储集层的周围形成较为广泛的油气聚集,甚至在烃源岩内部形成自生自储。如果优质烃源岩与相对优质储层配置较好(如相对优质储层上下发育优质烃源岩),则此时的相对优质储层富集程度最高。

6 结论

1) 青西凹陷青南次凹下沟组经历早期深埋(96 Ma前)—中期抬升剥蚀(96~53 Ma,凹陷中心剥蚀量150~400 m)及沉积间断(53~31 Ma)—晚期快速深埋(31 Ma以来,尤其是新近纪以来)。热流在中新世初达到最高,之后减弱。下沟组不同层段具有不同的生烃过程,早期高热流造成 K_1g^0 烃源岩早期生烃(早白垩世末), K_1g^2 及 K_1g^3 属晚期生烃(新近纪以来), K_1g^1 则有早晚两期生烃过程。

2) 生油增压是青南次凹下沟组异常高压的主要因素。20 Ma以来,下沟组大量生油,源-储界面的剩余压力由2 MPa逐渐增大至现今的32 MPa。基于充注过程的力学平衡关系,计算得到源-储界面充注孔喉直径最小可达6 nm。

3) 青南次凹下沟组混积层系致密油充注及短距离运移符合入侵逾渗方式,导致形成近源聚集和源内聚集的广泛分布的致密油。源-储组合配置方式和构成特征是影响致密油富集程度的主要因素。源储一体、三明治型油气富集程度较下生上储型和薄互层型

高,过于致密的储集层充注效率低,石油聚集在周围或者在烃源岩内部形成自生自储。青南次凹柳沟庄—柳北地区过渡区下沟组混积层系致密油成藏潜力大,应加大勘探力度。

参 考 文 献

- [1] Clarkson C R, Pedersen P K. Production analysis of Western Canadian unconventional light oil plays[J]. SPE 149005, 2011: 1-22.
- [2] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 2—Shale-oil resource systems[M]//Breyer J A, Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century. Tulsa: AAPG, 2012: 89-119.
- [3] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准主要类型基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [4] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型特征机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [5] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规—非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 1-13.
Zou Caineng, Zhai Guangming, Zhang Guangya, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 1-13.
- [6] Smith M, Bustin R M. Production and preservation of organic matter during deposition of the Bakken Formation (Late Devonian and Early Mississippian), Williston Basin[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2000, 142(11): 185-200.
- [7] Colborne J, Bustin R M. Stratigraphic, depositional and diagenetic controls on tight oil reservoir development, Big Valley Formation (Three Forks Equivalent), Southern Alberta[J]. SPE 168897, 2013: 1-7.
- [8] Roelofsen J. Exporting the North American unconventional gas and tight oil revolution[EB/OL]. http://www.isgc2013.org/sunum/20/o/jan_roelofsen.pdf.
- [9] 付锁堂, 张道伟, 薛建勤, 等. 柴达木盆地致密油形成的地质条件及勘探潜力分析[J]. 沉积学报, 2013, 31(4): 672-682.
Fu Suotang, Zhang Daowei, Xue Jianqin, et al. Exploration potential and geological conditions of tight oil in the Qaidam Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(4): 672-682.
- [10] 张国印, 王志章, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地乌夏地区风城组云质岩

- 致密油特征及“甜点”预测[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 219–229.
- Zhang Guoyin, Wang Zhizhang, Guo Xuguang, et al. Characteristics and ‘sweet spot’ prediction of dolomitic tight oil reservoirs of the Fengcheng Formation in Wuxia area, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 219–229.
- [11] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657–667.
- Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 657–667.
- [12] 王震亮. 致密岩油的研究进展、存在问题和发展趋势[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 587–595.
- Wang Zhenliang. Research progress, existing problem and development trend of tight rock oil[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 587–595.
- [13] 王伟明, 卢双舫, 田伟超, 等. 吸附水膜厚度确定致密油储层物性下限新方法——以辽河油田大民屯凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 135–140.
- Wang Weiming, Lu Shuangfang, Tian Weichao, et al. A new method to determine porosity and permeability cutoffs of tight oil reservoirs by using thickness of adsorption water film: A case study from the Damintun Sag, Liaohe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 135–140.
- [14] 曾溅辉, 杨智峰, 冯泉, 等. 致密储层油气成藏机理研究现状及其关键科学问题[J]. 地球科学进展, 2014, 29(6): 651–661.
- Zeng Jianhui, Yang Zhifeng, Feng Xiao, et al. Study status and key scientific issue of tight reservoir oil and gas accumulation mechanism[J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(6): 651–661.
- [15] 潘钟祥. 不整合对于油气运移聚集的重要性及寻找不整合面下的某些油气藏[J]. 地质论评, 1983, 29(4): 374–381.
- Pan Zhongxiang. The significance of unconformities for the migration and accumulation of oil and gas and search for some oil and gas deposits below unconformities[J]. Geological Review, 1983, 29(4): 374–381.
- [16] 熊英, 程克明. 中性含氮化合物在酒西盆地石油运移研究中的应用[J]. 石油勘探与开发, 1999, 27(5): 26–29.
- Xiong Ying, Cheng Keming. Application of neutral pyrrolic N compounds in the study on petroleum migration in Jiuxi Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 27(5): 26–29.
- [17] 陈建平, 陈建军, 张立平, 等. 酒西盆地油气形成与勘探方向新认识(三)——油气运移、成藏规律与勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 12–16.
- Chen Jianping, Chen Jianjun, Zhang Liping, et al. New opinions on oil and gas generation and exploration in Jiuxi Depression(Ⅲ)—oil and gas migration, pool formation and exploration target[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 12–16.
- [18] 赵应成, 周晓峰, 王崇孝, 等. 酒西盆地青西油田白垩系泥云岩裂缝油藏特征和裂缝形成的控制因素[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(1): 12–15.
- Zhao Yingcheng, Zhou Xiaofeng, Wang Chongxiao, et al. Characters of a special rock-fractured reservoir and factors of controlling fractured development at Qingxi oil field in Jiuxi Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(1): 12–15.
- [19] 程克明, 熊英, 马立元. 酒西坳陷青西凹陷窟窿山、柳沟庄油藏应属“源岩裂缝油藏”[J]. 沉积学报, 2007, 25(3): 461–466.
- Cheng Keming, Xiong Ying, Ma Liyuan. The Kulongshan and Liugouzhuan oil reservoirs: a kind of the source rock fractured reservoir of the Qingxi Sag in Jiuxi Depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(3): 461–466.
- [20] 闫伟鹏, 朱筱敏, 张琴, 等. 柳沟庄—窟窿山油藏储集层裂缝类型及特征[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(1): 80–83.
- Yan Weipeng, Zhu Xiaomin, Zhang Qin, et al. The fissure type and characteristics of Liugouzhuan-Kulongshan reservoir in Qingxi Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(1): 80–83.
- [21] 闫伟鹏, 朱筱敏, 古莉, 等. 酒西坳陷青西油田下白垩统储集层裂缝研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 54–56.
- Yan Weipeng, Zhu Xiaomin, Gu Li, et al. Fractures in the Lower Cretaceous reservoir of Qingxi Oilfield, Jiuxi Depression, Northwest China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 54–56.
- [22] 孙星, 潘良云, 闫群, 等. 青西油田的裂缝特征[J]. 石油地球物理勘探, 2011, 46(增刊 I): 139–143.
- Sun Xing, Pan Liangyun, Yan Qun, et al. Fracture characteristics in Qingxi Oilfield, Jiuquan Basin[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2011, 46(Supplement I): 139–143.
- [23] 孙维凤, 宋岩, 公言杰, 等. 青西油田下沟组构造裂缝发育特征与分布预测[J]. 地质与勘探, 2014, 50(6): 1181–1189.
- Sun Weifeng, Song Yan, Gong Yanjie. Characteristics and distribution prediction of structural fissures in the Lower Cretaceous Xiagou Formation in the Qingxi oilfield[J]. Geology and Exploration, 2014, 50(6): 1181–1189.
- [24] 孙维凤, 宋岩, 公言杰, 等. 青西凹陷下白垩统下沟组泥云岩致密油储层特征[J]. 地质科学, 2015, 50(1): 315–329.
- Sun Weifeng, Song Yan, Gong Yanjie, et al. The characteristics of Lower Cretaceous Xiagou Formation pelitic dolostone tight oil reservoir, Qingxi Sag[J]. Chinese Journal of Geology, 2015, 50(1): 315–329.
- [25] 杨红梅, 汪满福, 杨麟科, 等. 青西油田下白垩统下沟组泥云岩储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 47–50.
- Yang Hongmei, Wang Manfu, Yang Linke, et al. Reservoir character

- of politic dolostone in the Xiagou formation, lower Cretaceous, Qingxi oilfield, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(6): 47–50.
- [26] Wang Buqing, Chen Hanlin, Yang Shufeng, et al. Geometry and kinematics of Late Cretaceous inversion structures in the Jiuquan Basin, western China [J]. *Cretaceous Research*, 2005, 26(2): 319–327.
- [27] 王崇孝, 马国福, 周在华. 酒泉盆地中-新生代构造演化及沉积充填特征 [J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(1): 33–36.
- Wang Chongxiao, Ma Guofu, Zhou Zaihua. Structure evolution and sedimentary filling of Jiuquan Basin in Mesozoic-Cenozoic Period [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(1): 33–36.
- [28] 潘良云, 曾佐勋, 李明杰, 等. 酒泉中新代断拗叠合盆地及控油作用 [J]. *地质学报*, 2012, 86(4): 535–547.
- Pan Liangyun, Zeng Zuoxun, Li Mingjie, et al. Mesozoic and Cenozoic fault superposition basin in Jiuquan and its oil-controlling significance [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2012, 86(4): 535–547.
- [29] 覃素华, 王小善, 康南昌, 等. 阿尔金断裂对酒泉盆地的控制作用分析 [J]. *岩石学报*, 2013, 29(8): 2895–2905.
- Qin Suhua, Wang Xiaoshan, Kang Nanchang, et al. An analysis of the effect from Altyn Fault upon Jiuquan Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 29(8): 2895–2905.
- [30] Chen Si, Wang Hua, Wei Jun, et al. Sedimentation of the Lower Cretaceous Xiagou Formation and its response to regional tectonics in the Qingxi Sag, Jiuquan Basin, NW China [J]. *Cretaceous Research*, 2014, 47(42): 72–86.
- [31] 李婷婷, 朱如凯, 白斌, 等. 混积岩储层特征——以酒泉盆地青西凹陷下白垩统混积岩为例 [J]. *沉积学报*, 2015, 33(2): 376–384.
- Li Tingting, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. characteristics of mixed sedimentary reservoir: taking the Lower Cretaceous mixed sedimentary rock of Qingxi Depression in Jiuquan Basin as an example [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(2): 376–384.
- [32] Yingchun Guo, Yan Song, Kaixun Zhang. Advantageous source-reservoir combination in siliciclastic-carbonate sedimentary systems in a saline lacustrine basin (Jiuquan Basin, NW China): implications for prediction of tight oil enrichment [J]. *Geological Journal*, 2017: 1–16.
- [33] 文华国, 郑荣才, Qing H R, 等. 青藏高原北缘酒泉盆地青西凹陷白垩系湖相热水沉积原生白云岩 [J]. *中国科学: 地球科学*, 2014, 44(4): 591–604.
- Wen Huaguo, Zheng Rongcai, Qing H R, et al. Primary dolostone related to the Cretaceous lacustrine hydrothermal sedimentation in Qingxi sag, Jiuquan Basin on the northern Tibetan Plateau [J]. *Science China: Earth Sciences*, 2014, 44(4): 591–604.
- [34] 付晓飞, 李兆影, 卢双舫, 等. 利用声波时差资料恢复剥蚀量方法研究与应用 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2004, 23(1): 11–13.
- Fu Xiaofei, Li Zhaoying, Lu Shuangfang, et al. Recovering denudation thickness by interval transit-time [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2004, 23(1): 11–13.
- [35] 马素萍, 孙东, 张晓宝, 等. 酒西盆地青西凹陷下白垩统湖相烃源岩生烃动力学研究 [J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(2): 219–223.
- Ma Suping, Sun Dong, Zhang Xiaobao, et al. The study of hydrocarbon generation kinetics in lower cretaceous lacustrine source rocks, Qingxi Depression, Jiuxi Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(2): 219–223.
- [36] 任战利. 中国北方沉积盆地构造热演化史恢复及其对比研究 [D]. 陕西西安: 西北大学, 1998.
- Ren Zhanli. Comparative research on tectonical thermal history of sedimentary basins in the North China [D]. Northwest University, Xi'an City, Shaanxi Province, 1998.
- [37] 郭彦如, 刘俊榜, 杨华, 等. 鄂尔多斯盆地延长组低渗透致密岩性油藏成藏机理 [J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(4): 417–425.
- Guo Yanru, Liu Junbang, Yang Hua, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of low permeable tight lithologic oil reservoirs in the Yan-chang Formation, Ordos Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(4): 417–425.
- [38] 张凤奇, 王震亮, 武富礼, 等. 低渗透致密砂岩储层成藏期油气运移的动力分析 [J]. *中国石油大学学报 (自然科学版)*, 2012, 36(4): 32–40.
- Zhang Fengqi, Wang Zhenliang, Wu Fuli, et al. Dynamic analysis on hydrocarbon migration of accumulation periods in low permeability-tight sandstone reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2012, 36(4): 32–40.
- [39] 郭秋麟, 陈宁生, 宋焕琪, 等. 致密油聚集模型与数值模拟探讨 [J]. *岩性油气藏*, 2013, 25(1): 4–11.
- Guo Qiulin, Chen Ningsheng, Song Huanqi, et al. Accumulation models and numerical models of tight oil [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2013, 25(1): 4–11.
- [40] 张洪, 张水昌, 柳少波, 等. 致密油充注孔喉下限的理论探讨及实例分析 [J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 367–374.
- Zhang Hong, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, et al. A theoretical discussion and case study on the oil-charging throat threshold for tight reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 367–374.
- [41] 熊英, 程克明, 马立元. 酒西凹陷下白垩统湖相碳酸盐岩生烃研究 [J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(6): 687–691.
- Xiong Ying, Cheng Keming, Ma Liyuan. Hydrocarbon generation of Lower Cretaceous lacustrine carbonate in Jiuxi Depression [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(6): 687–691.