

文章编号: 0253-2697(2024)12-1800-18 DOI:10. 7623/syxb202412007

松辽盆地齐家—古龙凹陷青山口组压力场特征和超压成因

黄越^{1,2} 常健^{1,2} 邱楠生^{1,2} 林铁锋^{3,4} 付秀丽^{3,4} 唐博宁^{1,2} 李军辉^{3,4}

(1. 油气资源与工程全国重点实验室, 中国石油大学(北京) 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院 北京 102249;
3. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院 黑龙江大庆 163712; 4. 黑龙江省陆相页岩油重点实验室 黑龙江大庆 163712)

摘要:松辽盆地北部齐家—古龙凹陷白垩系青山口组油气的产出与地层超压的发育密切相关,但地层压力分布规律和超压成因尚未开展系统研究。基于实测地层压力和利用泥浆密度数据预测的地层压力分析了齐家—古龙凹陷青山口组各段现今的地层压力分布特征,通过地质-测井响应特征分析了地层超压的成因与差异以及超压保存的控制因素,探讨了页岩地层超压与油气成藏的关系。研究表明:古龙凹陷、齐家凹陷南部和北部的青山口组在纵向上分别存在弱超压—强超压、常压—弱超压—强超压和常压—弱超压的压力封存箱结构;其对应结构的最大地层压力系数在青山口组一段分别为1.82、1.66和1.38,在青山口组二段+三段分别为1.79、1.54和1.34。不同区域青山口组超压的成因存在明显差异,古龙凹陷的超压主要由生烃增压作用形成;齐家凹陷南部的超压成因以不均衡压实作用、生烃增压作用和超压传递作用为主;而齐家凹陷北部的超压主要由不均衡压实作用产生。齐家—古龙凹陷由南向北生烃膨胀作用对地层超压的贡献率由97%逐渐降低至3%,生烃膨胀作用导致的“弱超压—强超压”压力封存箱结构是古龙页岩油高产层的标志。青山口组底部断裂的疏密程度对现今地层超压的重新分配影响有限,泥页岩层中的低砂泥比、断层稳定性和页理缝发育为页岩油的滞留提供了良好的保存条件。研究区南、北超压的差异分布与其轻质油带、稀油带及常规黑油带的成藏高度匹配,凸显了判识泥页岩超压成因的重要性。齐家—古龙凹陷青山口组超压的分布及其成因的明确为致密油、页岩油资源预测和成藏机理研究提供了理论依据。

关键词:超压分布;超压成因;生烃增压;古龙页岩;青山口组;齐家—古龙凹陷;松辽盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Pressure field characteristics and overpressure geneses of Qingshankou Formation in Qijia-Gulong sag, Songliao Basin

Huang Yue^{1,2} Chang Jian^{1,2} Qiu Nansheng^{1,2} Lin Tiefeng^{3,4} Fu Xiuli^{3,4} Tang Boning^{1,2} Li Junhui^{3,4}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 3. Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Limited Company, Heilongjiang Daqing 163712, China; 4. Heilongjiang Provincial Key Laboratory of Continental Shale Oil, Heilongjiang Daqing 163712, China)

Abstract:Oil and gas production from Qingshankou Formation in Qijia-Gulong sag of Songliao Basin is closely related to formation overpressure. However, there is a lack of asystematic study for the distribution pattern and genesis of overpressure. Based on the measured formation pressure and that predicted from mud density data, this paper analyzes the pressure distribution characteristics across all the sections of Qingshankou Formation in Qijia-Gulong sag. Based on geological-geophysical log response characteristics, an analysis has been performed on the genesis of overpressure and the factors influencing overpressure preservation, followed by exploring the correlation between overpressure formation and oil accumulation in shale reservoirs. The research results show that Qingshankou Formation in Gulong sag, southern and northern Qijia sag exhibits distinct vertical pressure compartment structures of weak-strong overpressure, normal-weak-strong overpressure, and normal-weak overpressure. The maximum formation pressure coefficients of corresponding structure in the Member 1 of Qingshankou Formation are 1.82, 1.66, and 1.38, while those in the Member 2 and 3 of Qingshankou Formation are 1.79, 1.54, and 1.34, respectively. Different regions show significant differences in overpressure genesis. In Gulong sag, overpressure is as a result of pressurization from hydrocarbon generation. In the southern Qijia sag, overpressure is primarily caused by disequilibrium compaction, pressurization from hydrocarbon generation, and overpressure

基金项目:黑龙江省“揭榜挂帅”科技攻关项目(DQYT-2022-JS-756)和国家重点研发计划项目(2021YFA0716003)资助。

第一作者:黄越,男,1994年1月生,2021年获中国石油大学(北京)地质资源与地质工程专业硕士学位,现为中国石油大学(北京)地球科学学院博士研究生,主要从事沉积盆地压力场研究。Email:huangyue115@126.com

通信作者:常健,男,1982年12月生,2013年获中国石油大学(北京)地质工程专业博士学位,现为中国石油大学(北京)地球科学学院教授、博士生导师,主要从事沉积盆地温压场和成藏年代学方面的研究。Email:changjian@cup.edu.cn

transfer. In the northern Qijia sag, overpressure is mainly generated from disequilibrium compaction. Further, it is found that the contribution rate of hydrocarbon generation-induced expansion to overpressure in Qijia-Gulong sag from south to north decreases from 97% to 3%. Furthermore, the weak-strong overpressure compartment structure formed due to hydrocarbon generation-induced expansion is a mark of high-yield oil layers in Gulong shale. The density of faults at the base of Qingshankou Formation have a limited impact on redistribution of the current formation overpressure. Moreover, low sandstone-to-mudstone ratio, fault stability, as well as development of laminar fractures in the mudstone layers provide good preservation conditions for shale oil retention. The north-south differences in overpressure distribution are highly correlated with the hydrocarbon accumulation of light oil, thin oil and black oil zones, highlighting the importance of understanding the genesis of overpressure in shale. To clarify the distribution and genesis of overpressure in Qingshankou Formation can provide a theoretical support for the prediction of tight oil and shale oil resources and the research of accumulation mechanisms.

Key words: overpressure distribution; overpressure genesis; hydrocarbon generation overpressure; Gulong shale; Qingshankou Formation; Qijia-Gulong sag; Songliao Basin

引用:黄越,常健,邱楠生,林铁锋,付秀丽,唐博宁,李军辉. 松辽盆地齐家—古龙凹陷青山口组压力场特征和超压成因[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1800-1817.

Cite: HUANG Yue, CHANG Jian, QIU Nansheng, LIN Tiefeng, FU Xiuli, TANG Boning, LI Junhui. Pressure field characteristics and overpressure geneses of Qingshankou Formation in Qijia-Gulong sag, Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1800-1817.

松辽盆地北部白垩系青山口组是大庆油田致密油和页岩油勘探开发的重要层位,油气产量受地层压力影响显著^[1-3]。研究表明,青山口组一段(青一段)、青山口组二段(青二段)和青山口组三段(青三段)存在超压现象^[1-2,4-5],具有独特的压力系统^[6-7]。平面上,超压的高值区分布在松辽盆地齐家—古龙凹陷和三肇凹陷^[6,8-9];纵向上,超压的分布具有较强的非均质性^[10]。前人针对齐家—古龙凹陷青山口组开展的压力研究认为,古龙凹陷页岩油层存在明显的超压封存箱特征,具有“层控”效应^[10-11]。关于松辽盆地泥页岩超压的成因,一些学者认为超压主要源于不均衡压实作用^[6,12],也有学者提出生烃膨胀作用是地层超压的主要机制^[13-14],但这些都缺乏相应的数据分析。近年来,国内外一些学者普遍使用测井曲线组合分析法、鲍尔斯法(加载—卸载曲线法)、声波速度—密度交会图等方法来判别超压成因^[13,15-18]。综合应用此类方法,前人研究认为,青山口组的超压具有不均衡压实和生烃膨胀“二元”成因^[10]。也有学者通过消除低密度有机质对声波时差的影响,利用声波速度—密度交会图来判别并提出青山口组的超压机制主要为生烃膨胀^[13-14]。目前,对于齐家—古龙凹陷超压的成因,其区域差异性仍不明确。此外,在陆相页岩油地层中,异常高压区域的识别是勘探区域划分和甜点层位评价的关键^[19-20]。齐家—古龙凹陷是古龙页岩油的重点研究区域,其页岩油的赋存区与超压区具有差异性^[20-21],这使得系统研究泥页岩地层的压力结构类型、超压展布特征、超压成因与页岩油成藏效应尤为重要。

笔者基于齐家—古龙凹陷 152 口钻井数据,利用实测压力、泥浆密度压力和预测压力分析了齐家—古

龙凹陷青山口组的压力分布特征,总结了齐家—古龙凹陷青山口组的超压封存箱特征及超压成因类型,建立了古龙页岩的超压成因判别参考模板,探讨了超压的差异性成因和油气成藏效应,以期为页岩油气成藏机理和页岩油勘探开发研究提供技术支撑。

1 区域地质概况

1.1 构造特征

齐家—古龙凹陷位于松辽盆地中央坳陷区西部,整体呈 NE 向展布,面积约为 5 500 km²,东接大庆长垣,西邻龙虎泡—大安阶地[图 1(a)],是一个继承性发育的深水湖盆凹陷,形成于早白垩世盆地断陷阶段^[23]。研究的层位为白垩系青山口组。松辽盆地在青山口组沉积期属于坳陷构造演化阶段,该时期的主要特点是以发生较快速率的稳定沉降为主^[24-25]。青一段沉积期发生大规模湖侵,沉积体系为半深湖—深湖亚相,岩性以泥页岩为主,暗色泥页岩厚度为 30~100 m^[3];青二段+青三段沉积期,湖盆面积逐渐缩小,湖盆边部发育多个三角洲复合体,岩性以泥页岩、泥质粉砂岩、粉砂岩和细砂岩为主,沉积厚度为 300~400 m^[5]。青二段上部+青三段为高台子致密油层;青一段+青二段下部为古龙页岩油层,由下至上可划分 Q1—Q9 共计 9 个油层组^[11],厚度为 90~170 m[图 1(b)]。为了进行精细研究对比,笔者将齐家—古龙凹陷分为古龙凹陷区、齐家凹陷南部和齐家凹陷北部 3 个次级研究区。青山口组底部存在大量“毛毛断层”^[26],断层密集区集中在齐家凹陷南部,而相对来说,古龙凹陷中心则为断层间距较大的区域。

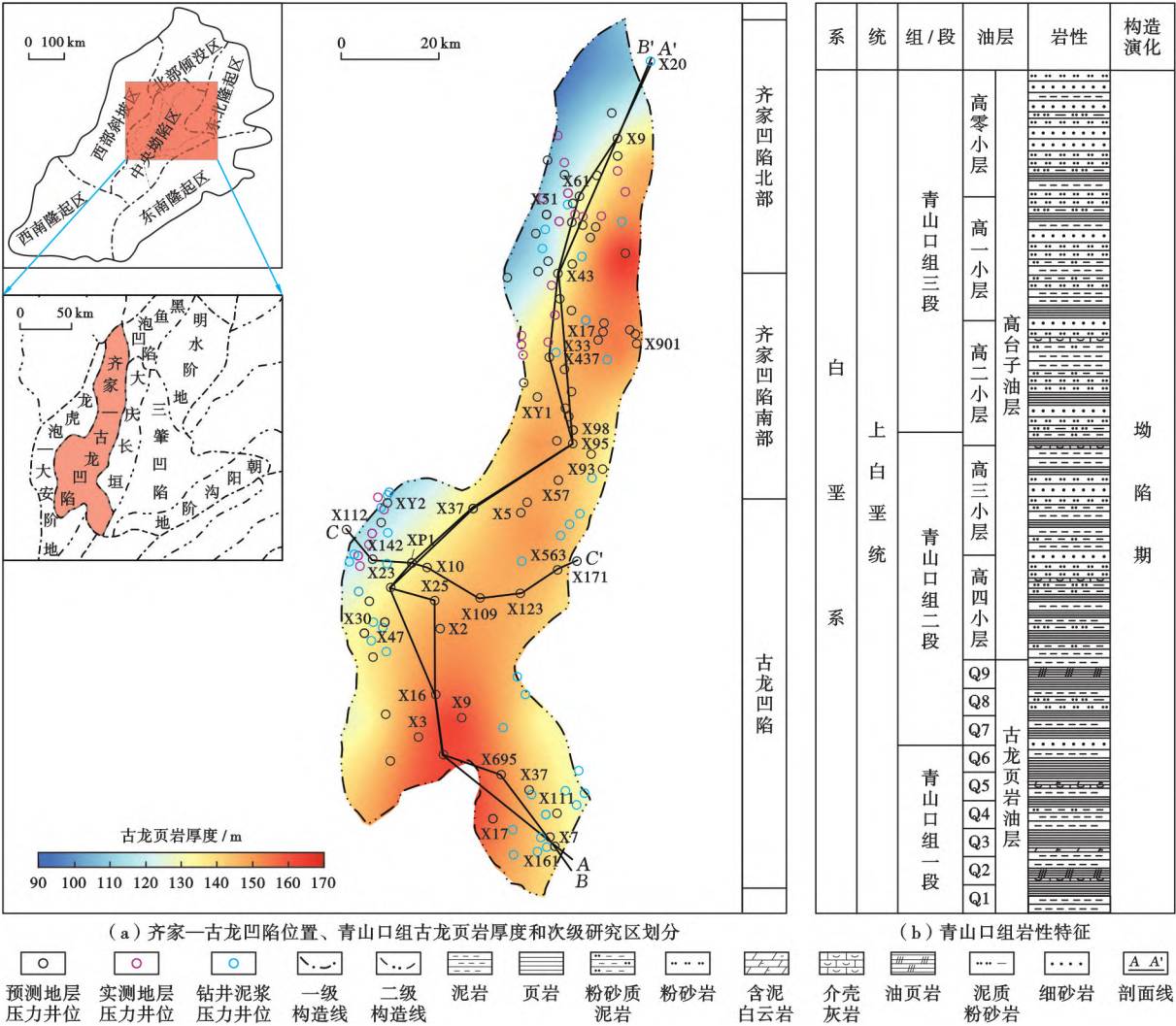


Fig. 1 Tectonic location of the study area,thickness and lithology characteristics of Qingshankou Formation shale in Qijia-Gulong sag of Songliao Basin

2 地层压力数据分析方法与结果

2.1 地层压力数据分析方法

共收集到齐家-古龙凹陷 32 口井 39 个钻杆测试(DST)压力数据、1 口井模块地层测试(MDT)压力数据、62 口井泥浆密度数据和 57 口井综合测井数据。实测压力数据主要存在两个问题:①数据量少,青一段仅有 5 个数据,青二段和青三段的 34 个数据集中在齐家凹陷北部,无法整体表征齐家-古龙凹陷青山口组的地层压力分布特征;②DST 压力反映的是渗透性地层压力,而泥页岩因为低孔隙度和低渗透率等特点,导致地层压力获取难度较大。为了更全面地刻画青山口组泥页岩层的压力分布特征,笔者利用泥浆密度和综合测井数据计算了 118 口钻井中青山口组的地层压力,并分别刻画了青二段和青三段的综合地层压力以

及青一段、青二段、青三段泥页岩的地层压力分布特征。通过泥浆密度来计算地层压力的计算式为:

$$p_{\text{mud}} = \rho_{\text{mud}}gh \tag{1}$$

由于未明确研究层位的超压在成因上是否具有区域性差异,笔者选择伊顿(Eaton)法来预测青山口组泥页岩的地层压力^[27-28]:

$$p = p_v - (p_v - p_n)(t_n/t_s)^C \tag{2}$$

泥页岩地层压力预测的准确性关键在于对测井参数的高质量筛选。笔者将测井参数的界限与泥页岩的大段岩心数据进行对比,并联合自然伽马(GR)和声波时差(AC)测井参数来分析、识别泥页岩。采用 GR>120 API、AC>285 μs/m 的测井参数界限来筛选青山口组泥页岩样本,得到泥页岩的正常压实曲线[图 2(a)]。X57 井实测与预测地层压力的对比结果显示:在 1610 m 井深处,泥岩的实测压力为 18.9 MPa,预测压力为 19.2 MPa,

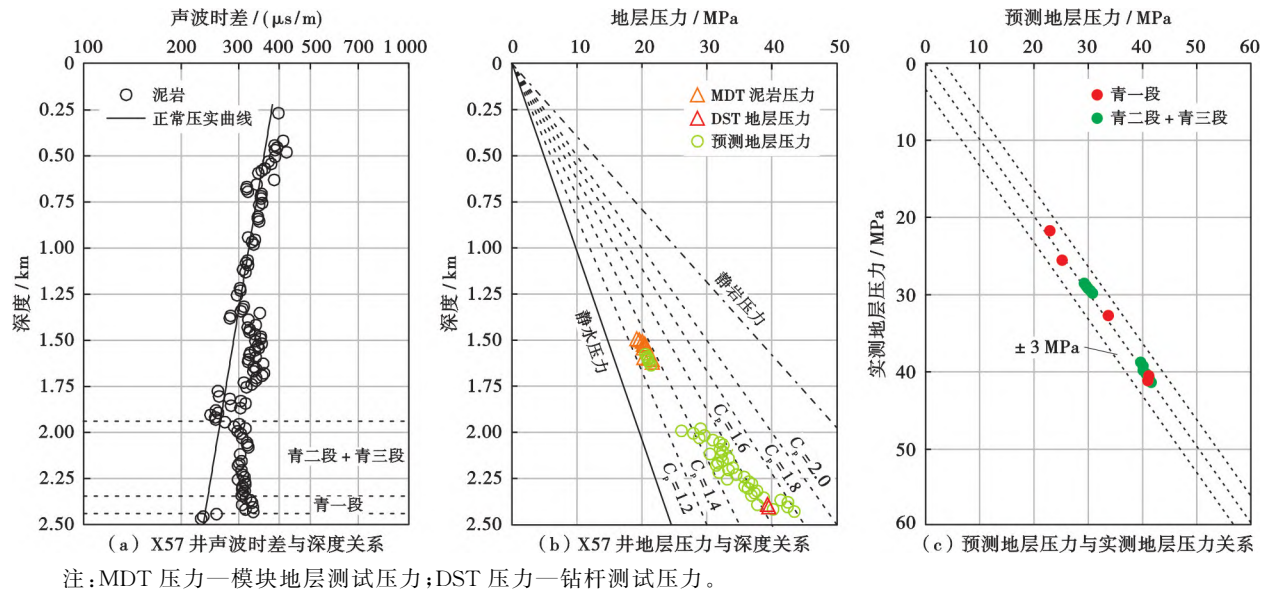


图 2 声波时差预测的泥页岩地层压力及其与实测地层压力的关系

Fig. 2 Shale formation pressures predicted by acoustic times and their relationship with measured formation pressures

相对误差为 1.6%;在 2 410 m 井深处,实测压力为 32.8 MPa,预测压力为 33.6 MPa[图 2(b)],相对误差为 2.4%。系统对比的实测与预测地层压力的相对误差在 ± 3 MPa 以内[图 2(c)],表明预测压力对地层压力的评价具有较高的可信度。

2.2 地层压力分布特征

地层压力状态根据压力系数可划分为 3 种类型:压力系数小于 0.9 时为负压,压力系数为 0.9~1.2 时为常压,压力系数大于 1.2 时为超压。超压进一步细

分为 3 种类型:压力系数在 1.2~1.6 时为弱超压,压力系数在 1.6~2.0 时为强超压,压力系数大于 2.0 时为极强超压^[29-30]。分析结果显示,齐家—古龙凹陷青山口组异常压力的出现深度约在 1 500 m,且超压幅度随深度增加而增加(图 3)。青一段根据实测压力得到的地层压力系数为 0.83~1.63,根据预测地层压力得到的压力系数为 1.03~1.82,地层压力状态为常压—强超压[图 3(a)];青二段+青三段的压力系数为 0.80~1.81,地层压力状态为负压—强超压[图 3(b)]。

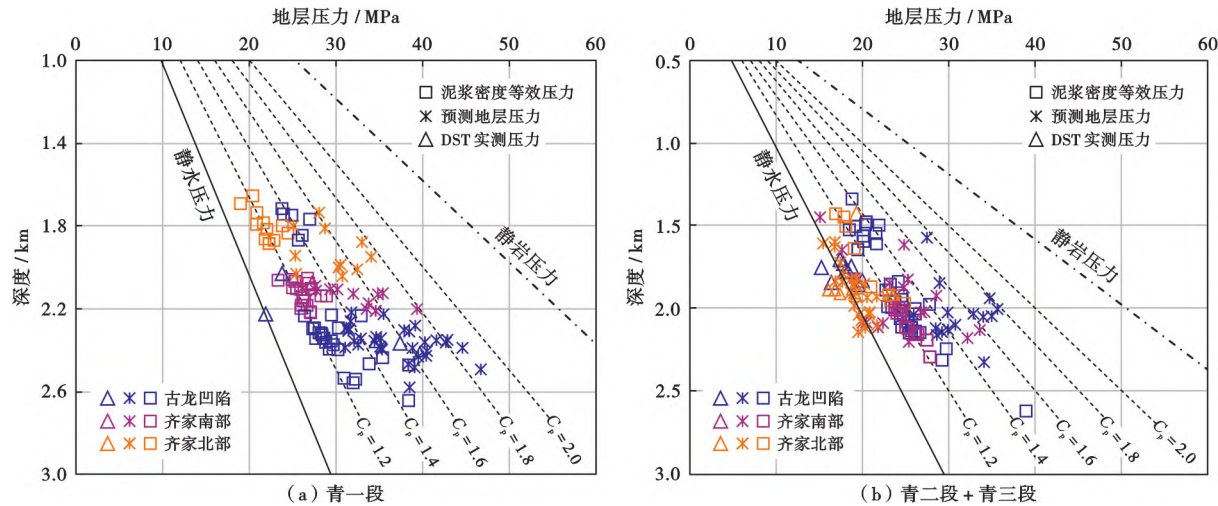


图 3 齐家—古龙凹陷不同区域的地层压力随深度的变化

Fig. 3 Variation of formation pressure with depth in different regions of Qijia-Gulong sag

齐家凹陷和古龙凹陷的地层压力系数存在明显的南北差异。古龙凹陷中心区域的地层压力系数普遍大于 1.5^[2],如部分井位的青山口组呈现强超压状态,X2

井青一段的压力系数为 1.75,X109 井青二段+青三段的压力系数为 1.79。在深度相当的情况下,古龙凹陷东南端的超压现象明显,而古龙凹陷西部边缘和齐

家凹陷北部的超压现象相对较弱。具体来说,如在古龙凹陷东南端,X37井青一段的压力系数为1.41,而在古龙凹陷西部边缘和齐家凹陷北部,X14井、X30井和X51井青一段的压力系数分别为1.21、1.17和0.98。齐家凹陷南部也发育超压,X93井青一段的压力系数为1.42,青二段+青三段的压力系数为1.28。

根据预测的地层压力编制了青山口组泥页岩的地层压力系数分布图(图4)。青山口组的压力系数整体表现为从古龙凹陷向齐家凹陷北部呈环状辐射分布,超压区域集中在古龙凹陷和齐家凹陷南部,而

在齐家凹陷北部主要为常压(图4)。相较于青一段,青二段和青三段泥页岩的超压分布范围缩小,并随着超压区域接近齐家—古龙凹陷的构造单元边界,超压幅度逐渐减弱,并在古龙凹陷西南部降至常压[图4(b)、图4(c)]。青一段泥页岩的地层压力系数在平面上显示出4个超压中心。在古龙凹陷、齐家凹陷南部和齐家凹陷北部,青一段的最大地层压力系数分别为1.82、1.66和1.38[图4(a)],而青二段+青三段的最大地层压力系数分别为1.79、1.54和1.34[图4(b)、图4(c)]。

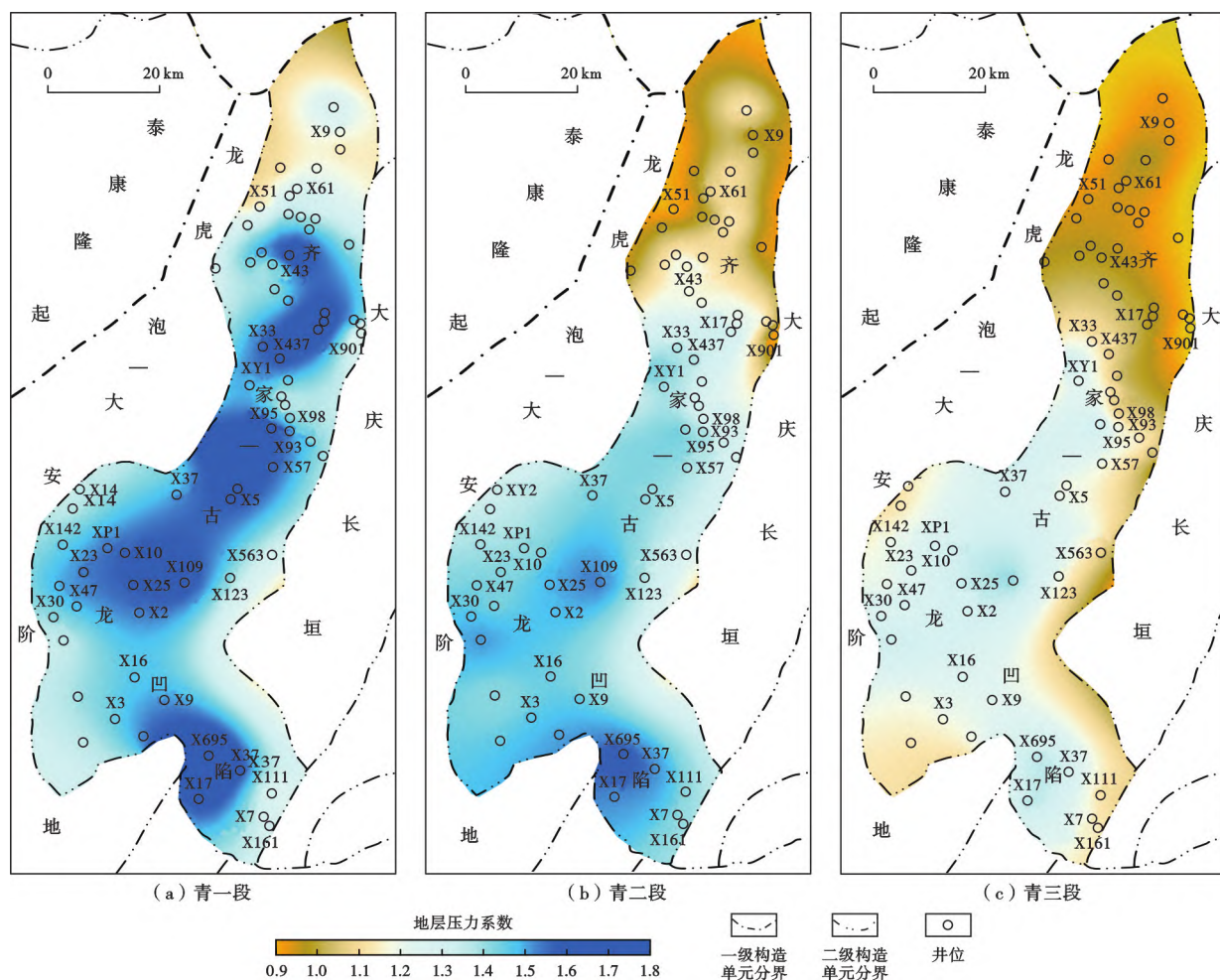


图4 齐家—古龙凹陷青山口组泥页岩地层压力系数的分布特征

Fig. 4 Distribution of pressure coefficient of Qingshankou Formation shale in Qijia-Gulong sag

2.3 流体压力封存箱

由于泥页岩具有较强的非均质性,且其孔隙度和渗透率都较低,导致流体难以自由流动,从而使得流体压力被封存,形成流体压力封存箱。压力封存箱的主要特征之一是存在“顶、底板”,即地层压力在纵向上表现出显著的增加或减少。在齐家—古龙凹陷,青一段底部是统一的底板层位,但顶板层位差异较大。在古龙凹陷南端个别井(如X161井)中,青山口组缺乏明显的封存箱顶板,顶板可延至青三段上覆的姚家组顶界

面。封存箱体的厚度从古龙凹陷向齐家凹陷北部逐渐减小,超压顶板也从青三段顶界面向青一段顶界面过渡。根据青山口组泥页岩的地层压力在纵向上的分布特征,可将古龙凹陷、齐家凹陷南部和北部的青山口组划分为3种压力封存箱体,分别为弱超压—强超压、常压—弱超压—强超压以及常压—弱超压。这些超压封存箱体主要呈“箱”型,其中,齐家凹陷南部的箱型以两段式为主(图5)。多级地层压力状态使得青山口组形成了独特的压力体系,表现出明显的纵向“层控”效应。

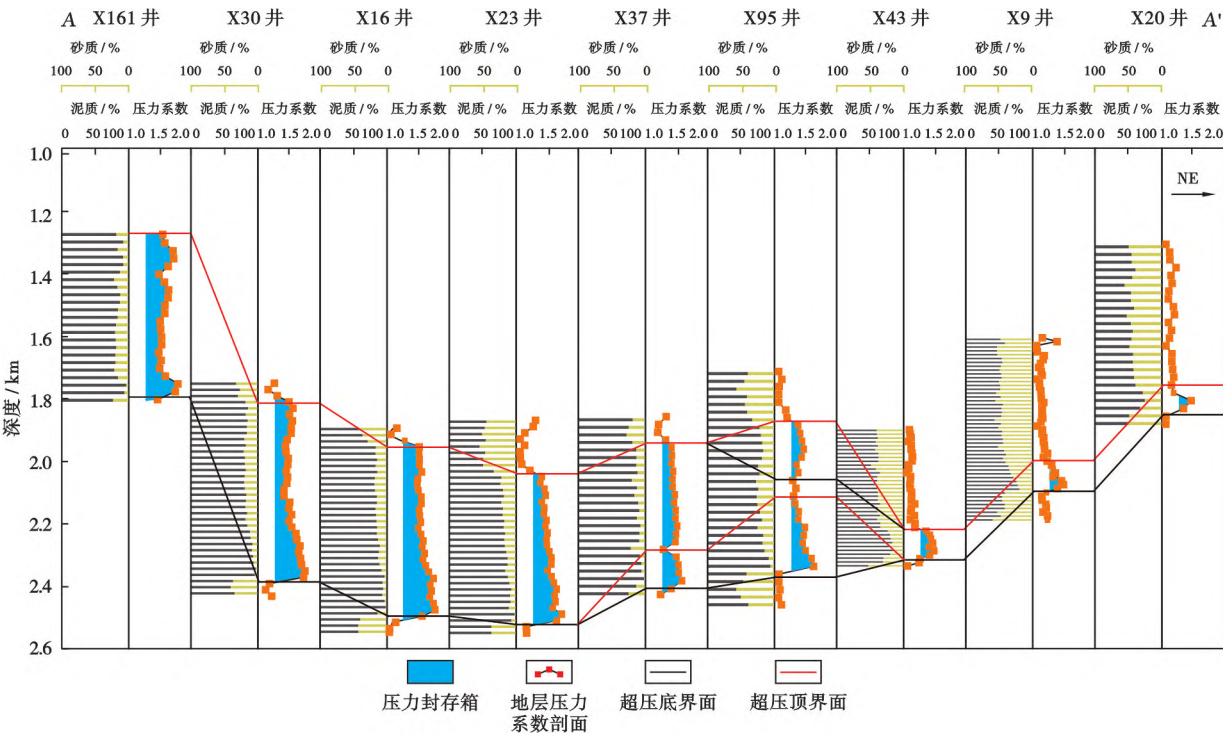


图 5 青山口组的压力封存箱结构类型(剖面位置见图 1)

Fig. 5 Types of overpressure compartments in Qingshankou Formation

3 地层超压成因的判识

近年来,电阻率、密度和声波时差等测井参数已广泛用于地层超压成因的判识^[18,31-33]。笔者在 3 个次一级研究区分别选取了 3 口典型钻井(X10 井、X95 井和 X43 井),通过综合测井曲线分析法初步识别了青山口组的超压成因。随后,对 18 口典型钻井采用声波速度—密度交会图法进一步分析,总结并绘制了青山口组超压成因的对比判别图版。

3.1 测井曲线综合分析法

地层超压层段在测井响应中通常显示出数据异常。联合使用声波时差、电阻率、密度和孔隙度等测井参数能够有效判识地层超压的成因机制^[13]。笔者对选取的 3 口具有完整测井参数响应的钻井进行了超压成因分析。

在古龙凹陷 X10 井,嫩江组三段以浅层位为正常压实段[图 6(a)]。但从姚家组向青山口组过渡,声波时差从 340 $\mu\text{s}/\text{m}$ 显著增加至 410 $\mu\text{s}/\text{m}$,明显偏离正常压实曲线,而与之对应的密度测井数据基本稳定在约 2.4 g/cm^3 ,电阻率则从 3 $\Omega\cdot\text{m}$ 上升至 8 $\Omega\cdot\text{m}$ [图 6(a)]。根据这些数据分析,地层超压的主要成因为生烃膨胀作用。

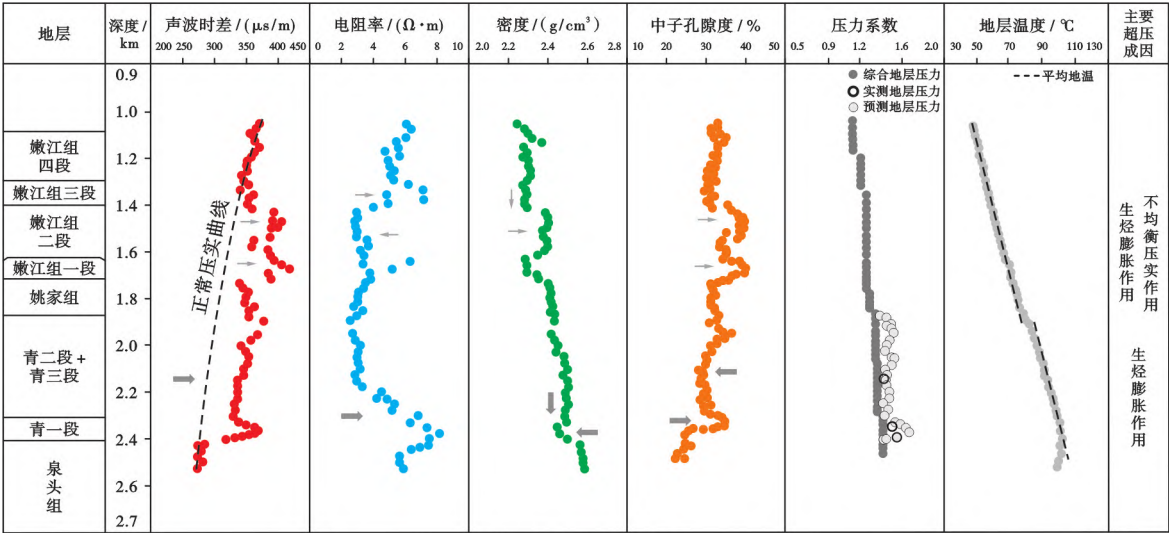
在齐家凹陷南部 X95 井,姚家组和嫩江组三段以浅层位为正常压实段[图 6(b)]。但从青二段+青三段

至青一段,声波时差从顶部到底部逐渐偏离正常压实曲线,数值呈先减小、后增大至 350 $\mu\text{s}/\text{m}$,而与之对应的密度测井数据则整体上呈现有小幅增加的趋势,且在青二段下部和青一段有先减小后增大的波动[图 6(b)]。电阻率测井数据在青二段和青三段显著增大,而在青二段底部至青一段则呈现出先增大至 17 $\Omega\cdot\text{m}$,后减小至 6.4 $\Omega\cdot\text{m}$ 。笔者判断青二段+青三段的超压成因主要为不平衡压实作用和生烃膨胀作用,而青一段的超压成因则主要由不平衡压实作用所导致。

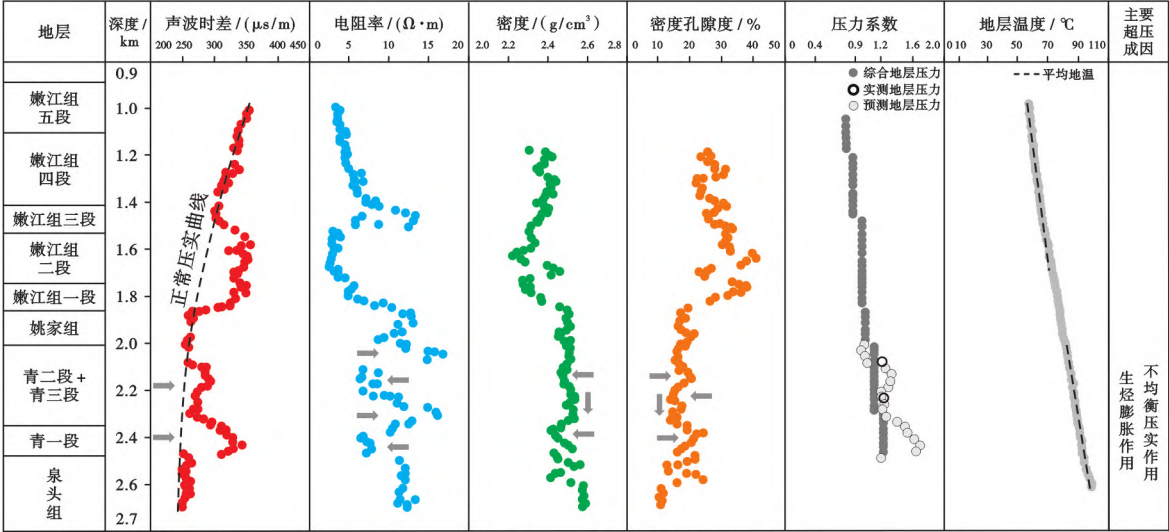
在齐家凹陷北部 X43 井,姚家组和嫩江组三段以浅层位,青二段+青三段(部分)和泉头组四段为正常压实段[图 6(c)]。根据 DST 数据换算得到青山口组三段的地层压力系数为 1.13,表明地层无明显超压现象。X43 井青一段的测井参数变化特征为声波时差增大、密度和电阻率减小,超压主要由不平衡压实作用引起[图 6(c)]。地层超压的初步判识可通过测井曲线组合分析,但进一步判识还需结合加载—卸载图版法^[34]。由于青山口组的实测压力数据较少,笔者采用声波速度—密度交会图法。

3.2 声波速度—密度交会图法

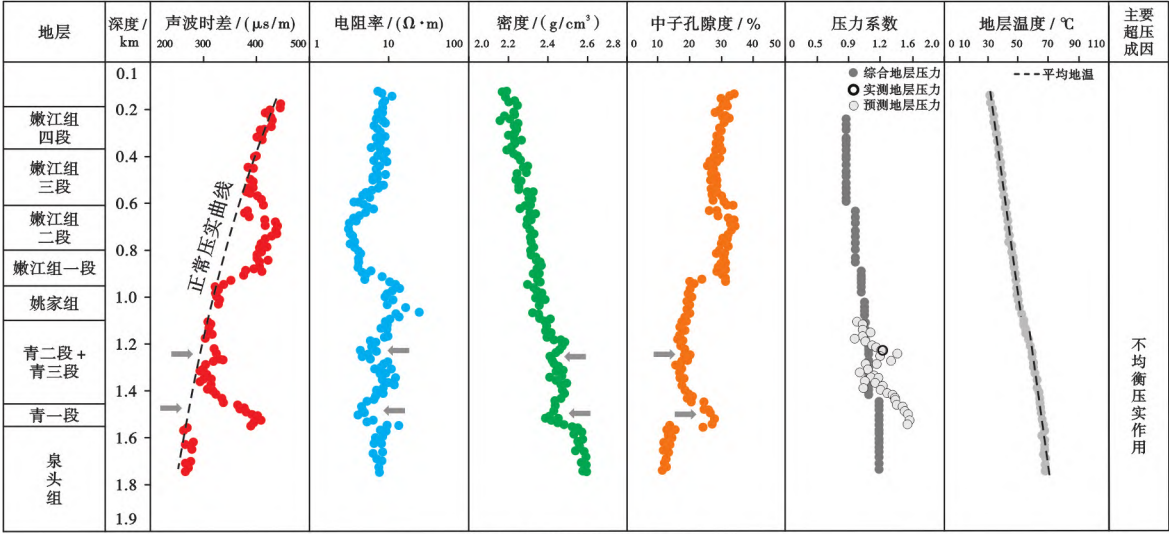
声波速度—密度交会图法是一种有效的地层超压成因判识方法,其中的加载曲线表示沉积物经历持续上覆沉积物压实、有效应力增加、孔隙度减小的趋势^[13]。加载曲线代表了地层在正常压实状态下声波



(a) 古龙凹陷, X10 井



(b) 齐家凹陷南部, X95 井



(c) 齐家凹陷北部, X43 井

图 6 齐家—古龙凹陷不同区域典型单井中青山口组的测井曲线综合响应特征

Fig. 6 Comprehensive logging response characteristics of Qingshankou Formation for representative wells in Qijia-Gulong sag

速度与密度的关系。正常压实作用趋势线以及由不平衡压实作用和构造挤压作用导致的超压数据通常分布在加载曲线上。而对于卸载机制,由于有效应力减小,孔隙压力增加,生烃膨胀作用和超压传递作用导致的超压数据将分布在卸载区^[10,13,34-35][图 7(a)]。前人通过矫正泥页岩中低密度有机质的声波时差数据,对泥

页岩的超压成因进行了有效判识^[14]。然而,从图 7(b)来看,青山口组测井数据的直接分析结果存在叠置特征,这导致无法准确区分超压成因。笔者通过筛选泥页岩数据并剔除异常测井数据点,对测井数据进行每 20 m 取算术平均值的重采样,获得了可开展超压成因判识的有效分析数据[图 7(c)]。

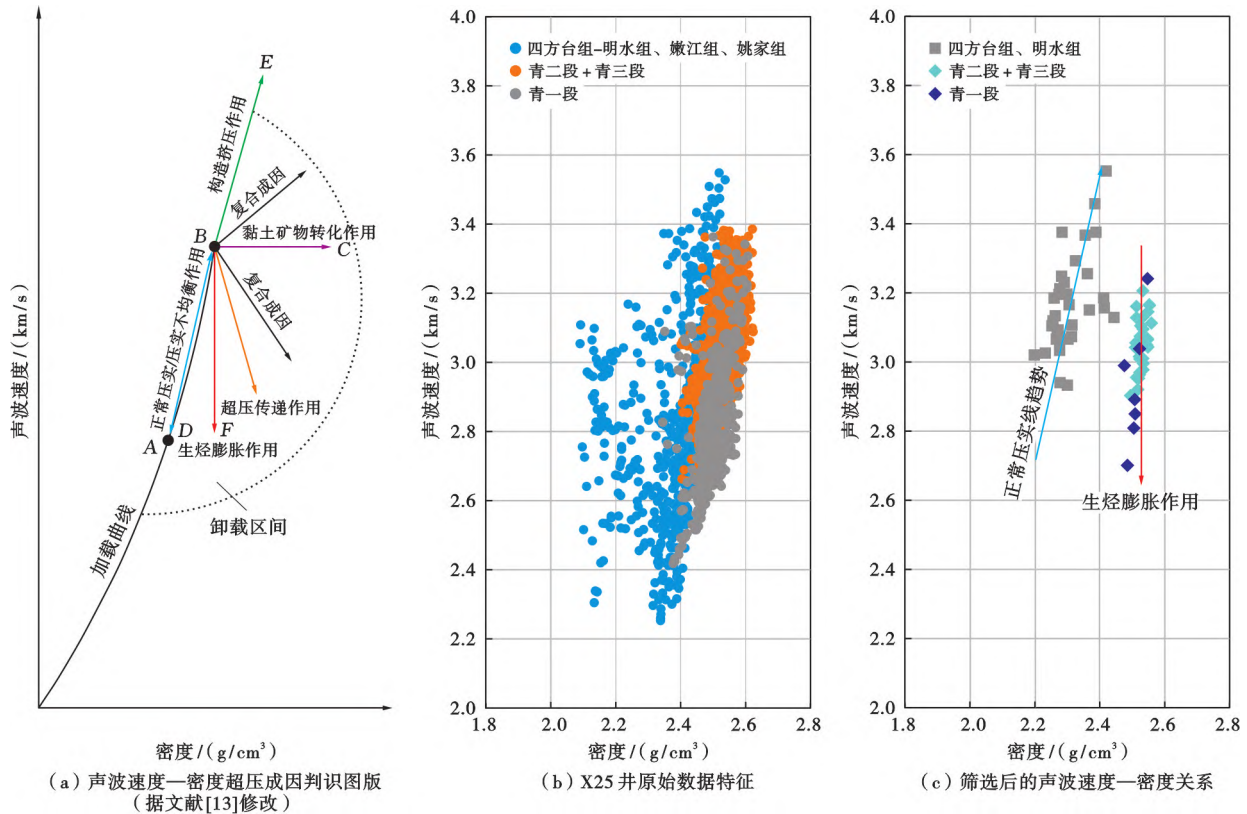


图 7 声波速度—密度超压成因判识图版以及古龙凹陷 X25 井泥页岩的声波速度与密度关系

Fig. 7 Template for determining overpressure genesis based on acoustic time and density data and cross plots of acoustic times and densities of shale in Well X25 of Gulong sag

从古龙凹陷到齐家凹陷,笔者选取了 18 口存在地层超压的钻井,通过声波速度—密度交会图法分析了其超压成因。结果显示,齐家—古龙凹陷青山口组的超压成因包含构造挤压作用、生烃膨胀作用、超压传递作用和不平衡压实作用,并从南向北呈现连续区域性变化(图 8)。其中,仅在 X161 井青一段判识出存在构造挤压作用超压,而其余井位青一段的超压成因则由生烃膨胀作用逐渐过渡到以不平衡压实作用为主。青二段+青三段的超压成因则从生烃膨胀作用过渡到以超压传递作用为主。

在具体的单井分析中,古龙凹陷 X25 井青山口组的密度测井结果较为稳定,声波速度逐渐减小,表明青一段和青二段+青三段存在明显的卸载机制,超压成因主要与生烃膨胀作用相关[图 8(a)]。在齐家凹陷南部 X33 井,青三段顶部未显示超压,说明该层段处于加载区;青二段部分数据呈现出向加载曲线偏移的

特征,部分则偏向卸载区,判断其超压属于复合成因[图 8(b)];青一段的密度稳定分布在 $2.4 \sim 2.5 \text{ g/cm}^3$,位于卸载区,并呈现出向加载曲线方向偏移,判断其超压成因主要由生烃膨胀作用和不平衡压实作用共同控制[图 8(b)]。在齐家凹陷北部 X61 井,青一段和青二段+青三段的数据分布主要位于加载曲线一侧,其中青二段+青三段部分点位超压成因可判识为超压传递作用,而青一段的超压则由不平衡压实作用所导致[图 8(c)]。

通过测井曲线组合法和声波速度—密度交会图法综合判别,齐家—古龙凹陷青山口组的超压在成因上具有区域差异性。整体而言,不同区域的超压成因存在明显差异,古龙凹陷以生烃增压为主,齐家凹陷南部表现为不平衡压实作用、生烃增压和超压传递共同作用,齐家凹陷北部表现为不平衡压实作用和超压传递作用。

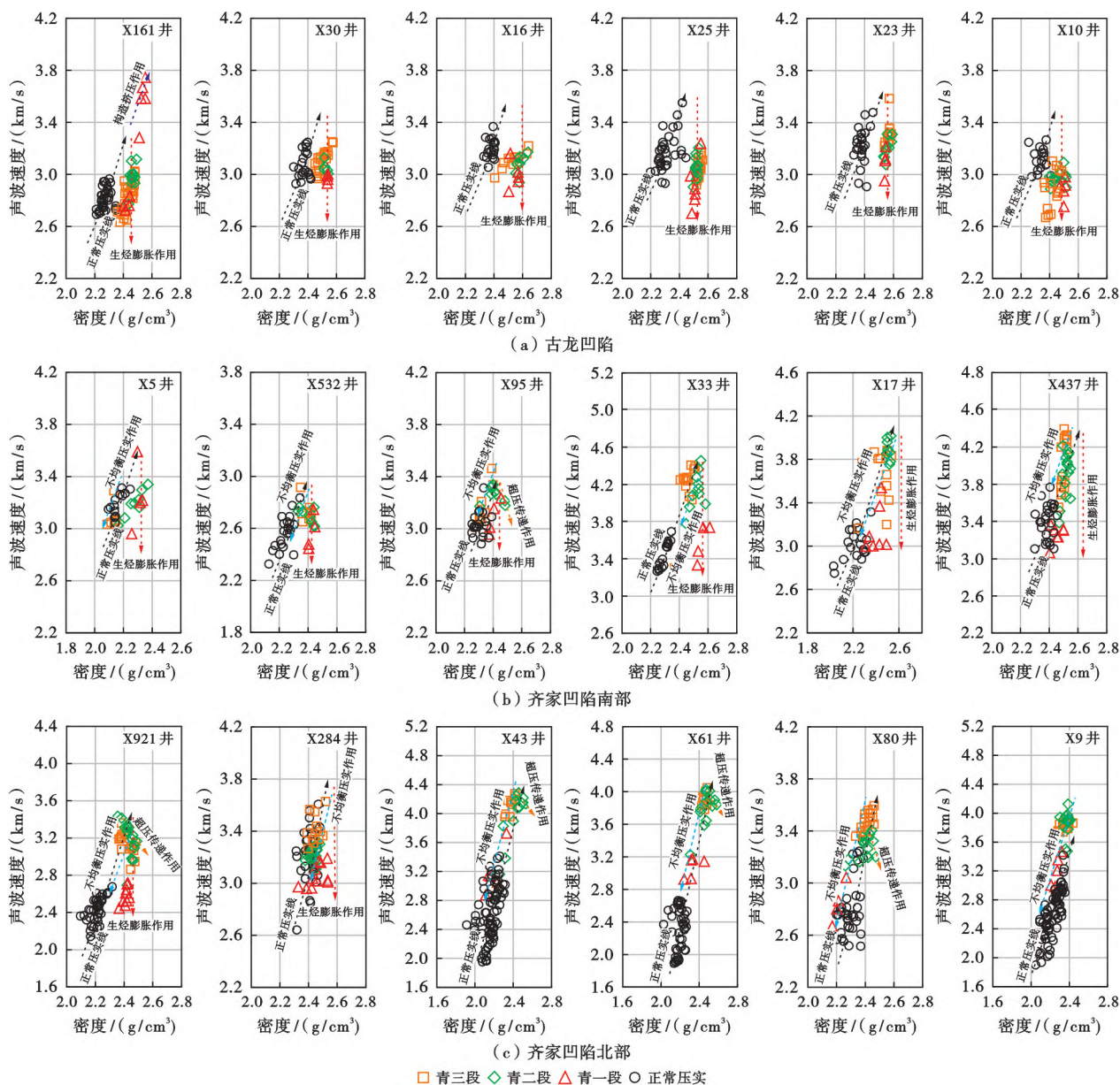


图8 齐家—古龙凹陷青山口组泥页岩的声波速度与密度关系

Fig. 8 Cross plots of acoustic times and densities of Qingshankou Formation shale in Qijia-Gulong sag

具体到青山口组的不同小段,成因差异也较为显著:齐家凹陷南部青二段+青三段的超压为生烃膨胀作用和超压传递作用,而青一段则由不均衡压实作用和生烃膨胀作用共同控制;齐家凹陷北部青一段的超压成因主要为不均衡压实作用,青二段+青三段的超压成因则为超压传递作用。

4 超压成因的差异性

4.1 超压成因贡献率的定量评价

齐家—古龙凹陷的超压在成因上具有区域性差异,超压(主要成因为生烃膨胀作用和不均衡压实作用)由南向北存在连续变化。在声波速度—密度交会

图中,不均衡压实作用的变化趋势与正常压实作用的变化趋势相似。生烃膨胀作用可导致微孔隙连通,但刚性储集空间基本保持不变,这使得密度值会有略微下降或基本保持不变,而声波时差和电阻率则相应降低^[13]。当地层处于正常压实状态时,声波时差与密度之间遵循 Gardner 经验关系^[36]:

$$\rho = A(1000000/\Delta t)^B \quad (3)$$

应用声波速度/电阻率—密度模型来定量评价不同超压成因的贡献率^[37],总结得到齐家—古龙凹陷青山口组超压成因的标准定量分析判识图版(图9),并在传统声波速度—密度超压成因判识图版中添加了超压传递作用判识模式[图7(a)]。结合图8,最终分析

得到齐家—古龙凹陷由南向北 18 口井的主要超压成因贡献量。结果显示,由南向北,生烃膨胀作用对地层超压的贡献率由 97% 逐渐降低至 3% (表 1)。对于次一级研究区的关键井位:在 X61 井青一段,不均衡压实作用对地层超压的贡献率为 94%;在 X17 井,生烃

膨胀作用对地层超压的贡献率为 47%;在 X30 井,生烃膨胀作用对地层超压的贡献率高达 97%。值得注意的是,青山口组的强超压与弱超压封存箱多数存在不均衡压实现象,但相比于生烃膨胀作用,其造成的地层超压效果较小。

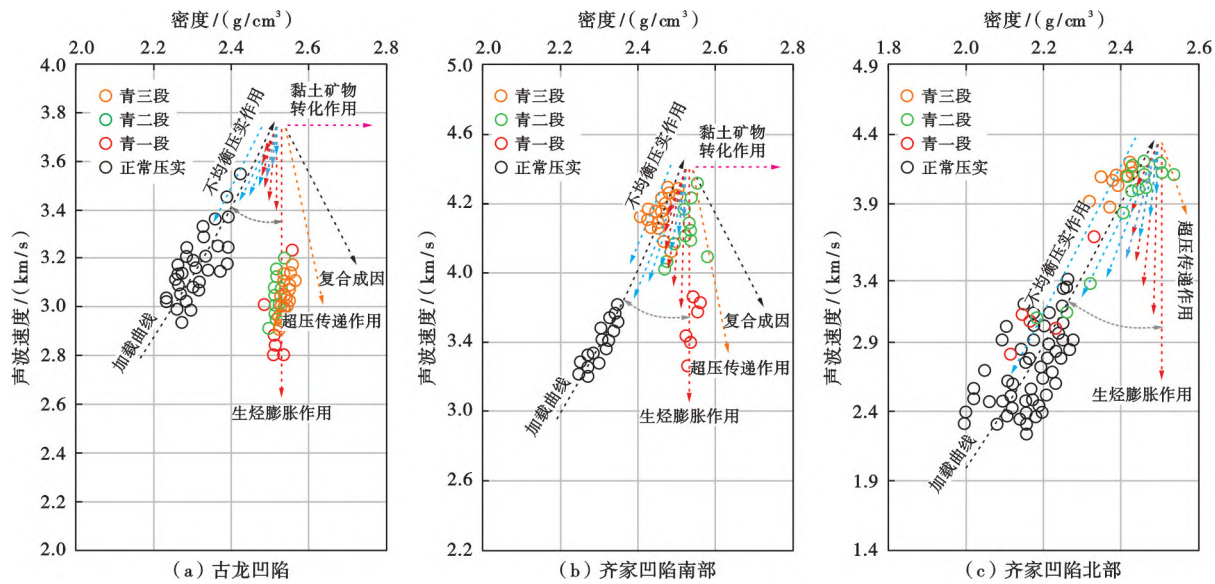


图 9 齐家—古龙凹陷典型单井中青山口组超压成因的定量判识

Fig. 9 Quantitative identification of overpressure genesis in the Qingshankou Formation for representative wells in Qijia-Gulong sag

表 1 齐家—古龙凹陷典型单井青山口组生烃膨胀作用超压的贡献率

Table 1 Contribution of hydrocarbon generation expansion to overpressure in Qingshankou formation for representative wells in Qijia-Gulong sag

区域	井号	青一段		青二段		青三段	
		超压的主要成因	生烃膨胀贡献率/%	超压的主要成因	生烃膨胀贡献率/%	超压的主要成因	生烃膨胀贡献率/%
古龙凹陷	X161	生烃膨胀作用	79	生烃膨胀作用	92	生烃膨胀作用	71
	X30	生烃膨胀作用	97	生烃膨胀作用	87	生烃膨胀作用	72
	X16	生烃膨胀作用	89	生烃膨胀作用	96	生烃膨胀作用	61
	X25	生烃膨胀作用	91	生烃膨胀作用	96	生烃膨胀作用	97
	X23	生烃膨胀作用	95	生烃膨胀作用	96	生烃膨胀作用	95
	X10	生烃膨胀作用	96	生烃膨胀作用	79	生烃膨胀/不均衡压实作用	58
齐家凹陷南部	X5	生烃膨胀作用	81	生烃膨胀/不均衡压实作用	51	不均衡压实作用	12
	X532	生烃膨胀作用	88	生烃膨胀	77	生烃膨胀/不均衡压实作用	58
	X95	生烃膨胀/不均衡压实作用	56	生烃膨胀/不均衡压实作用	42	不均衡压实作用	16
	X33	生烃膨胀作用	92	生烃膨胀/不均衡压实作用	56	不均衡压实作用	20
	X17	生烃膨胀/不均衡压实作用	47	不均衡压实作用	26	不均衡压实作用	37
	X437	不均衡压实	33	不均衡压实作用	21	不均衡压实作用	9
齐家凹陷北部	X921	生烃膨胀作用	72	生烃膨胀/不均衡压实作用	50	不均衡压实作用	31
	X284	生烃膨胀/不均衡压实作用	42	不均衡压实作用	13	不均衡压实作用	4
	X43	不均衡压实作用	4	超压传递作用		超压传递作用	
	X61	不均衡压实作用	6	超压传递作用			
	X80	不均衡压实作用	3	超压传递作用			
	X9	不均衡压实作用	3				

对于其他超压成因,如 Burst^[38]认为当埋深达到 1 000 m、温度约为 70 ℃ 时,成岩作用下蒙皂石可向伊利石转化,并伴随黏土矿物脱水作用,由此引发增压。在齐家—古龙凹陷,蒙脱石与伊利石在 1 650 m 深度处

存在明显的消长关系^[20]。蒙脱石的消失界面与青山口组超压的顶界面相吻合,这表明在地质历史时期蒙脱石脱水向伊利石的转化对地层超压的形成有一定贡献,但由于在钻井中极少能判识出此类超压成因的增

压,故笔者未作进一步分析。综上所述,齐家—古龙凹陷不同区域的超压及其成因的差别主要来自于生烃膨胀作用对超压的贡献。

4.2 超压成因的差异形成条件

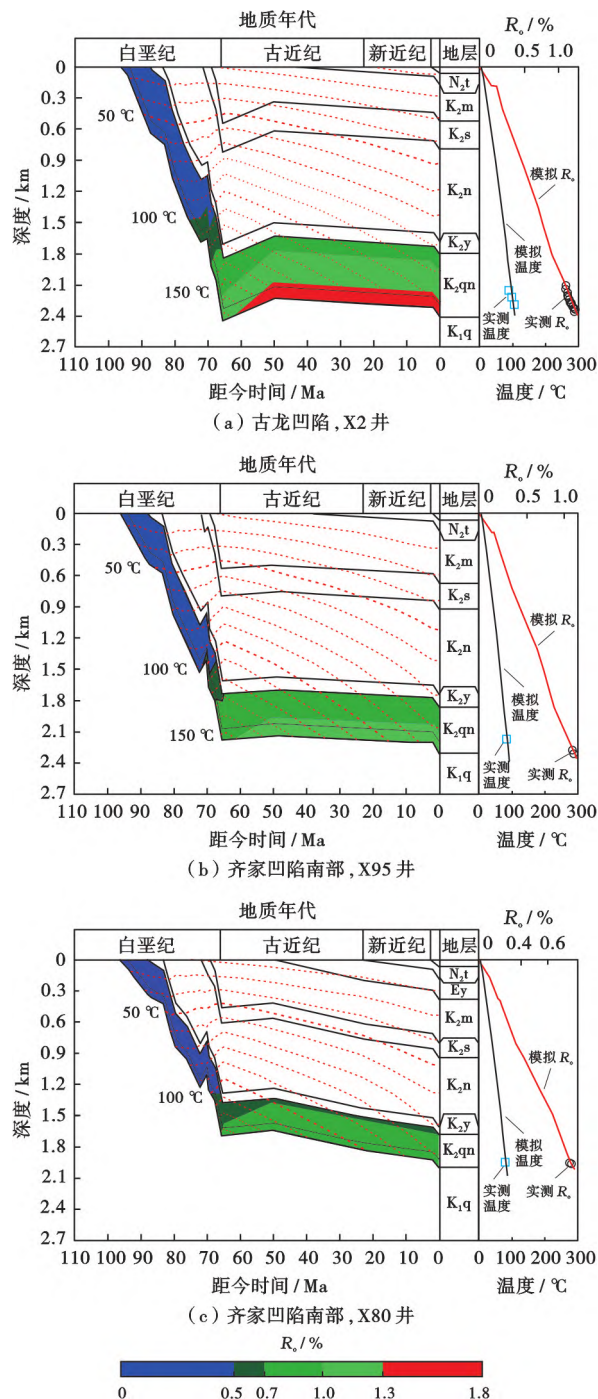
松辽盆地齐家—古龙凹陷形成于盆地断陷阶段,其青山口组的超压成因符合传统认知,即拉张型沉积盆地的超压主要由不平衡压实作用和生烃膨胀作用共同控制^[39]。在含油气盆地凹陷区,生烃膨胀作用对于超压的形成起到重要作用^[40]。

青山口组的沉积环境为半深湖—深湖^[25],细粒沉积物沉积后经历了快速沉降与上覆负荷的压实作用,沉积速率约为 85 m/Ma^[41](图 10)。泥页岩的不平衡压实作用主要由于边部泥页岩首先脱水压实,形成非渗透性的排水屏障,由此阻碍了正常的压实过程,形成地层异常高压^[42]。青山口组上覆负荷层(姚家组和嫩江组)的高沉积速率以及沉积层的良好封闭环境是导致其形成不平衡压实作用超压的有利条件之一。分析结果显示,青山口组泥页岩普遍存在来自不平衡压实作用的超压贡献,这与前人的研究观点一致,即不平衡压实作用在松辽盆地泥页岩中普遍存在^[6-7]。

因烃源岩生烃而累积的异常地层压力远大于不平衡压实作用引起的超压,并在青山口组的超压成因中起到了决定性的作用。前人的模拟实验分析表明,湖相烃源岩的有机质类型越好、有机质丰度和成熟度越高、烃源岩厚度越大,生烃增压效果越显著^[43]。齐家—古龙凹陷青山口组烃源岩的有机质类型主要为 I 型和 II₁ 型,其中,青一段和青二段的总有机碳(TOC)含量平均为 2.1%~6.2%,暗色泥页岩厚度为 90~340 m^[11,44],烃源岩的最高镜质体反射率(R_o)为 1.65%,具有很好的生烃潜力。结合埋藏史和超压分布特征分析,齐家—古龙凹陷青山口组的最大埋深曾超过 1 800 m,达到了生烃门限深度(约 1 500 m)^[23,45](图 10)。从青山口组经历的高古地温及其与现今地温的差异(图 6)来看,烃源岩层经历了差异的演化过程。平面上,青一段优质烃源岩的 R_o 分布在 1.0%~1.5%,与泥页岩的强超压区高度叠合;青二段+青三段烃源岩的 $R_o > 1.0\%$ 的区域与弱超压区相吻合。这表明生烃膨胀作用是造成现今地层超压在成因上存在区域性差异的主要原因(图 4、图 11)。

齐家—古龙凹陷 3 个次级研究区的超压成因及形成条件表现不同。在齐家凹陷北部, X80 井青一段现今的实测地层压力为 23.8 MPa,压力系数为 1.23;青一段钻遇劣质油页岩,在 1 890 m 深度处实测烃源岩的 R_o 为 0.71%,经历了最高古地温(约 130 °C),现仍处在大量生烃的初级阶段[图 10(c)]。由于 X80 井青

一段的页岩油气产出量极少,结合超压成因分析认为,其超压主要来自不平衡压实作用。X80 井的青二段+青三段多为泥质粉砂岩、粉砂岩和细砂岩,烃源岩呈薄层,生烃能力较弱,因此易出现干层,地层压力为常压。



注: K_1q_4 —下白垩统泉头组四段; K_2qn —上白垩统青山口组; K_2y —上白垩统姚家组; K_2n —上白垩统嫩江组; K_2s —上白垩统四方台组; K_2m —上白垩统明水组; Ey —古近系依安组; Nd —新近系大安组; Nt —新近系泰安组; R_o —镜质体反射率。

图 10 齐家—古龙凹陷典型单井青山口组埋藏史-热演化史
Fig. 10 Burial and thermal evolution history of Qingshankou Formation for representative wells in Qijia-Gulong sag

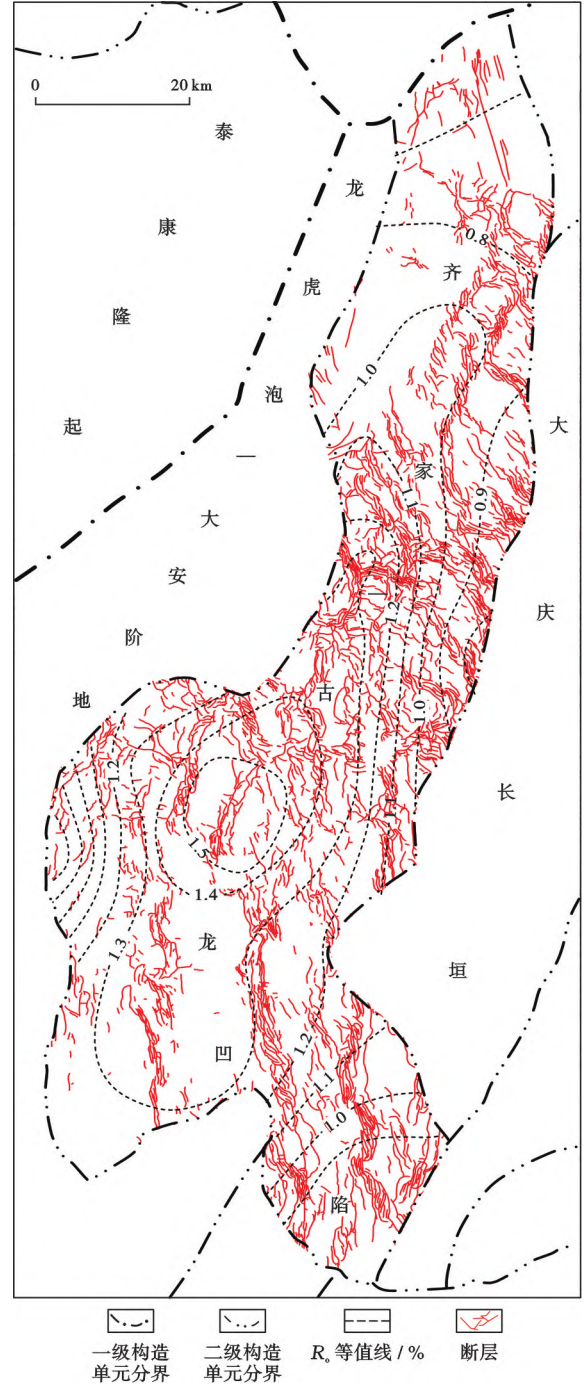


图 11 齐家—古龙凹陷泥页岩的 R_o 和断层分布特征
Fig. 11 R_o of shale and fault distribution in Qijia-Gulong sag

在齐家凹陷南部, X95 井青一段的实测地层压力为 33.1 MPa, 地层压力系数为 1.49, 2 203 m 深处的实测 R_o 为 1.03%, 表明其曾经历过生烃的中—高峰期, 这可为超压的生烃膨胀作用和不均衡压实作用混合成因提供佐证。

在古龙凹陷, X2 井青山口组的 R_o 分布在 1.21%~1.53%, 地层压力系数为 1.63, 处于原油逐渐裂解生成干气和轻烃阶段, 其超压的主要成因用生烃膨胀作用可合理解释。

4.3 超压的保存条件

古龙页岩的地层超压主要出现在 2 200~2 500 m 埋深处, 页岩厚度大于 140 m。在高古热流作用下, 这一埋深和厚度为烃源岩的持续生烃提供了条件^[46]。泥页岩的垂向低渗透性、非均质性和低砂泥比有助于侧向封堵和超压封存箱的形成, 从而有效保存超压。通过分析青山口组泥页岩层底部的“毛毛断层”与超压的分布关系发现: 古龙凹陷的强超压中心位于断裂带稀疏的区域, 断层之间存在一定的间距; 而在齐家凹陷南部, 虽然断裂带密集, 超压强度稍弱, 但仍存在强超压区(图 4、图 11)。这表明断裂带的疏密程度和断层间距对现今地层超压的重新分配影响有限。因此, 断层的稳定性成为分析超压保存条件的关键因素。前人的研究表明, 在现今穿透古龙页岩油层的断层中, 94% 属于稳定性好的断层^[47]。

进一步分析古龙页岩的单井数据可以发现, 页理缝的密度与地层压力系数之间存在相关性(图 12), 高产井中页岩油层的裂缝相对较发育, 这证实地层超压主要与流体保存密切相关。泥页岩异常高压区通常伴随着异常高压裂缝发育^[7, 48-49]。高流体压力能够维持、扩大已有裂缝并形成新裂缝^[25]。因此, 在异常高压区, 页理缝的发育与高压有重要联系。综上所述, 在泥页岩的低砂泥比、断层稳定性和页理缝发育是生烃增压作用下超压得以保存的重要因素。

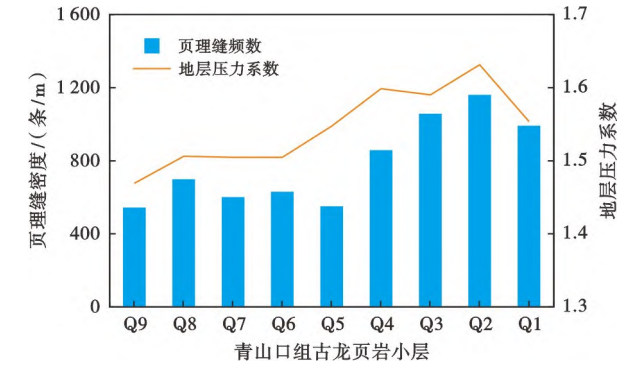


图 12 X8 井青山口组页岩各小层的页理缝密度与地层压力系数的关系
Fig. 12 Relationship between bedding fracture densities and formation pressure coefficients for small laminae of Qingshankou Formation shale in Well X8

Fig. 12 Relationship between bedding fracture densities and formation pressure coefficients for small laminae of Qingshankou Formation shale in Well X8

5 超压的油气地质意义

5.1 青二段、青三段油气成藏与超压的关系

厘清油气成藏模式是研究油气成藏机理的关键环节, 合理判识地层超压的成因可为油气成藏模式提供证据。古龙凹陷的青二段+青三段主要发育页岩型自生自储油藏, 其地层超压的成因主要为生烃膨胀作

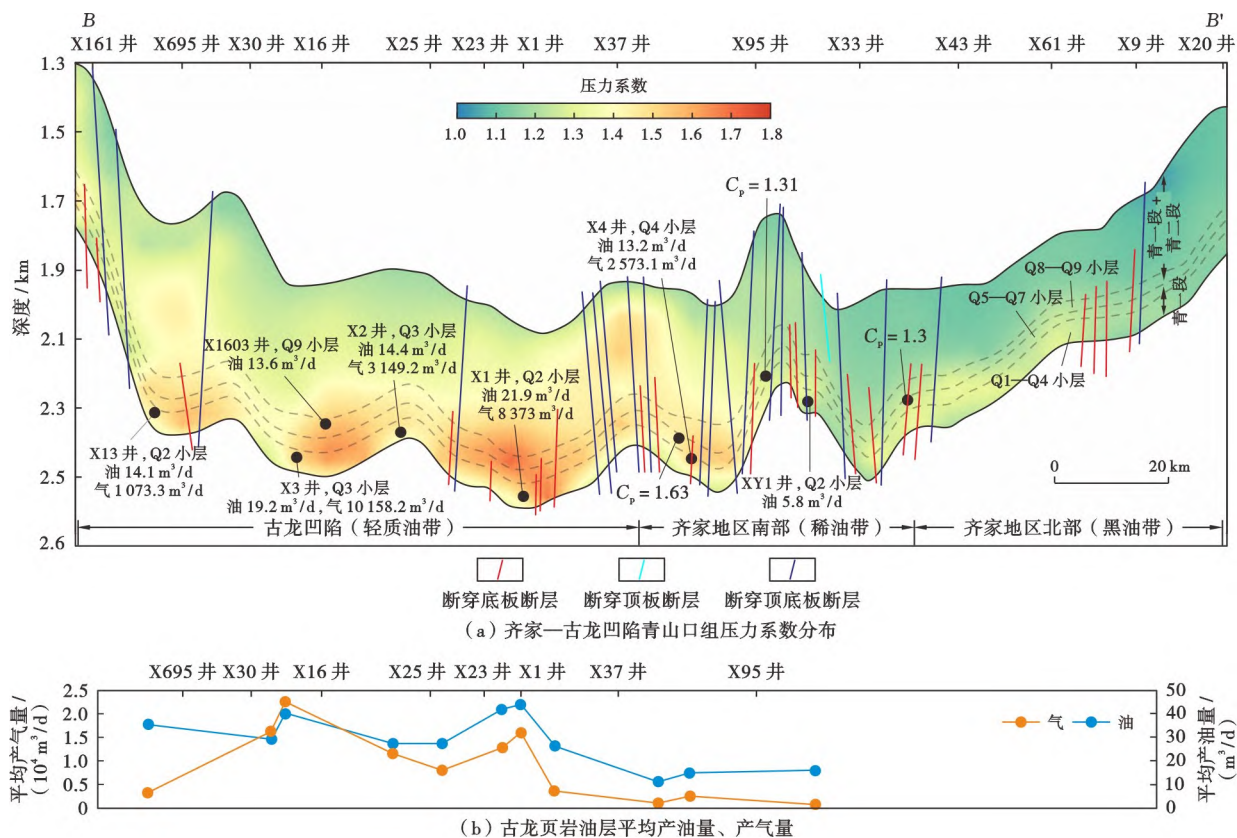
用(图6)。齐家凹陷南部的青二段+青三段则为夹层型页岩与致密砂岩储层^[50],其地层超压主要来自生烃膨胀作用和近源超压传递作用;超压环境使得自生自储型成藏模式与通过断层输导体系形成的下生上储型成藏模式的混合成为可能^[51]。相比之下,齐家凹陷北部以赋存常规砂岩油气藏为主^[52],储层中砂质含量增多导致其地层压力主要处于常压状态的可能性更大(图5)^[53]。

在齐家凹陷,青二段+青三段下部烃源岩仍处在生烃初期,因此在大规模油气成藏阶段,油源更可能来源于古龙凹陷中心和齐家凹陷南部的烃源岩,并形成自生自储型和旁生侧储型成藏模式。青二段上部+青三段高台子致密油层的油气成藏主要依赖断裂与砂体共同构成运移通道^[3],并在持续供烃作用下,超压环境促进烃类沿着断层等优势运移通道向连续性砂体侧向

运移,随后向齐家地区构造高部位的有效圈闭进行充注。在齐家凹陷南部,青二段+青三段高产致密油层的分布多与超压区对应^[49],而凹陷北部因缺乏有效运移通道则表现为常压区(图4)。

5.2 页岩油聚集模式与超压状态的匹配关系

青山口组页岩油的油质和储层类型以及油气日均产量,均与地层超压状态具有匹配关系。原油在平面上从古龙凹陷中心向齐家凹陷北部边缘,在纵向上从青一段至青三段,均呈现出页岩油、致密油、常规油的有序聚集特征^[3,54]。页岩油的油质类型由南向北呈轻质油—稀油—常规黑油的聚集特征^[55]。在古龙凹陷,轻质油产区的地层压力为弱超压—强超压状态,而在齐家凹陷,稀油带—常规黑油带的地层压力则以弱超压为主[图13(a)]。



注: K₂qn₁—青一段; K₂qn₂₊₃—青二段+青三段。

图13 齐家—古龙凹陷SN向青山口组地层压力系数的分布与油气日均产量(油质区域据文献^[55],剖面位置见图1)

Fig. 13 South-north trending formation pressure coefficient distribution and daily average oil-gas production of Qingshankou Formation in Qijia-Gulong sag

研究表明,轻质油区超压的形成是由于页岩中滞留的液态烃在高温高压下发生源内裂解,形成轻质油与页岩气所致^[56]。由于轻质页岩油难以突破储集层的阻力而在原位聚集形成自封闭成藏^[3,57],这导致现今地层的异常压力越高,油气产量也相应增加^[2,58-59][图13(b)、图14(b)]。因此,“弱超压—强

超压”压力封存箱结构成为齐家—古龙凹陷高产油气层的典型标志。

在古龙凹陷边缘,由于断穿顶、底板的断层曾为不稳定断层,油气会向上运移,加之生烃作用较弱,导致现今地层处于常压—弱超压状态。此外,相较于轻质页岩油,页岩气更容易发生运移,这解释了古龙凹陷中

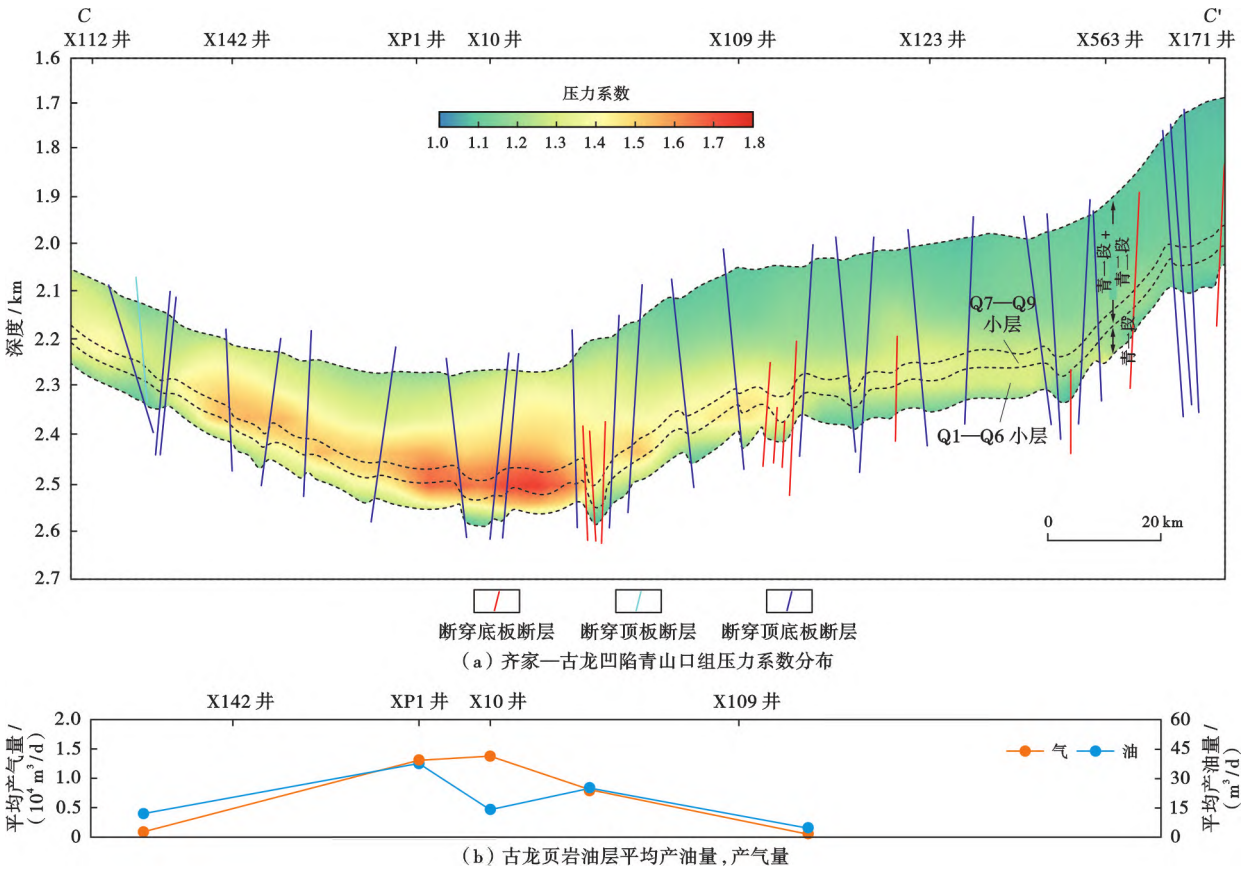


图 14 齐家—古龙凹陷 WE 向青山口组地层压力系数分布与油气日均产量(断层划分据文献[47];剖面位置见图 1)
Fig. 14 West-East trending formation pressure coefficient distribution and daily average oil-gas production of Qingshankou Formation in Qijia-Gulong sag

心不同区域的气油比不一致的现象[图 14(a)]。页岩油的源内裂解是导致古龙页岩油超压的主要原因,而源内微运移则是导致不同层段油气差异产出的关键。

5.3 页岩油成藏的动力学背景

页岩储层的超压主要来源于生烃作用,超压环境与滞留烃含量密切相关。泥页岩具有较强的生烃能力,能够通过生烃作用引起超压,改造微裂缝,形成潜在的超压裂缝。随着次生孔隙的增加,滞留烃量也会相应增加,从而导致孔隙中的流体压力上升^[2,60]。生烃模拟实验分析表明,烃源岩生烃作用可导致页岩层系源-储压差达 7~8 MPa^[61]。油气从页岩烃源岩层运移至常规储层中的过程主要受压差驱动。当生烃增压足以突破毛细管压力等运移阻力时,油气可能会在源-储界面以下的孔喉中充注^[62];反之,如果生烃增压不足以突破这些阻力,页岩油气则可能会在原位滞留成藏^[11]。

古龙凹陷的页岩油气成藏模式属于原位滞留成藏。在古龙页岩油层的超压区,稳定性断层并未影响超压的保存,由此推测在断层活动期后,油层中仍存在超压。断层的稳定性及超压累积效应是泥页岩层形成超压的关键。基于页岩油的成藏动力学背景,齐家—

古龙凹陷页岩油藏的超压研究进一步验证了超压环境在页岩油气的保存与运移中起着关键作用。

6 结 论

- (1) 齐家—古龙凹陷青山口组的超压分布特征在平面上具有差异性:超压主要分布于古龙凹陷中心,常压位于凹陷边缘斜坡区,负压则集中在齐家凹陷北部。
- (2) 齐家—古龙凹陷青山口组在纵向上存在 3 种压力封存箱结构:弱超压—强超压、常压—弱超压—强超压、常压—弱超压。这 3 种压力状态的分布区域分别对应古龙凹陷、齐家凹陷南部和北部。多级地层压力状态使得青山口组形成了独特的压力体系,表现出明显的纵向“层控”效应。
- (3) 齐家—古龙凹陷青山口组的超压在成因上具有区域差异性:古龙凹陷青山口组的超压成因主要为生烃膨胀作用;齐家凹陷南部青二段+青三段的超压为生烃膨胀作用和超压传递作用,而青一段则由不均压压实作用和生烃膨胀作用共同控制;齐家凹陷北部青一段的超压成因主要为不均压压实作用,青二段+青三段的超压成因为超压传递作用。

(4) 由南向北,生烃膨胀作用超压的贡献率由97%逐渐降低至3%;生烃膨胀作用是造成现今地层超压在成因上存在区域性差异的主要原因,泥页岩的低砂泥比、断层稳定性和页理缝发育是生烃增压作用下超压得以保存的重要因素。

(5) 合理判识地层超压的成因可为油气成藏模式提供支撑,并为高产油气藏预测提供科学依据。生烃膨胀作用主导了古龙凹陷青山口组页岩型自生自储油藏的形成。齐家—古龙凹陷不同区域的超压分布特征与页岩油、致密油和常规油的聚集模式高度匹配,“弱超压—强超压”压力封存箱结构是齐家—古龙凹陷高产油气层的典型标志。

符号注释: p_{mud} —根据泥浆密度数据计算的地层压力,MPa; ρ_{mud} —泥浆密度, g/cm^3 ; g —重力加速度,取值为 $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$; h —垂直深度,km; p —泥页岩地层压力,MPa; p_v —上覆岩层压力,MPa; p_n —正常地层孔隙压力,MPa; t_n —正常压实情况下的地层声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; t_s —同一深度的实际地层声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; C —伊顿指数,依据实测地层压力和泥浆密度等效地层压力来约束,研究区的取值范围为 $0.38 \sim 0.56$; C_p —地层压力系数; ρ —地层密度, g/cm^3 ; Δt —声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; A 、 B —常数,具有地区性,古龙凹陷的 A 、 B 分别取 1.43 和 0.42,齐家凹陷南部的 A 、 B 分别取 1.54 和 0.33,齐家凹陷北部的 A 、 B 分别取 1.70 和 0.24。

参考文献

- [1] 施立志,王卓卓,张革,等. 松辽盆地齐家地区致密油形成条件与分布规律[J]. 石油勘探与开发,2015,42(1):44-50.
SHI Lizhi, WANG Zhuozhuo, ZHANG Ge, et al. Distribution and formation of tight oil in Qijia area, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 44-50.
- [2] 何文渊,蒙启安,张金友. 松辽盆地古龙页岩油富集主控因素及分类评价[J]. 大庆石油地质与开发,2021,40(5):1-12.
HE Wenyuan, MENG Qi'an, ZHANG Jinyou. Controlling factors and their classification-evaluation of Gulong shale oil enrichment in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5): 1-12.
- [3] 张赫,王小军,贾承造,等. 松辽盆地北部中浅层全油气系统特征与油气成藏聚集模式[J]. 石油勘探与开发,2023,50(4):683-694.
ZHANG He, WANG Xiaojun, JIA Chengzao, et al. Total petroleum system and hydrocarbon accumulation model in shallow and medium strata in northern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 683-694.
- [4] 王文文,卢双舫,陈方文. 王府凹陷青山口组地层超压及油气运移深度研究[J]. 科学技术与工程,2012,12(30):7859-7863.
WANG Wenwen, LU Shuangfang, CHEN Fangwen. Research on overpressure in Qingshankou Formation of Wangfu depression and the depth of hydrocarbon migration[J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(30): 7859-7863.
- [5] 吴伟涛,赵靖舟,蒙启安,等. 松辽盆地齐家地区高台子油层致密砂岩油成藏机理[J]. 石油与天然气地质,2021,42(6):1376-1388.
WU Weitao, ZHAO Jingzhou, MENG Qi'an, et al. Accumulation mechanism of tight sandstone oil in Gaotaizi reservoir in Qijia area, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1376-1388.
- [6] 向才富,冯志强,吴河勇,等. 松辽盆地异常压力系统及其形成原因探讨[J]. 地质学报,2006,80(11):1752-1759.
XIANG Caifu, FENG Zhiqiang, WU Heyong, et al. Three abnormal pressure systems developed in the Songliao Basin, northeast China and their genesis[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(11): 1752-1759.
- [7] 雷振宇,解习农,孟元林,等. 松辽盆地齐家古龙-三肇凹陷超压对成岩作用的影响[J]. 地球科学(中国地质大学学报),2012,37(4):833-842.
LEI Zhenyu, XIE Xinong, MENG Yuanlin, et al. Effecting of overpressures on diagenesis in the Qijia-Gulong-Sanzhao depression of Songliao Basin[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2012, 37(4): 833-842.
- [8] 刘阿男. 松辽盆地北部泥岩超压的形成与演化史研究[D]. 大庆:大庆石油学院,2009.
LIU A'nan. Research on formation and evolution of mudstone overpressure in the north of Songliao Basin[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2009.
- [9] 姜玲,张秀云,马晓红. 松辽盆地北部青一段泥岩超压及意义[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(3):25-28.
JIANG Long, ZHANG Xiuyun, MA Xiaohong. K1QN1 mudstone overpressure in north Songliao Basin and its significance[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(3): 25-28.
- [10] 任丽华,代俊杰,林承焰,等. 松辽盆地扶新隆起带南部青山口组超压特征及油气地质意义[J]. 天然气地球科学,2017,28(7):1020-1030.
REN Lihua, DAI Junjie, LIN Chengyan, et al. Characteristics of overpressure and its geological significance for hydrocarbon of Qingshankou Formation in southern Fuxin uplift, Songliao Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(7): 1020-1030.
- [11] 王永卓,王瑞,代旭,等. 松辽盆地古龙页岩油水平井箱体开发设计方法[J]. 大庆石油地质与开发,2021,40(5):157-169.
WANG Yongzhuo, WANG Rui, DAI Xu, et al. Compartment development design method of horizontal well for Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5): 157-169.
- [12] 申家年,丛永山,毛立全,等. 松辽盆地古龙凹陷葡萄花油层超压成因[J]. 地质科学,2009,44(2):502-512.
SHEN Jianian, CONG Yongshan, MAO Liqun, et al. Mechanism of Putaohua oil layer's overpressure the Gulong sag, Songliao Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2009, 44(2): 502-512.
- [13] 赵靖舟,李军,徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报,2017,38(9):973-998.
ZHAO Jingzhou, LI Jun, XU Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(9): 973-998.
- [14] 徐泽阳,赵靖舟,李军. 松辽盆地长垣地区白垩系青山口组一段有机质含量对超压分析的影响及校正方法[J]. 石油与天然气地质,2019,40(4):938-946.
XU Zeyang, ZHAO Jingzhou, LI Jun. The impact of organic matter content on overpressure analysis and its correction method in

- the first Member of Cretaceous Qingshankou Formation, Placenticline area, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 938-946.
- [15] TINGAY M R P, MORLEY C K, LAIRD A, et al. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(4): 639-672.
- [16] 侯志强, 张书平, 李军, 等. 西湖凹陷中部西斜坡地区超压成因机制[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1059-1068.
- HOU Zhiqiang, ZHANG Shuping, LI Jun, et al. Genetic mechanism of overpressures in the west slope of central Xihu sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1059-1068.
- [17] LI Jun, ZHAO Jingzhou, HOU Zhiqiang, et al. Origins of overpressure in the central Xihu depression of the East China Sea shelf basin[J]. AAPG Bulletin, 2021, 105(8): 1627-1659.
- [18] 张向涛, 李军, 向绪洪, 等. 珠江口盆地深水白云凹陷超压成因机制及其勘探意义[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 41-57.
- ZHANG Xiangtao, LI Jun, XIANG Xuhong, et al. Genetic mechanism of overpressure and its significance on petroleum exploration in Baiyun sag in the deep water zone of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 41-57.
- [19] KATZ B, LIN Fang. Lacustrine basin unconventional resource plays: key differences[J]. Marine & Petroleum Geology, 2014, 56: 255-265.
- [20] 孙龙德. 古龙页岩油(代序)[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 1-7.
- SUN Longde. Gulong shale oil (preface)[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 1-7.
- [21] 何文渊, 柳波, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油地质特征及关键科学问题探索[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 49-62.
- HE Wenyuan, LIU Bo, ZHANG Jinyou, et al. Geological characteristics and key scientific and technological problems of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 49-62.
- [22] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.
- JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [23] 陈方文, 卢双舫, 丁雪. 松辽盆地齐家—古龙凹陷中浅层烃源岩生烃量评价[J]. 沉积学报, 2014, 32(6): 1181-1187.
- CHEN Fangwen, LU Shuangfang, DING Xue. Evaluation on hydrocarbon-generation amount of middle-shallow source rocks of Qijia-Gulong depression in Songliao Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1181-1187.
- [24] 冯子辉, 方伟, 李振广, 等. 松辽盆地陆相大规模优质烃源岩沉积环境的地球化学标志[J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 41(9): 1253-1267.
- FENG Zihui, FANG Wei, LI Zhengguang, et al. Depositional environment of terrestrial petroleum source rocks and geochemical indicators in the Songliao Basin[J]. Science China Earth Sciences, 2011, 54(9): 1304-1317.
- [25] 陈彬滔, 潘树新, 方乐华, 等. 松辽盆地齐家—古龙凹陷青山口组泥页岩层段储层特征[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 298-308.
- CHEN Bintaoy, PAN Shuxin, FANG Lehua, et al. Reservoir characteristics of mudstone (shale) interval in the Qingshankou Formation, Qijia-Gulong sag, Songliao Basin, Northeast China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 298-308.
- [26] 邵翌一, 吴河勇, 梁晓东, 等. 松辽盆地中浅层幕式排烃与断距增长耦合[J]. 地球科学, 2019, 44(2): 551-558.
- SHAO Zhaoyi, WU Heyong, LIANG Xiaodong, et al. Coupling characteristics between episodic hydrocarbon expulsion and fault throw increase for middle-shallow formations in Songliao Basin[J]. Earth Science, 2019, 44(2): 551-558.
- [27] EATON B A. The equation for geopressure prediction from well logs[R]. SPE 5544, 1975.
- [28] 杨振平, 吴波, 王勇. Eaton法预测M油田地层孔隙压力[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(9): 181-182.
- YANG Zhenping, WU Bo, WANG Yong. Application of Eaton method in predicting the formation pore pressure of M oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(9): 181-182.
- [29] 李伟, 喻梓靓, 王雪柯, 等. 中国含油气盆地深层、超深层超压盖层成因及其与超大型气田的关系[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 11-21.
- LI Wei, YU Ziliang, WANG Xueke, et al. Formation mechanisms of deep and ultra-deep overpressure cap rocks and their relationships with super large gas fields in the petroliferous basins of China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 11-21.
- [30] 鲁雪松, 赵孟军, 张凤奇, 等. 准噶尔盆地南缘前陆冲断带超压发育特征、成因及其控藏作用[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 859-870.
- LU Xuesong, ZHAO Mengjun, ZHANG Fengqi, et al. Characteristics, origin and controlling effects on hydrocarbon accumulation of overpressure in foreland thrust belt of southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 859-870.
- [31] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89-95.
- [32] BOWERS G L. Determining an appropriate pore-pressure estimation strategy [C]// Offshore Technology Conference. Houston: OTC, 2001: 1-14.
- [33] LI Jun, ZHOU Jingzhou, WEI Xinshan, et al. Origin of abnormal pressure in the Upper Paleozoic shale of the Ordos Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 110: 162-177.
- [34] LI Chao, LUO Xiaorong, ZHANG Likuan, et al. Overpressure generation mechanisms and its distribution in the Paleocene Shahejie Formation in the Linnan sag, Huimin depression, Eastern China[J]. Energies, 2019, 12(16): 3183.
- [35] 张凤奇, 王震亮, 钟红利, 等. 沉积盆地主要超压成因机制识别模式及贡献[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1151-1158.
- ZHANG Fengqi, WANG Zhenliang, ZHONG Hongli, et al. Recognition model and contribution evaluation of main overpressure formation mechanisms in sedimentary basins[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1151-1158.
- [36] 王盼, 刘挺, 唐峰. 基于Gardner公式的岩石密度优化算法[J]. 录井工程, 2016, 27(4): 12-15.
- WANG Pan, LIU Ting, TANG Feng. Rock density optimization algorithm based on Gardner formula[J]. Mud Logging Engineering, 2016, 27(4): 12-15.
- [37] 刘桃, 刘景东. 欠压实与流体膨胀成因超压的定量评价[J]. 石油学报, 2018, 39(9): 971-979.
- LIU Tao, LIU Jingdong. Quantitative evaluation on overpressure generated from undercompaction and fluid expansion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(9): 971-979.

- [38] BURST J F. Diagenesis of gulf coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration[J]. AAPG Bulletin, 1969, 53(1): 73-93.
- [39] 安天下. 松辽盆地梨树断陷白垩系营城组—沙河子组超压特征及其对成岩作用的影响[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(1): 65-76. AN Tianxia. Characteristics of overpressure in Cretaceous Yingcheng-Shahezi Formation and its effect on diagenesis in Lishu fault sag, Songliao Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(1): 65-76.
- [40] 蒋有录, 王鑫, 于倩倩, 等. 渤海湾盆地含油气凹陷压力场特征及与油气富集关系[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1361-1369. JIANG Youlu, WANG Xin, YU Qianqian, et al. Pressure field characteristics of petroliferous depressions and its relationship with hydrocarbon enrichment in Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1361-1369.
- [41] GAO Yuan, IBARRA D E, RUGENSTEIN J K C, et al. Terrestrial climate in mid-latitude East Asia from the latest Cretaceous to the earliest Paleogene: a multiproxy record from the Songliao Basin in northeastern China[J]. Earth-Science Reviews, 2021, 216: 103572.
- [42] 舒良树, 慕玉福, 王伯长. 松辽盆地含油气地层及其构造特征[J]. 地层学杂志, 2003, 27(4): 340-347. SHU Liangshu, MU Yufu, WANG Baichang. The oil-gas-bearing strata and the structural features in the Songliao Basin, NE China[J]. Journal of Stratigraphy, 2003, 27(4): 340-347.
- [43] 马卫, 李剑, 王东良, 等. 烃源岩排烃效率及其影响因素[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1742-1751. Ma Wei, LI Jian, WANG Dongliang, et al. Hydrocarbon expulsion efficiency of source rocks and its influencing factors[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1742-1751.
- [44] 王玉华, 梁江平, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油资源潜力及勘探方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 20-24. WANG Yuhua, LIANG Jiangping, ZHANG Jinyou, et al. Resource potential and exploration direction of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 20-24.
- [45] 卢双舫, 许凤鸣, 申家年, 等. 松辽盆地齐家—古龙凹陷凝析油气藏成因[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2007, 32(2): 209-212. LU Shuangfang, XU Fengming, SHEN Jianian, et al. Origin of condensate oil/gas reservoir: a case study in Qijia-Gulong depression of Songliao Basin[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2007, 32(2): 209-212.
- [46] 唐博宁, 邱楠生, 朱传庆, 等. 松辽盆地岩石热导率柱及古地温场分布特征[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(1): 26-35. TANG Boning, QIU Nansheng, ZHU Chuanqing, et al. Thermal conductivity column of rocks and distribution characteristics of paleo-geothermal field in Songliao Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(1): 26-35.
- [47] 王跃文, 陈百军, 陈均亮, 等. 松辽盆地古龙页岩油层顶底板断层封闭性及油气聚集有利区优选[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(3): 53-67. WANG Yuewen, CHEN Baijun, CHEN Junliang, et al. Roof and floor faults seal of Gulong shale oil reservoir in Songliao Basin and optimization of favorable areas for oil and gas accumulation[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(3): 53-67.
- [48] 丁文龙, 张博闻, 李泰明. 古龙凹陷泥岩非构造裂缝的形成[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 50-54. DING Wenlong, ZHANG Bowen, LI Taiming. Formation of non-tectonic fractures in mudstones in Gulong depression[J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 50-54.
- [49] 李霞, 周灿灿, 赵杰, 等. 泥页岩油藏测井评价新方法——以松辽盆地古龙凹陷青山口组为例[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(3): 57-65. LI Xia, ZHOU Cancan, ZHAO Jie, et al. New logging evaluation method for shale reservoirs: taking Qingshankou Formation in Gulong sag of Songliao Basin for instance[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(3): 57-65.
- [50] 张磊. 齐家—古龙凹陷高台子油层致密储层成岩特征及有利勘探区预测[D]. 大庆: 东北石油大学, 2019. ZHANG Lei. Diagenetic characteristics of the tight reservoir and the favorable exploration area forecast of Gaotazi tight oil layer in Qijia-Gulong sag[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019.
- [51] 张婧雅. 松辽盆地齐家地区高台子致密储层成藏有效性研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2020. ZHANG Jingya. Research on effectiveness of oil accumulation in Gaotazi tight sandstone reservoir in Qijia area, Songliao Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2020.
- [52] 蒙启安, 白雪峰, 张文婧, 等. 松辽盆地北部西部斜坡石油成藏特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 236-246. MENG Qi'an, BAI Xuefeng, ZHANG Wenjing, et al. Accumulation and exploration of petroleum reservoirs in west slope of northern Songliao Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 236-246.
- [53] 巨世昌. 松辽盆地齐家地区高台子油层致密油成藏动力研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2015. JU Shichang. Tight oil reservoir forming-dynamic of Gaotazi oil layer in Qijia area, the Songliao Basin[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2015.
- [54] 张水昌, 张斌, 王晓梅, 等. 松辽盆地古龙页岩油富集机制与常规——非常规油有序分布[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(5): 911-923. ZHANG Shuichang, ZHANG Bin, WANG Xiaomei, et al. Gulong shale oil enrichment mechanism and orderly distribution of conventional-unconventional oils in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(5): 911-923.
- [55] 赵文智, 卞从胜, 李永新, 等. 陆相页岩油可动烃富集因素与古龙页岩油勘探潜力评价[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 455-467. ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Enrichment factors of movable hydrocarbons in lacustrine shale oil and exploration potential of shale oil in Gulong sag, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 455-467.
- [56] 蒙启安, 林铁锋, 张金友, 等. 页岩油原位成藏过程及油藏特征——以松辽盆地古龙页岩油为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(3): 24-37. MENG Qi'an, LIN Tiefeng, ZHANG Jinyou, et al. In-situ accumulation process and reservoir characteristics of shale oil: a case study of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(3): 24-37.
- [57] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用

- 与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437-452.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437-452.
- [58] 李奎周, 陈树民, 赵海波, 等. 松辽盆地青山口组泥页岩孔隙压力预测方法及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(6): 7-12.
- LI Kuizhou, CHEN Shumin, ZHAO Haibo, et al. Predicting method of the pore pressure in Qingshankou-Formation mud shale of Songliao Basin and its application[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(6): 7-12.
- [59] 付晓飞, 石海东, 蒙启安, 等. 构造和沉积对页岩油富集的控制作用——以松辽盆地中央坳陷区青一段为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 56-71.
- FU Xiaofei, SHI Haidong, MENG Qi'an, et al. Controlling effects of the structure and deposition on the shale oil enrichment: taking Formation Qn₁ in the central depression of Songliao Basin as an instance[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 56-71.
- [60] 包友书. 济阳拗陷超压和应力场对页岩油富集的影响[J]. 断块油气田, 2018, 25(5): 585-588.
- BAO Youshu. Influence of overpressure and stress on shale oil enrichment in Jiyang depression[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(5): 585-588.
- [61] 胡素云, 赵文智, 候连华, 等. 中国陆相页岩油发展潜力与技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 819-828.
- HU Suyun, ZHAO Wenzhi, HOU Lianhua, et al. Development potential and technical strategy of continental shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 819-828.
- [62] 郑民, 李建忠, 王文广, 等. 致密储层石油充注成藏过程分析: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 地球科学, 2018, 43(10): 3719-3732.
- ZHENG Min, LI Jianzhong, WANG Wenguang, et al. Analysis of oil charging and accumulation processes in tight reservoir beds: a case study of Lucaogu Formation in Jimsar sag of Junggar Basin, NW China[J]. Earth Science, 2018, 43(10): 3719-3732.
- (收稿日期 2024-03-31 改回日期 2024-10-13 编辑 雷永良)
-
- (上接第 1727 页)
- [24] 席胜利, 闫伟, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地天然气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 33-51.
- XI Shengli, YAN Wei, LIU Xinshe, et al. New fields, new types and resource potentials of natural gas exploration in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 33-51.
- [25] 朱光有, 姜华, 黄士鹏, 等. 中国海相油气成藏理论新进展与超大型油气区预测[J/OL]. 石油学报, (2023-06-26). <https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?urlId=11.2128.TE.20230625.1736.002&uniplatform=NZKPT>.
- ZHU Guangyou, JIANG Hua, HUANG Shipeng, et al. New progress of marine hydrocarbon accumulation theory and prediction of super large oil and gas areas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, (2023-06-26). <https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?urlId=11.2128.TE.20230625.1736.002&uniplatform=NZKPT>.
- [26] 陈平, 李明瑞, 李维, 等. 鄂尔多斯盆地东部高家堡地区下古生界断裂分层变形特征及形成机制[J]. 石油实验地质, 2024, 46(3): 542-552.
- CHEN Ping, LI Mingrui, LI Wei, et al. Characteristics and formation mechanism of stratified deformation of Lower Paleozoic faults in Gaojiapu area, eastern Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(3): 542-552.
- [27] 徐兴雨, 王伟锋. 鄂尔多斯盆地隐性断裂识别及其控藏作用[J]. 地球科学, 2020, 45(5): 1754-1768.
- XU Xingyu, WANG Weifeng. The recognition of potential fault zone in Ordos Basin and its reservoir control[J]. Earth Science, 2020, 45(5): 1754-1768.
- [28] 任战利, 于强, 崔军平, 等. 鄂尔多斯盆地热演化史及其对油气的控制作用[J]. 地学前缘, 2017, 24(3): 137-148.
- REN Zhanli, YU Qiang, CUI Junping, et al. Thermal history and its controls on oil and gas of the Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(3): 137-148.
- [29] 鲁新便, 胡文革, 汪彦, 等. 塔河地区碳酸盐岩断溶体油藏特征与开发实践[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 347-355.
- LU Xinbian, HU Wenge, WANG Yan, et al. Characteristics and development practice of fault-karst carbonate reservoirs in Tahe area, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 347-355.
- [30] 焦方正. 塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩断溶体油气藏发现意义与前景[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(2): 207-216.
- JIAO Fangzheng. Significance and prospect of ultra-deep carbonate fault-karst reservoirs in Shunbei area, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 207-216.
- [31] 程洪, 汪彦, 鲁新便. 塔河地区深层碳酸盐岩断溶体圈闭类型及特征[J]. 石油学报, 2020, 41(3): 301-309.
- CHENG Hong, WANG Yan, LU Xinbian. Classifications and characteristics of deep carbonate fault-karst trap in Tahe area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(3): 301-309.
- (收稿日期 2024-07-19 改回日期 2024-08-23 编辑 雷永良)