



引文格式: 祁妙, 王震亮, 王晨, 等. 白云凹陷深层压实作用和超压成因讨论及其对深层流体运聚的影响[J]. 西北地质, 2024, 57(1): 151-164. DOI: 10.12401/j.nwg.2023200

Citation: QI Miao, WANG Zhenliang, WANG Chen, et al. Study on Deep Compaction and Formation of Overpressure in Baiyun Depression[J]. Northwestern Geology, 2024, 57(1): 151-164. DOI: 10.12401/j.nwg.2023200

白云凹陷深层压实作用和超压成因讨论及其对深层流体运聚的影响

祁妙^{1,2}, 王震亮^{1,2,*}, 王晨^{1,2}, 闫昕宇^{1,2}, 何星辰^{1,2}

(1. 西北大学地质学系, 陕西 西安 710069; 2. 西北大学, 大陆动力学国家重点实验室, 陕西 西安 710069)

摘要: 珠江口盆地白云凹陷含有丰富的油气资源, 勘探潜力巨大。深层目的层发育强烈的超压, 文中对白云凹陷深层的超压成因及压实作用进行研究; 利用三维地震资料和地球物理测井资料对白云凹陷深层的超压详细了解, 利用综合压实曲线方法和盆地模拟技术对钻、测井资料进行处理, 分析深层的异常压力成因。以分区块、分层位的原则总结压力分布规律和异常高压产生的原因, 并利用流体势的评价手段对白云凹陷深层油气的运聚进行预测, 为白云凹陷下一步的勘探部署提供依据。研究认为: 白云凹陷发育超压的区块主要有主洼中心、主洼东、主洼西南、北坡(以超压发育规模排序); 深层超压发育在珠海组及以下地层, 不同层位超压成因的贡献亦不相同。其中, 恩平组超压成因主要为压实作用增压和生烃增压, 而珠海组异常压力主要来源则是压实作用增压与传递型超压。不同区块的欠压实作用不同。此外, 受地热等因素影响, 各区块发育的化学压实作用不同。由于主洼发育较强的超压, 气势较大, 东洼和西洼等小洼陷在晚期也形成了气势高值区; 主洼-北坡、主洼-西南部和主洼东由于地势较高而形成了明显的气势低值区。恩平组气势梯度较大的区域逐渐向斜坡带和低隆起上扩张, 有利于油气晚期向北坡和主洼东部等地区运移。

关键词: 白云凹陷; 异常压力; 超压成因; 压实作用; 油气运聚

中图分类号: P618.130.1

文献标志码: A

文章编号: 1009-6248(2024)01-0151-14

Study on Deep Compaction and Formation of Overpressure in Baiyun Depression

QI Miao^{1,2}, WANG Zhenliang^{1,2,*}, WANG Chen^{1,2}, YAN Xinyu^{1,2}, HE Xingchen^{1,2}

(1. Department of Geology, Northwestern University, Xi'an 710069, Shaanxi, China; 2. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwestern University, Xi'an 710069, Shaanxi, China)

Abstract: Baiyun sag in the Pearl River Mouth Basin is rich in oil and gas resources and has great exploration potential. The development of strong overpressure in the deep target layer is studied in this article, focusing on the causes and compaction effects of overpressure in the deep Baiyun depression; Using 3D seismic data and

收稿日期: 2023-05-12; 修回日期: 2023-11-23; 责任编辑: 曹佰迪

基金项目: 国家自然科学基金青年基金项目“白云凹陷新生代深源流体活动对能量场的影响及其油气运聚效应”(42102169)资助。

作者简介: 祁妙(2000-), 女, 硕士研究生, 主要从事油气运移与成藏动力与输导格架研究。E-mail: 1252699311@qq.com。

* 通讯作者: 王震亮(1966-), 男, 博士, 教授, 主要从事国内外油气运移和成藏、CO₂地质封存研究。E-mail: wangzl@nwu.edu.cn。

geophysical logging data to gain a detailed understanding of the deep overpressure in Baiyun depression, using comprehensive compaction curve method and basin simulation technology to process drilling and logging data, and analyzing the causes of abnormal pressure in the deep layers. Summarize the pressure distribution pattern and the causes of abnormal high pressure based on the principles of zoning and layering, and use fluid potential evaluation methods to predict the migration and accumulation of deep oil and gas in Baiyun Depression, providing a basis for the next exploration deployment in Baiyun Depression. Research suggests that the areas where overpressure develops in the Baiyun Depression mainly include the center of the main depression, the east of the main depression, the southwest of the main depression, and the north slope (sorted by the scale of overpressure development); Deep overpressure develops in the Zhuhai Formation and below; The contribution of overpressure causes in different layers is also different; Among them, the main causes of overpressure in the Enping Formation are compaction pressurization and hydrocarbon generation pressurization, while the main sources of abnormal pressure in the Zhuhai Formation are compaction pressurization and transfer type overpressure. The undercompaction effect varies among different blocks. In addition, influenced by factors such as geothermal energy, the chemical compaction processes developed in each block are different. Due to the strong development of overpressure in the main depression. Therefore, the momentum is relatively high, and small depressions such as Dongwa and Xiwa also formed high-value areas of momentum in the late stage; The main depression to the north slope, the main depression to the southwest, and the main depression to the east have formed obvious low value areas due to their high terrain. The areas with larger gas gradients in the Enping Formation gradually expand towards the slope zone and low uplift, which is conducive to the migration of oil and gas towards the northern slope and the eastern part of the main depression in the later stage.

Keywords: Baiyun depression; abnormal pressure; formation of overpressure; compaction; hydrocarbon migration and accumulation

21 世纪以来,随着世界经济的快速发展,人们对油气等能源需求日益增大,而国内常规油气资源相对缺乏,供需矛盾逐渐恶化,也对国内的油气勘探水平提出较高要求,油气勘探领域也随之向深层、深水、超深水、致密油气藏进军。深层油气资源成为当前和未来油气勘探发展的最重要领域之一(Dyman et al., 2002; 邹才能等, 2010; 贾承造等, 2015; 刘树根等, 2022; 唐玮玮等, 2022)。多年来的勘探实践证实白云凹陷为富生烃洼陷,生烃规模巨大。2006 年发现中国第一个深水大气田——荔湾 3-1 气田,是中国油气勘探史上的里程碑,掀开了中国深海勘探的序幕,白云凹陷深水油气勘探进入了历史舞台(米立军等, 2019)。

大多数含油气的沉积盆地中存在有异常压力,不同地区发育的异常压力不尽相同,异常高压的存在可有效抑制有机质热演化、保护储集空间,增强盖层封闭性,并成为油气运移的重要动力,这为深层油气藏形成、保存提供了更为有利的条件(郝芳等, 2002; 李明诚, 2004; 贾承造等, 2015; Luo et al., 2016)。当深部热流体进入盆地深层,可以使地层温度得到快速提高,促进烃源岩生烃(郝芳等, 1996),并可能传递超压,促进烃源岩排烃(王震亮, 2002),直接或间接地参与成

藏过程(李明诚, 1999)。白云凹陷的现今地层压力主要表现为浅层正常压力和深层超压(郭志峰等, 2012)。其中,超压主要分布在白云主洼、西洼以及东洼的文昌组与恩平组。由于海上钻井难度较大,成本高。尤其是白云凹陷的地质背景较为特殊。国内外学者对白云凹陷深层的超压成因研究、成藏特征及其影响方面没有深入研究。对下部成藏组合储集层超压形成机制的研究较少。

笔者通过对重点探井实测地层压力、钻测井资料的处理和岩心样品等资料,分析深层超压在纵向(单井)上和横向(平面)上的分布规律,在对超压成因及其贡献率进行定量判识和数值模拟计算的基础上,讨论超压形成原因及差异分布的形成原因,探讨不同成因造成的超压发育演化对深层油气运聚的控制作用,为研究区的下一步勘探部署提供依据。

1 白云凹陷地质概况

1.1 地质背景

白云凹陷位于珠二坳陷(南海北部珠江口盆地南部坳陷带)的深水区,是珠江口盆地发育最完整的巨

型凹陷, 勘探面积超过 20 000 km², 充填地层为新生界。白云凹陷现主要包括白云主洼、白云西洼、白云东洼和白云南洼等 4 个次一级洼, 其北邻番禺低隆起、南连云荔低隆起、西接云开低凸起。最大沉积厚度超过 10 000 m, 水深为 300~2 000 m(图 1), 整体走向近南北向。现今探明油气藏主要出现在番禺低隆起及白云东洼和白云南洼地区(图 1)。番禺低隆起附近水深最浅。由番禺低隆起向西南区块, 水深逐渐加深。凹陷出现多个基底断裂, 白云主洼到白云西南洼出现 5~10 条明显基底断裂(图 1)。

1.2 沉积特征

白云凹陷自下而上发育文昌组、恩平组、珠海组、珠江组、韩江组、粤海组和万山组 7 套地层; 其中 T₈₀、T₇₀、T₆₀、T₄₀、T₃₂、T₃₀、T₂₀ 分别代表这 7 套地层的顶界面, Tg 代表白垩系的顶面。浅层目的层主要出现在珠江组, 深层目的层主要出现在珠海组和恩平组。珠海组及以下地层被称为深层, 且珠海组顶底面均发育不整合, 中上部发育陆架坡折带形成三角洲进积型层序组合, 珠海组底部主要是海侵形成的上超沉积。其中, 文昌组主要发育湖泊相沉积, 是白云凹陷很好的烃源岩层系, 恩平组主要发育浅海-三角洲相沉积, 珠海组主要发育浅海-三角洲相沉积。在新生代, 白云凹陷

深层地层先后发生了珠琼运动一幕、二幕, 南海运动和白云运动等构造运动。经历了 3 个断陷期、坳陷期和断块升降期构造演化阶段, 形成了 3 层的盆地结构(图 2)。

恩平组、珠海组和珠江组是白云凹陷深层主要的储集层, 主要发育砂岩。深层地层沉积厚度可达 5 000 m, 且白云凹陷中心-白云主洼区块的沉积速率极大; 泥质含量亦较高, 在大段泥岩发育和较大沉积速率的共同加持下, 白云凹陷极易发生机械压实增压的情况。欠压实增压也是白云凹陷深层超压的主要原因之一。

2 压力发育特征

白云凹陷的现今地层压力主要表现为浅层正常压力和深层超压(郭志峰等, 2012)。深层的超压不同区块发育不尽相同, 主要分布在白云凹陷的主洼、西洼区块; 白云凹陷东洼的恩平组和文昌组发育超压。下文单井实测压力及平面压力分布均有证实。

2.1 底辟带发育

白云凹陷面积大、在穿越凹陷中心的南东向地震剖面上, 可见分布的底辟构造(图 3)。泥底辟根部发源于新统一始新统文昌组、恩平组, 垂向向上延伸进

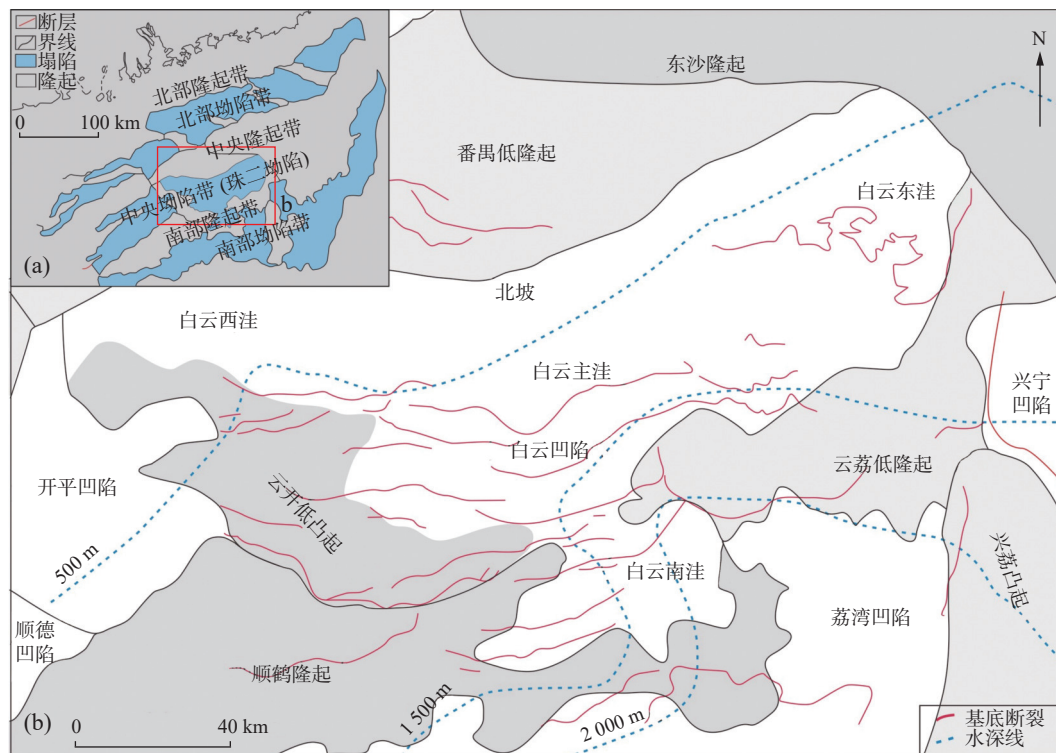


图1 白云凹陷及周边构造区划图

Fig. 1 Zoning map of Baiyun depression and its surrounding structures

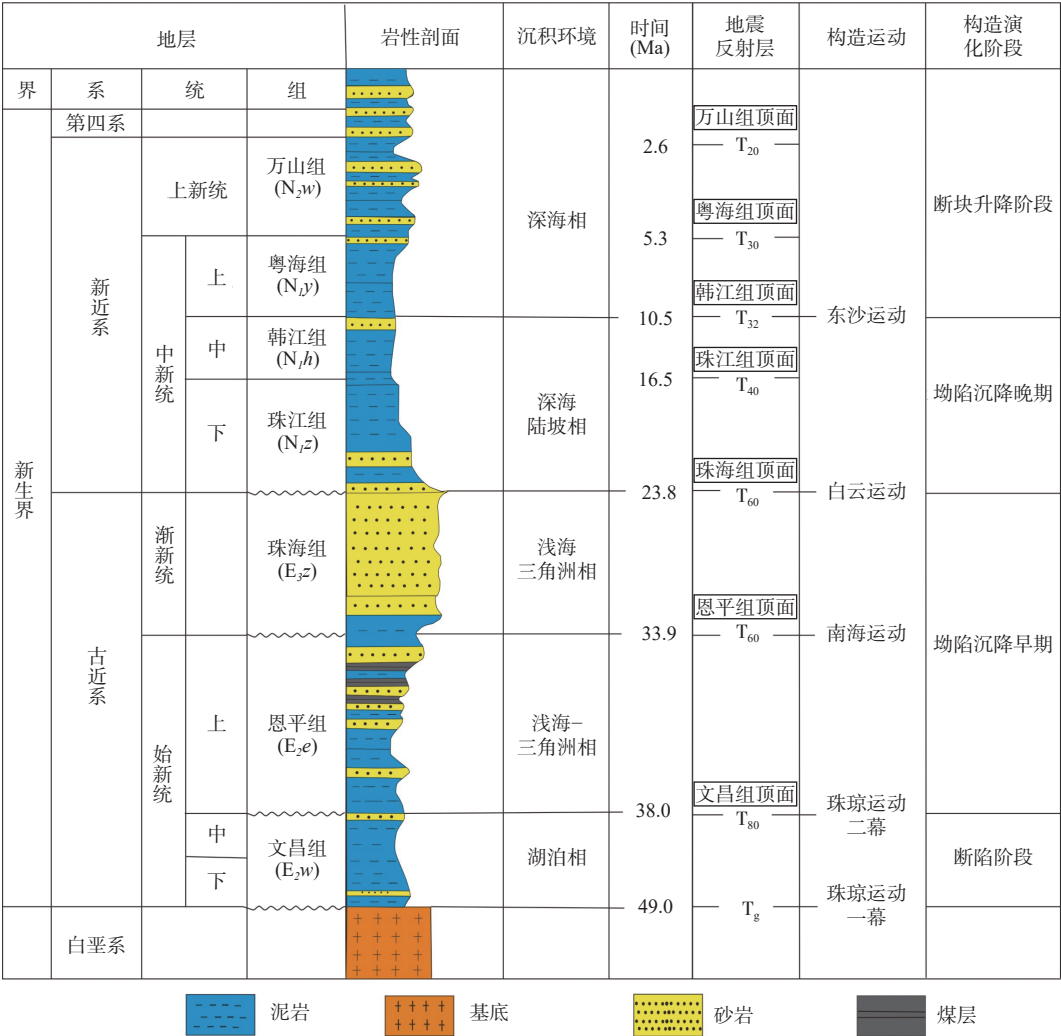


图2 白云凹陷地层综合柱状图
Fig. 2 Comprehensive histogram of Baiyun depression strata

上中新统—第四系。

从白云凹陷主洼的地震剖面可以明显看到 BY-3 井周围的泥岩底辟带,该底辟带深部可达海底,深层发育较强的超压,其超压主要发育与主洼珠海组及以下的深部地层中。且白云凹陷快速沉降和充填,具备底辟构造的发育条件。底辟构造主要发育于凹陷中心,底辟幅度最大可达 8 km。底辟构造的存在,甚至直达海底,说明凹陷中心曾经蕴育着高温、超压系统。而今地层以正常压力为特征,说明白云凹陷随着底辟活动,曾发生过强烈泄压作用。泥底辟存在的主要原因是:多期构造运动引起的断裂活动及超压释放,导致在底辟带内流体发生快速泄放的过程中,CO₂ 等流体通过沟源断裂和泥底辟不断从深部高温层运移到浅部温度较低层(王家豪等,2006)。

2.2 实测单井数据

本研究收集了白云凹陷 20 余口钻井的实测压力数据,为深层压力研究提供实测数据。数据主要集中在 1 500~4 500 m 深度范围之内,该深度范围主要位于深层珠海组及以下地层,平面上主要分布在主洼、主洼东和番禺低隆起等区块。统计单井实测压力数值和计算单井剩余压力之后,分析了研究区单井压力及不同区块实测异常压力的分布。得知:白云凹陷周缘低隆起上的大部分钻井发育常压,同一深度范围或同一层位上,不同构造位置发育的异常压力也不同,其中平面地层压力分布上,主洼区块的超压最为发育、异常压力较大,白云凹陷东南部的云荔低隆起和主洼东区块也发育超压,但是异常压力较小。

根据钻井实测压力数据看,白云凹陷周缘低隆起

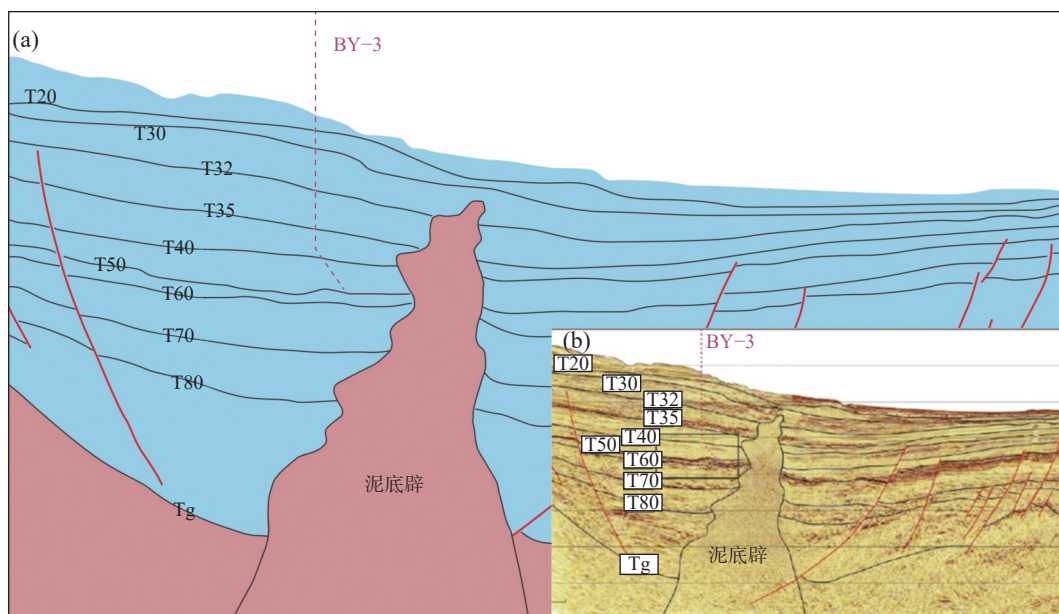


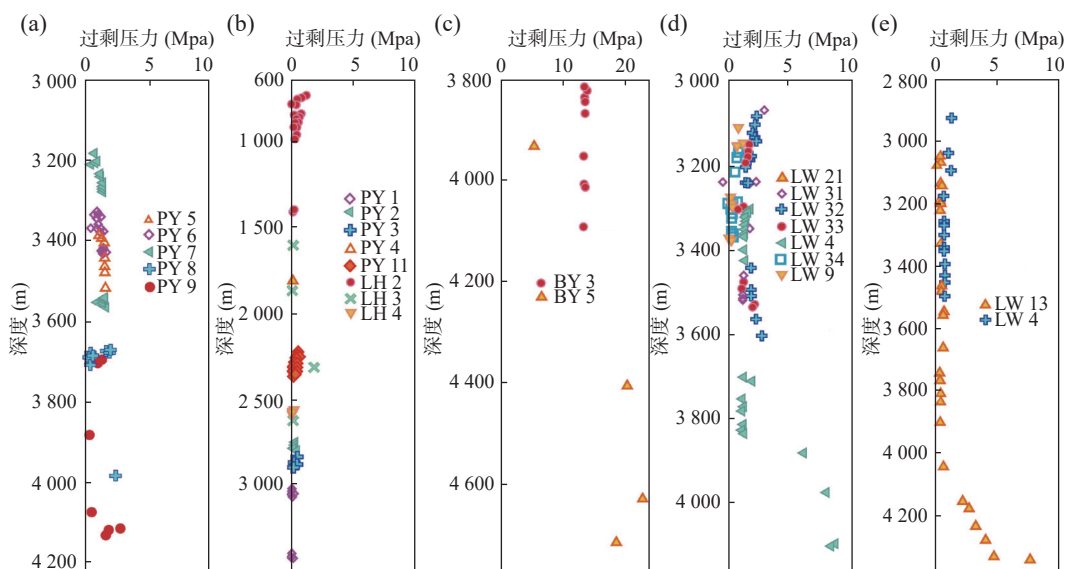
图3 白云凹陷中央泥岩底辟带地震剖面

Fig. 3 Seismic profile of the central mudstone diapir zone in Baiyun depression

上的钻井大多发育常压, 剩余压力较小或不发育剩余压力, 从平面上看: 同一地层压力变化较大, 不同构造位置发育异常压力不同且剩余压力相对变化大, 白云凹陷中心超压最为发育, 异常压力较大, 东南部区块次之(图 4)。由于研究区位于南海深水区, 钻井密度小, 且深度有限, 注: 白云凹陷目前钻遇深层的井很少, 因此钻井实测压力主要说明了浅层地层压力的特征, 故这些数据仅代表白云凹陷超压的部分特征。

2.3 压力平面发育情况

根据珠海组底部 T70 界面的压力系数分布图(图 5)可知, 白云凹陷深层出现多个珠海组底部发育明显超压。且有多组超压系统, 每个超压系统的压力系数不同。与单井实测地层压力相同, 白云主洼的超压最为发育, 由凹陷中心到两边扩散, 超压程度逐渐减小。压力系数也由主洼的 1.6 到白云东洼、西洼的 1.3(孔令涛, 2020)。



a.白云北坡; b.番禺低隆起; c.白云主洼; d.主洼东; e.云荔低隆起

图4 单井实测地层压力及压力系数图

Fig. 4 Single well measured formation pressure and pressure coefficient diagram

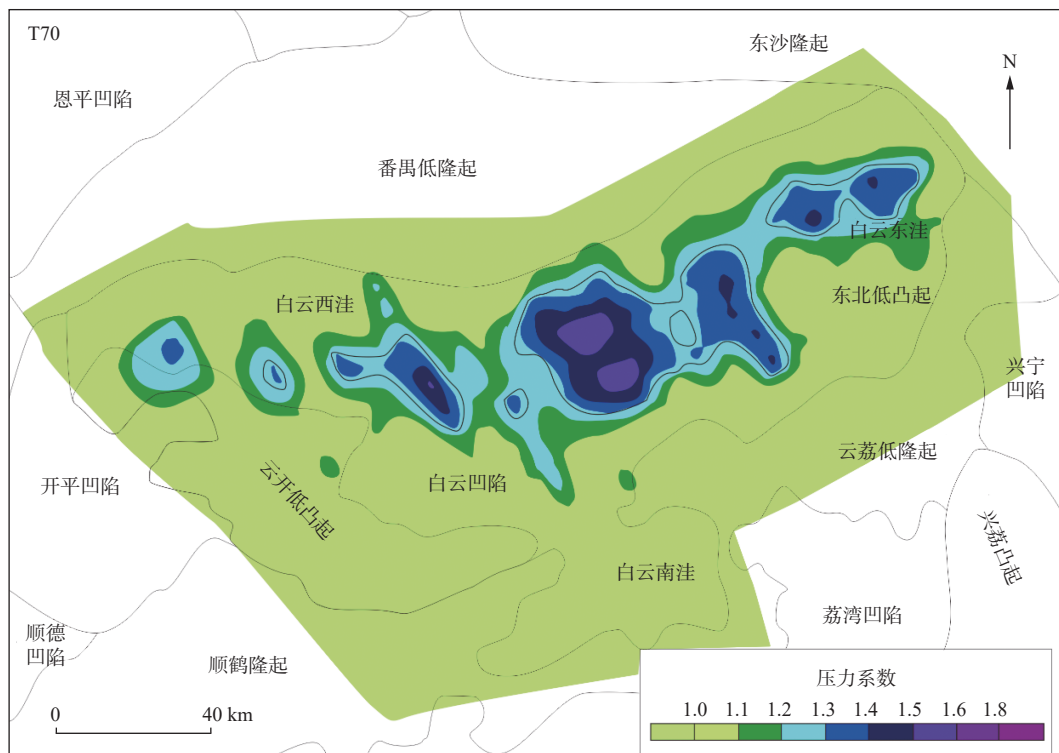


图5 T70 压力系数分布图

Fig. 5 T70 pressure coefficient distribution diagram

3 超压成因分析

单井实测压力数据及前人研究成果(压力系数平面图和底辟构造的存在)均证明了白云凹陷深层超压存在的必然性。异常压力的存在也影响白云凹陷深层的油气运移成藏,因此深层超压成因的研究不可忽视。其中地层超压按照成因可分为欠压实、流体膨胀、成岩作用、构造挤压、压力传递等多种类型,其中产生流体膨胀的机制主要是干酪根生油生气作用、石油裂解成气、水热增压和黏土矿物脱水作用等。本研究中将运用综合压实曲线、伊顿法以及传递超压判别模板等对白云凹陷深层的超压成因进行研究。

3.1 泥岩压实作用

在沉积盆地中,泥岩分布最为广泛,本研究沉积相也更有利于泥岩的沉积。泥岩即可作为盖层、烃源岩,也可作为储层。该研究区泥岩的压实成因一直以来存在较大的争议。

3.1.1 欠压实作用

泥岩压实作用是沉积盆地内异常高孔隙压力形成的主要地质作用。欠压实成因形成的超压在沉积盆地中较为常见。对于碎屑岩欠压实成因,本研究团

队有较为成熟的识别方法:以欠压实理论为基础,采用等效深度法计算出最大压力和地层压力(姚涇利等, 2014)。这种方法资料获取容易、操作简便。适于白云凹陷单井欠压实成因研究。

泥岩孔隙度的变化和有效应力有直接关系,因此研究中常通过有效应力来描述和分析孔隙度,孔隙度亦在一定程度上能反应泥岩的压实作用。在压实过程中,岩性和沉积速率对其影响较大,经历大段泥岩的埋深或沉积速率突然增大后,由于排水不平衡后容易偏离正常压实,形成偏离正常压实带上的变化趋势。

正常压实段:孔隙度随深度的增大和上覆负荷的增大而逐渐减小,此阶段正常静水压力等于地层压力,孔隙中流体正常排出,能达到排水平衡,孔隙度(声波时差、电阻率等)和深度的关系。

异常压实段:沉积速率或泥地比突然增大,产生欠压实后孔隙度随深度的增加不再减小或减小程度小于正常压实段,(此时地层压力大于静水压力),在压实过程中深层泥岩一般会发生机械压实和化学压实。

与欠压实相反,化学压实的产生伴随着黏土矿物转化和蒙—伊转化,在一定程度上减小孔隙度。对白云凹陷深水 28 口井的测井曲线读值并绘制综合压

实曲线,了解研究区的压实趋势,粤海和韩江组均表现为正常压实状态,此段压实系数可以用于盆地模拟中对单井模拟提供精准的地区信息;欠压实面的出现在研究区的不同区域内有所不同。北坡区块:欠压实启动面主要出现在珠江组上段,由于泥岩沉积速率的突然加快(较短时间沉积了厚层泥岩)和大段泥岩沉积带来的不均衡压实造成该地区在珠江组就出现欠压实;主洼中心:珠海组没有过多沉积,主要在珠江组发生欠压实,但是和北坡区块不同,主洼中心的欠压实晚于化学压实的产生,主要是由于主洼中心更接近地壳的热流层,且水深平均比北坡地区高出4~5倍,钻遇珠江组温度已经达到70℃及以上,化学压实时间早于欠压实的开启时间。

3.1.2 化学压实作用

化学压实作用主要受温度、时间和泥岩矿物成分等因素的控制,在岩石孔隙演化、微观结构及异常压力形成中起着非常重要的作用,泥岩中最重要的化学压实作用是蒙脱石向伊利石转化的化学反应,该反应主要发生在地层温度为70~100℃的情况下(李超等,2017)。泥岩化学压实作用对岩石物理属性的改变清晰的反映在声波时差、电阻率和密度等测井响应上(李超等,2020)。

与其他地区不同,南海北部大陆边缘属于岩浆型,发育完善的近端带至远端带的洋陆转换构造组合,其地壳厚度向海方向逐渐减薄,莫霍面逐渐抬升,此外,珠江口盆地南部处于中生代弧前盆地位置,地壳具有机械弱化、重力非均衡和高地温梯度等先存特点。尤其是在珠江口盆地白云凹陷最薄处仅7 km,是典型的

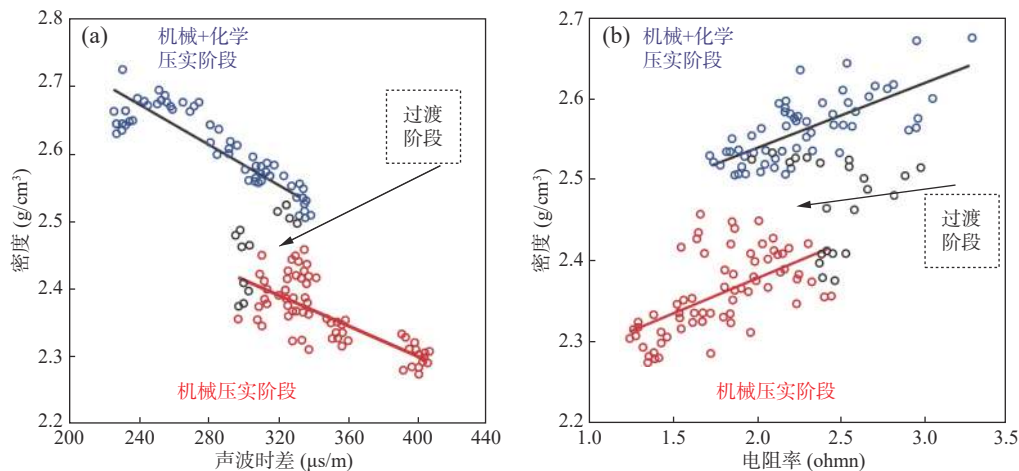
热流盆地,现今地温梯度为超过3~6℃/100 m。其中白云凹陷东南部地温梯度最大,可达到5~6℃/100 m,故该地区深层极易发生化学压实作用。

本研究利用DT、GR、Rt等与孔隙度(孔隙度结构)相关的测井曲线作为数据基础,以岩性为分类依据选取不同深度的数据绘制不同区块单井的综合压实曲线。从而对机械压实和化学压实成因形成的超压机制进行判断和研究。

在化学压实作用的影响下,声波速度(声波时差)和密度增加(减小),泥岩的压实过程从机械压实趋势转向机械+化学压实趋势,导致声波时差-密度图中正常压实曲线整体表现为反S形(图6)电阻率与声波时差都可以反映泥岩传导属性,伴随压实作用进行,泥岩电阻率和密度逐渐增大,浅层泥岩压实过程沿着机械压实曲线进行,过渡阶段密度快速增大,而后沿着机械+化学压实趋势继续压实(图6)。

根据以上认识,本研究分析PY33井发生的压实作用,发现黏土矿物在2000~3000 m的深度范围内发生了明显的变化:蒙脱石和高岭石含量降低、伊利石和绿泥石含量增加。在这个深度范围内可能发生了较多的蒙脱石伊利石化,指示了泥岩发生了化学压实作用,由此也可以看出,可以利用黏土矿物的转化阶段来识别泥岩的化学压实作用(图7)。

对PY33井3000 m以下地层采样,运用扫描电镜图像分析进行矿物鉴定,其观察清晰、分辨率高、有多个放大倍数,黏土矿物中不同元素集合体均能反应。PY33样品中,可以在扫描电镜图像中明显观察到呈蜂窝状分布的伊利石和呈真叶片状的绿泥石,为化学



a. 密度-声波时差交会图; b. 密度-电阻率交会图

图6 BY5井测井交汇图识别泥岩化学压实作用图

Fig. 6 Identification of chemical compaction of mudstones by the crossplot of well BY5 logging

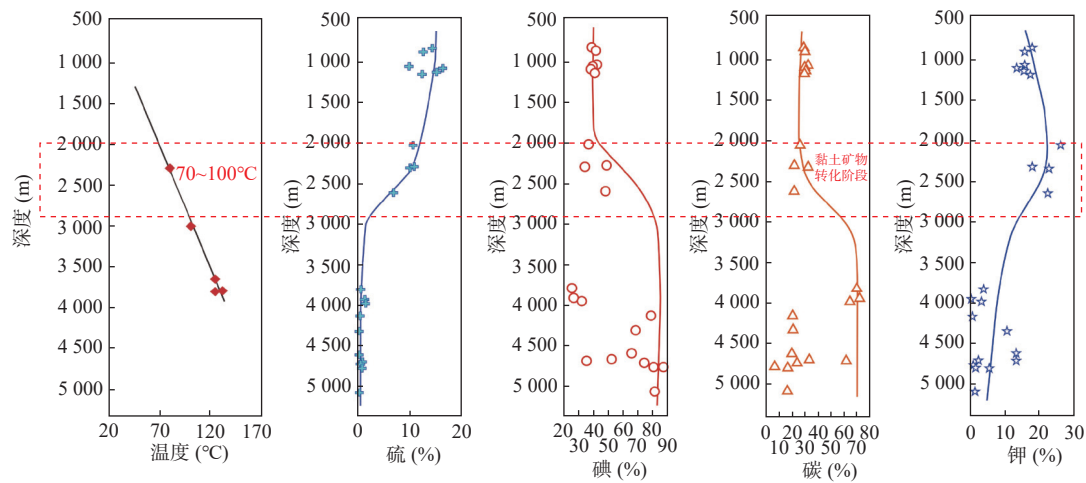


图7 PY33 井黏土矿物转化指示的泥岩化学压实作用图

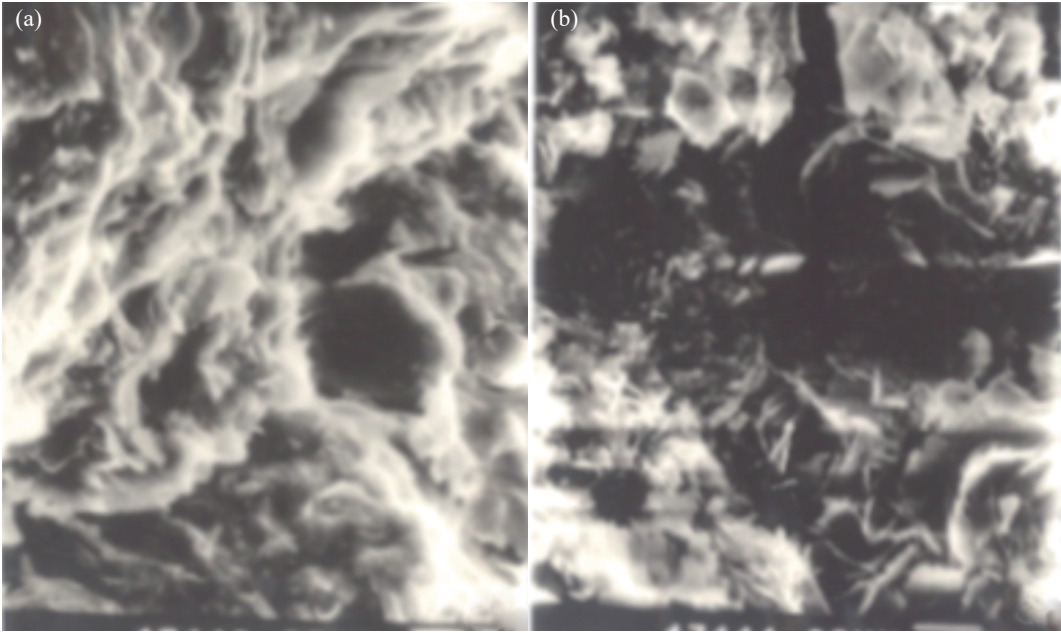
Fig. 7 Depth range of mudstone chemical compaction indicated by clay mineral transformation in well PY33

压实作用中黏土矿物转化提供证据,直观看出现在深层高温条件下化学压实对黏土矿物的影响(图8)。

在已知的五种曲线中,声波时差能反应孔隙度和孔隙结构,而密度曲线只能反映孔隙度。基于此和对本地区泥岩压实作用的研究,展示研究区两口单井的综合压实曲线读取情况及趋势。其中,BY13 井的综合压实曲线反应出的声波时差(孔隙度)和深度(有效应力)的相互关系主要分为 3 个部分,机械压实段、过渡段和化学压实段。欠压实出现之后,孔隙度会随埋深增大而增大,化学压实的存在造成泥岩黏土矿物的

转化。两种压实作用的存在导致深层泥岩孔隙度并没有呈孔隙度随深度变大的趋势(表现在声波时差和深度的关系曲线上)(图9)。

主洼南(荔湾低隆起)和主洼中心有差异,该区块的欠压实启动面主要集中在珠江组下段和珠海组。自北向南,欠压实开始的层位发生变化,LW9 井的综合压实曲线上,声波时差(孔隙度)和深度(有效应力)的关系曲线也有从机械压实到过渡阶段最后到化学压实的阶段,在该深度以下,孔隙度的变化有减小趋势(图10)。



a.伊利石贴附在颗粒表面;b.绿泥石、伊利石贴附在颗粒表面

图8 PY33 井样品扫描电镜图像

Fig. 8 SEM image of py33 well sample

综合分析该地区泥岩压实作用,得知:白云凹陷正常压实段主要分布在粤海组、韩江组和珠江组上段,也会由于区块的不同对正常压实结束的层位有部分影响,但整体的压实趋势主要是,由北向南逐渐减小,到研究区的中心达到最小后逐渐增大的趋势。在声波时差和深度的关系曲线中可以明显观察到由机械

压实→过渡阶段→化学压实阶段的变化,白云凹陷主洼中心的地温梯度比较高,珠江组就能达到 70℃ 及以上,浅层的机械压实作为基础,温度达到转换的条件之后就会发生机械压实到化学压实的过渡,前人的研究中将孔隙度是否减小作为判定泥岩压实的证据显然不够准确,化学压实的发生不仅仅与温度有关,

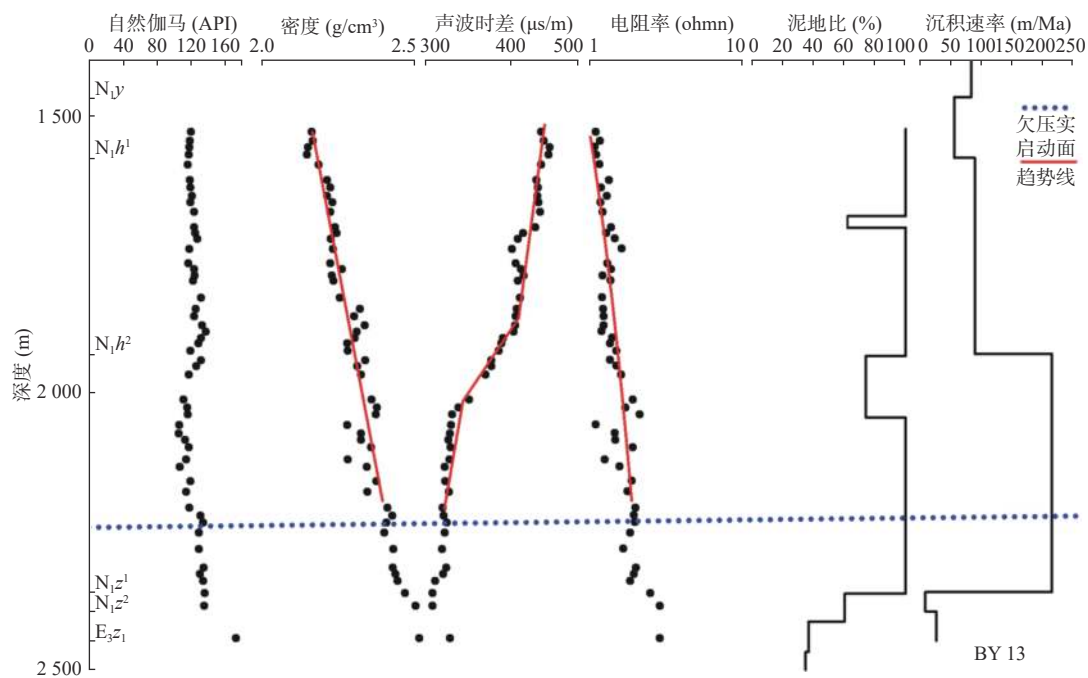


图9 BY13井综合压实曲线图

Fig. 9 Well-BY13 comprehensive compaction curve

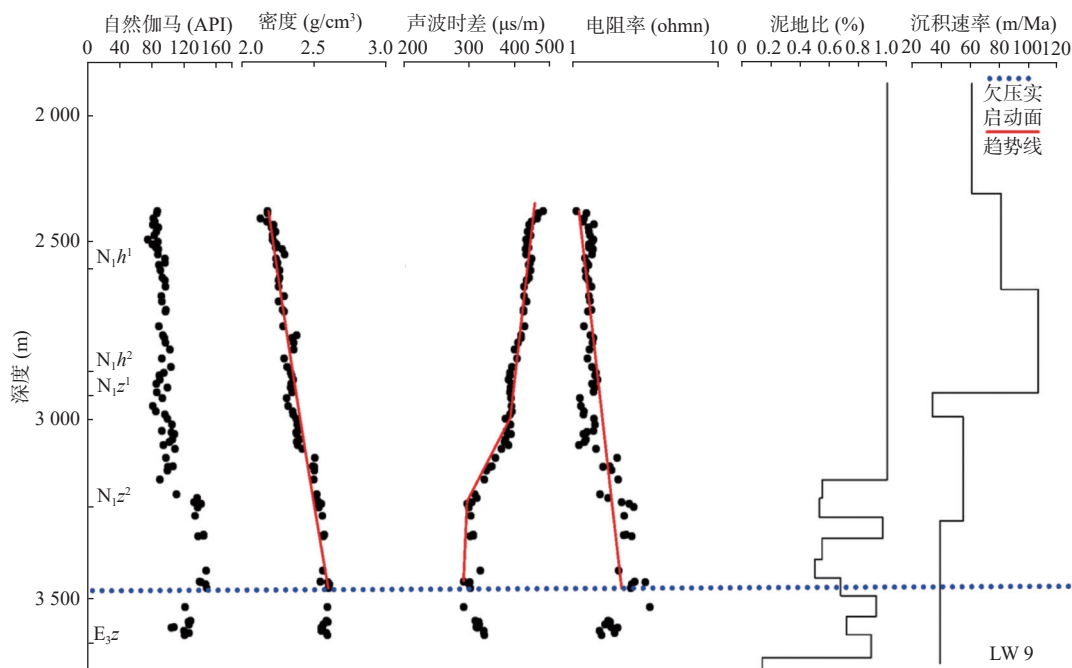


图10 LW9井综合压实曲线图

Fig. 10 LW9 comprehensive compaction curve

还需要机械压实作为基础才能达到机械压实到化学压实转化的条件,进入过渡阶段、化学压实产生阶段,才是完整的泥岩压实过程。泥岩化学压实产生后岩石内部之间发生了架构变化的同时,一定程度上也促进了机械压实。

3.2 生烃增压

根据油气有机成因理论,烃源岩中的有机质在地质演化过程中,受温度、时间和压力等地质因素的综合作用,发生复杂的地球化学反应,最终形成油气。烃源岩热成熟过程实际上是一个总体积增加的过程,有机质一般会经历热降解和热裂解两个阶段,特别是有机质大量生气阶段会产生地层压力的急剧增大。前人研究分析表明,生烃增压是白云凹陷深层超压形成的一种重要的原因(郭小文, 2007; 田立新等, 2020)。

白云凹陷恩平组是主力烃源岩层系,发育三角洲烃源岩和陆源海相烃源岩,含有较多陆源有机质贡献,生气较多,所以能够产生较多的生烃增压,烃源岩的生烃增压过程与烃源岩的热演化过程和生气量有密切关系。因此本次研究基于前人的认识认为,恩平组超压有较多的生烃增压的贡献。本研究中利用主注的单井描述主注的压力演化

利用前文读取的压实曲线分区块计算压实系数,并依据调研资料将研究区中地层数据、构造事件等参数输入模型中利用盆地模拟软件 Petromod 对研究区进行模拟,利用软件的 2D 和 3D 模块对研究区油气运聚进行模拟,并通过实测物性数据对模型进行运算校正,使得模拟结果正确可靠后对重点区块一口虚拟井

的压力数值进行读取,了解该井的压力演化特征。恩平组上段在 32 Ma 开始发育压实作用增压,到 25.68 Ma,压实作用增压达到 1.01 MPa,生烃增压才刚刚开始,到了 23.8 Ma,压实作用增压达到 2.47 MPa,生烃增压为 0.42 MPa,总剩余压力为 2.89 MPa,到了 16.5 Ma,压实作用增压增大到 7.71 MPa,生烃增压增长到 1.29 MPa,总剩余压力为 9 MPa,至 10.5 Ma,压实作用增压为 12.23 MPa,生烃增压是 10.11 MPa,总剩余压力为 24.84 MPa,到了现今(0 Ma)压实作用增压是 15.86 MPa,生烃增压则为 10.55 MPa,总剩余压力为 26.41 MPa(图 11)。

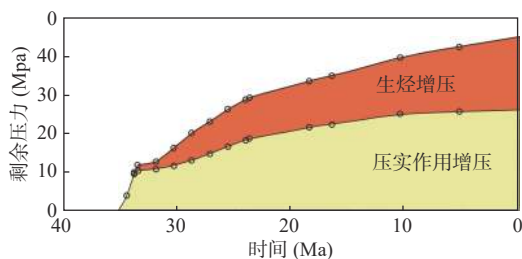


图 11 白云主洼恩平组下段剩余压力演化曲线图

Fig. 11 Evolution curve of residual pressure in the lower section of the Enping formation in Baiyun main depression

3.3 传递型超压

Fan(2021)建立了新的泥岩压实函数的分段几何模型,加载曲线的几何形态不是类似对数函数或指数函数的单调函数,而是凹凸交替变化的分段函数(图 12)。加载曲线的拐点为点 B 和点 C。当 $\delta < \delta(z')$ 时,即浅层加载曲线几何形态为类似对数函数曲线

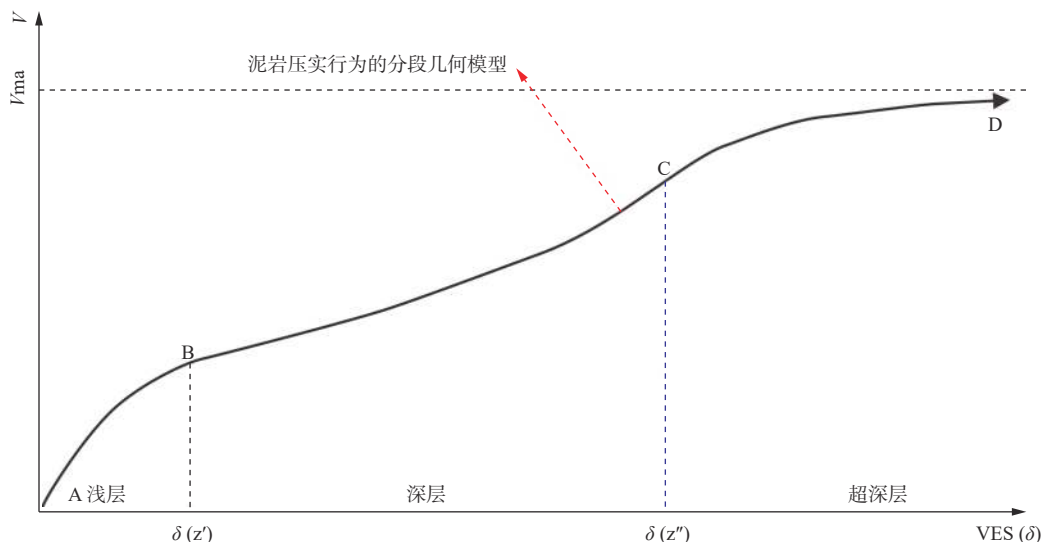


图 12 泥岩压实作用的分段模型(据 Fan et al., 2021)

Fig. 12 Segmented model diagram of mudstone compaction

(如图12中的AB段)。当 $\delta(z'') > \delta > \delta(z')$ 时,即中-深层加载曲线几何形态为类似指数函数曲线(如图12B中的BC段)。当 $\delta > \delta(z'')$ 时,即深层-超深层加载曲线几何形态为类似对数函数曲线(如图12中的CD段)。

传递型超压被认为是较高剩余压力沿着断裂/底辟传递形成的超压,是一种瞬时压力传递(Fan et al., 2021)。具体表现为沉积盆地中不同部位的地层中存在剩余压力差时,优先沿着断裂/底辟向剩余压力减小的方向运移,当剩余压力差异消失或小于断裂/底辟破裂极限,传递型超压终止。超压的传递增压会在局部形成微裂缝,提高孔隙的连通性,降低岩石的弹性模量,进而造成声波在岩石中的传播速度小幅降低,因此,在声速与有效应力的交汇图中,发生超压传递的点,将与有效应力轴近似平行向声速的小幅降低和有效应力的大幅降低的方向,偏移出加载曲线,因此,可以通过观察实测超压是否偏离加载曲线来判断传递型超压的存在和大小。

本次研究利用泥岩压实作用分段模型修正加载曲线,识别了典型钻井的传递型超压,在BY5井珠海组,发现4708 m实测压力点明显偏离了加载曲线,说明珠海组存在明显的传递型超压(图13),然后通过数学计算得到传递型超压的大小,BY5井珠海组传递型超压大约为7.5~12.4 MPa,占总剩余压力的40%~53%。利用同样的方法,发现LH34井珠海组的实测压力点都落在加载曲线上,说明该井珠海组并没有明显的传递型超压。

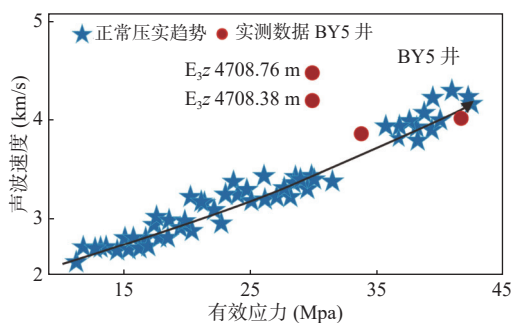


图13 BY5井传递型超压的识别图

Fig. 13 Identification diagram of transmission type overpressure in well BY5

白云凹陷珠海组超压主要分布在主洼-北坡和主洼-东南,而主洼-西南珠海组没有明显超压。白云凹陷晚期断层活动性从东北到西南逐渐减弱,底辟主要发育在北坡和东南,珠海组超压与断层/底辟活动有关,

因此传递型超压在主洼北部和东部有较大贡献。超压的传递过程主要受晚期断裂的控制,由于断裂的晚期活动性有东北强西南弱的特点,因此珠海组传递型超压在主洼东部、主洼-北坡和东洼较多。

4 深层超压对油气运聚的影响

4.1 流体势

流体势作为地下流体动力的复合表现形式,是分析油气运移、聚集等问题的有效途径。依据盆地数值模拟所得到的白云凹陷深层恩平组和珠海组不同地质历史时期的古高程、古压力等参数,可进行油势计算,计算公式如下:

$$\Phi = Z + \frac{P}{(\rho \times g)} \quad (1)$$

式中: Φ 表示油(气)势(单位为m), g 为重力加速度, Z 为海拔, P 为地层压力, ρ 为油(气)的密度,原油密度取单井实测原油密度0.53 g/cm³。天然气的密度需要根据Schowalter(1979)提出的公式进行预测:

$$\rho_g = 1.485 \times \frac{M \cdot P}{Z \cdot T} \times 10^{-3} \quad (2)$$

式中: M 为视平均分子量,依据天然气成分摩尔百分比求取; P 为地层压力; T 为地层温度; Z 为真实气体压缩因子,可通过查Nomograph图获取。

本次研究统计了白云凹陷已发现油气藏中天然气的密度数据,并做出了天然气密度 ρ_g (g/cm³)随压力 P (MPa)的变化关系,以此为依据去推测深层天然气的密度(图14)。

$$\rho_g = 0.00449 \times P + 0.0406 \quad (3)$$

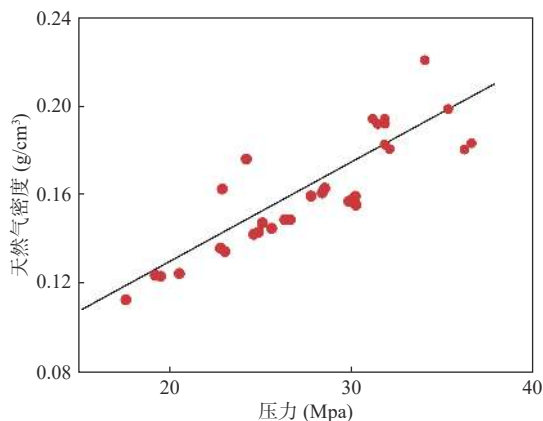


图14 白云凹陷天然气密度和地层压力的关系散点图

Fig. 14 Scatter plot of the relationship between natural gas density and formation pressure in Baiyun Depression

4.2 白云凹陷深层油气运移趋势

计算各时期流体势分析深层油气运移趋势: 恩平组油势数值最大, 主要原因是主洼发育较强超压, 北坡、主洼东等区块油势相对较小, 低势区的存在也有利于油的运移, 在 23.8 Ma 之后, 白云凹陷接受连续的沉降和沉积, 地层压力增大, 油势也随之增大, 保证了深层油向北坡、主洼东等低势区的持续运移。

与油势变化相同, 主洼气势从 23.8 Ma 后也逐渐增大, 到 10.5 Ma 之后, 东洼和西洼也形成高势区, 由于深层超压主要发育在洼陷带, 导致洼陷带是其实的高值区。有利于深层天然气持续地向北坡、主洼西南部和主洼东部运移, 对比气势和油势数值发现: 气势的数值明显要比油势数值大很多, 这更有利于深层的天然气运移。

白云凹陷深层和浅层明显具有不同的油气运移

成藏特征, 主洼恩平组上段油气运移开始较早, 16.5 Ma 已经发生油气运移成藏, 而主洼东部、东洼和西洼等地区的恩平组上段在 10.5 Ma 处于运移成藏时期, 到了现今(0 Ma), 主洼东部的地层/岩性圈闭形成了一定规模的油气聚集, 北坡和西南部也有油气运聚成藏, 但是圈闭的保存条件可能不如主洼东部好, 但是北坡和西南部的油气运移动力更加充足, 输导砂体发育也更好, 同样能够发生大规模的运移成藏。

主洼和东洼生成的油气在流体势场驱动下向北坡、主洼东部和西南运移, 流体势控制油气运移方向和路径, 晚期运移动力充足, 主洼-北坡运移成藏比主洼东部早, 主洼-北坡输导砂体较多, 油气运移较多, 可在岩性/地层圈闭中聚集成藏, 主洼东部发育扇三角洲/三角洲储集体, 油气运移至此可在地层/岩性圈闭中聚集成藏(图 15)。

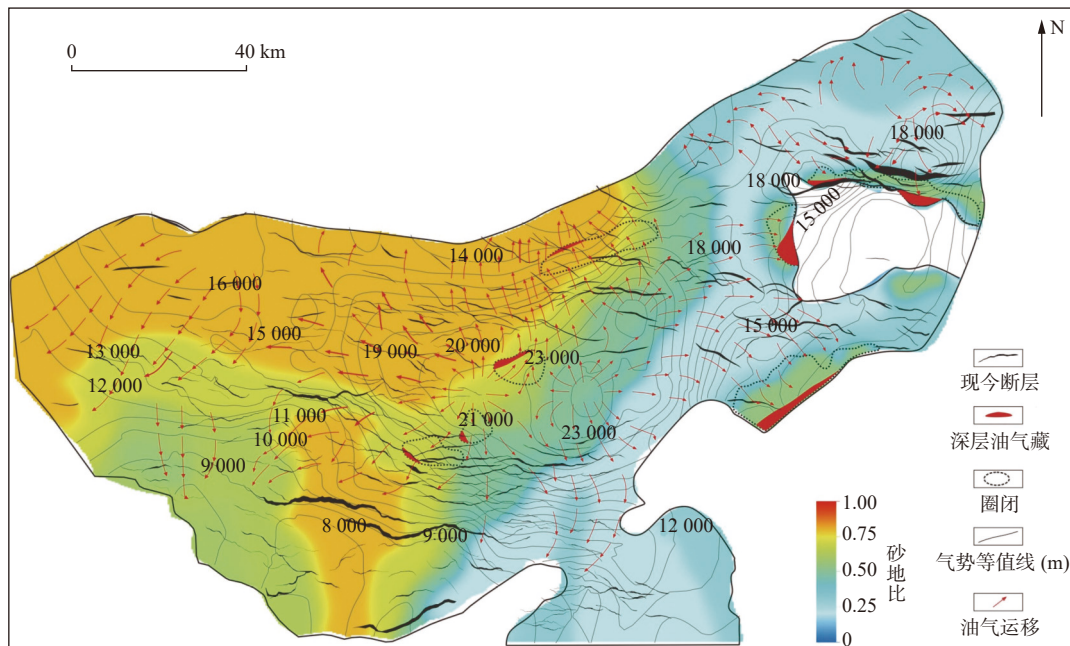


图15 白云凹陷恩平组上段在现今(距今 0 Ma)的油气运聚成藏模式图

Fig. 15 Oil and gas migration and accumulation patterns of the upper segment of the Enping formation in the Baiyun depression at present (0 Ma ago)

5 结论

(1)白云凹陷正常压实段主要分布在粤海组、韩江组和珠江组上段, 也会由于区块的不同对正常压实结束的层位有部分影响, 但整体的压实趋势主要是, 由北向南逐渐减小, 到研究区的中心达到最小后逐渐增大的趋势。白云凹陷的完整压实过程是由单一机

械压实到过渡阶段再到化学压实的变化。研究区地温不同, 化学压实产生程度不同。

(2)白云凹陷恩平组和珠海组发育超压, 珠海组主要的超压成因是压实作用增压(包括机械压实作用和化学压实作用)和传递型超压, 压实作用增压主要是机械压实作用的增压贡献, 化学压实作用贡献较少, 恩平组的超压成因主要是压实作用增压和生烃增压。

(3)珠海组传递型超压的源头为恩平组, 超压的

源头越强,越有利于压力向浅层的传递,因此恩平组的剩余压力大小影响着珠海组的压力传递数值,主洼和东洼等地区恩平组剩余压力大,传递到珠海组的超压更大。超压的传递过程主要受晚期断裂的控制,由于断裂的晚期活动性有东北强西南弱的特点。因此,珠海组传递型超压在主洼东部、主洼-北坡和东洼较多。

(4)白云凹陷深层流体动力驱动着深层的油气运移,恩平组油势在主洼数值较大,主要是由于主洼发育较强的超压,主洼和东洼等生烃洼陷的油气向周围的低凸起上运移,主洼高势区是最重要的油气运移动力,因此流体动力特征对油气运移成藏至关重要。而北坡、西南部和主洼东部的油势相对较小,这也有利于油向这些低势区运移。在地质演化过程中,23.8 Ma之后白云凹陷的连续沉降和沉积导致恩平组压力逐渐增大,油势随之增大,有利于深层油的持续向北坡、主洼西南部和主洼东部运移。

致谢:本文在研究过程中得到中海油研究总院的大力支持,在此致以衷心感谢!

参考文献(References):

- 郭小文,何生.珠江口盆地白云凹陷烃源岩热史及成熟史模拟[J].石油实验地质,2007,29(04):420-425.
- GUO Xiaowen, HE Sheng. Source rock thermal and maturity history modeling in the BaiYun Sag of the Pearl river mouth basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(04): 420-425.
- 郭志峰,刘震,吕睿,等.南海北部深郭志峰水区白云凹陷钻前地层压力地震预测方法[J].石油地球物理勘探,2012,47(1):126-132+188+198.
- GUO Zhifeng, LIU Zhen, LV Rui, et al. Seismic prediction method of pre-drilling formation pressure in Baiyun sag, deep water area, northern South China Sea [J]. Petroleum Geophysical Exploration, 2012, 47 (1): 126-132+188+198.
- 郝芳,邹华耀,倪建华,等.沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件[J].地球科学,2002,27(05):610-615.
- HAO Fang, ZOU Huayao, NI Jianhua, et al. Evolution of Overpressured Systems in Sedimentary Basins and Conditions for Deep Oil/Gas Accumulation[J]. Earth Science, 2002, 27(05): 610-615.
- 郝芳,李思田,孙永传,等.莺歌海-琼东南盆地的有机成熟作用及油气生成模式[J].中国科学(D辑:地球科学),1996,26(6):555-560.
- HAO Fang, LI Sitian, SUN Yongchuan, et al. Organic Maturation and Hydrocarbon Generation Model in Yinggehai-Qiongdongnan Basin [J]. Chinese Science (Series D: Earth Sciences), 1996, 26(6): 555-560.
- 贾承造,庞雄奇.深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J].石油学报,2015,36(12):1457-1469.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research progress and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1457-1469.
- 孔令涛.珠江口盆地白云深水区汇聚式流体流动系统建模[D].武汉:中国地质大学,2020:1-128.
- KONG Lingtao. Modeling of convergent fluid flow system in Baiyun deep-water area of Pearl River Estuary Basin[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2020: 1-128.
- 李超,罗晓容,张立宽.泥岩化学压实作用的超压响应与孔隙压力预测[J].中国矿业大学学报,2020,49(05):951-973.
- LI Chao, LUO Xiaorong, ZHANG Likuan. Overpressure response for chemical compaction of mudstones and the pore prediction[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2020, 49(05): 951-973.
- 李超,罗晓容.泥岩化学压实作用研究进展[J].地球科学与环境学报,2017,39(06):761-772.
- LI Chao, LUO Xiaorong. Review Mudstone on Chemical Compaction[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2017, 39(06): 761-772.
- 李明诚.油气运移基础理论与油气勘探[J].地球科学,2004,29(04):379-383.
- LI Mingcheng. Basic Principles of Migration and Hydrocarbon Exploration[J]. Earth Science, 2004, 29(04): 379-383.
- 李明诚,李剑,万玉金.盆地封隔体及其地质内涵[J].中国海上油气(地质),1999,13(6):8-12.
- LI Mingcheng, LI Jian, WAN Yujin. Basin packer and its geological connotation [J]. ChinaOffshore Oil and Gas (Geology), 1999, 13 (6): 8-12.
- 刘树根,文龙,宋金民,等.四川盆地中二叠统构造-沉积分异与油气勘探[J].成都理工大学学报(自然科学版),2022,49(4):385-413.
- LIU Shugen, WEN Long, SONG Jinmin, et al. Sedimentary topography and tectonic differentiation on the Middle Permian platform and hydrocarbon exploration in Sichuan Basin, SW China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2022, 49(4): 385-413.
- 米立军,张向涛,庞雄,等.珠江口盆地形成机制与油气地质[J].石油学报,2019,40(S1):1-10.
- MI Lijun, ZHANG Xiangtao, PANG Xiong, et al. Formation mechanism and petroleum geology of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(S1): 1-10.
- 唐玮玮,吴晓明,王为林,等.鄂尔多斯盆地环县北地区延长组长72亚段重力流特征及油气地质意义[J].成都理工大学学报(自然科学版),2022,49(5):561-569+585.
- TANG, Weiwei, WU Xiaoming, WANG Weilin, et al. Gravity flow

- characteristics and geological significance of oil and gas of the Chang 72 sub-member of the Yanchang Formation in the northern Huanxian area, Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science Technology Edition), 2022, 49(5): 561–569+585.
- 田立新, 张忠涛, 庞雄, 等. 白云凹陷中深层超压发育特征及油气勘探新启示[J]. 中国海上油气, 2020, 32(6): 1–11.
- TIAN Lixin, ZHANG Zhongtao, PANG Xiong, et al. Characteristics of overpressure development in the mid-deep strata of Baiyun Sag and its new enlightenment in exploration activity[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 1–11.
- 王家豪, 庞雄, 王存武, 等. 珠江口盆地白云凹陷中央底辟带的发现及识别[J]. 地球科学, 2006, 31(2): 209–213.
- WANG Jiahao, PANG Xiong, WANG Cunwu, et al. Discovery and Recognition of the Central Diapiric Zone in Baiyun Depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2006, 31(2): 209–213.
- 王震亮. 盆地流体动力学及油气运移研究进展[J]. 石油实验地质, 2002, 34(02): 99–103+109.
- WANG Zhenliang. Developments in the fluid dynamics and hydrocarbon migration of sedimentary basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 34(2): 99–103+109.
- 姚泾利, 段毅, 徐丽, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区中生界古地层压力演化与油气运聚[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(5): 649–656.
- YAO Jingli, DUAN Yi, XU Li, et al. Pressure Evolution and Oil-gas Migration And Accumulation in Mesozoic Palaeo-stratigraphic Longdong Area of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(5): 649–656.
- 邹才能, 张光亚, 陶士振, 等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 129–145.
- ZOU Caineng, ZHANG Guangya, TAO Shizhen, et al. Geological features major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 129–145.
- Dyman T S, Crovelli R A, Bartberger C E, et al. Worldwide Estimates of Deep Natural Gas Resources Based on the U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000[J]. Natural Resources Research, 2002, 11(3): 207–218.
- Fan C, Wang G. The significance of a piecemeal geometric model of mudstone compaction: Pinghu Slope, Xihu Depression, Eastern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 131(7): 105138.
- Luo X, Vasseur G. Overpressure dissipation mechanisms in sedimentary sections consisting of alternating mud-sand layers[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 78: 883–894.
- Schowalter T T. Mechanics of Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(5): 723–760.