

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2023.030>



超深层古油藏的定量表征及其对气藏形成的指示意义:以川中古隆起北斜坡灯影组为例

宋泽章^{1,2}, 葛冰飞^{1,2}, 王文之³, 田兴旺³, 朱光有^{4*}, 杨岱林³, 张宝收³

1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249

2. 中国石油大学地球科学学院,北京 102249

3. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院,四川成都 610051

4. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083

摘要:跨越多个构造期的深层、超深层油气成藏定量表征是地学界的一大难题。川中地区上震旦统灯影组天然气藏以典型的原油裂解气为主,油气演化经历了古油藏、古气藏直至现今气藏的复杂演化过程;古油藏的定量刻画是恢复其成藏过程的关键和核心。优选川中古隆起北斜坡上震旦统灯影组气藏为研究对象,以固体沥青为媒介,在岩心观察的基础上,综合“点”(固体沥青图像法定量表征)、“线”(固体沥青多矿物测井反演定量评价)、“面”(固体沥青含量平面分布定量表征)3个维度对固体沥青进行定量刻画,进而定量刻画古油藏并以体积法计算其资源量,以期从成藏角度对斜坡区的天然气勘探潜力评价提供支撑。研究结果表明:(1)灯影组储层固体沥青主要以半充填—充填的状态赋存于孔隙空间中;灯二段固体沥青含量整体要高于灯四段;不论灯二段还是灯四段,上亚段固体沥青含量略高于下亚段;(2)固体沥青纵向和平面分布规律指示,纵向上,油气充注方向多为自上而下;平面上,油气充注主要存在两个方向:自德阳—安岳裂陷槽向台内侧向充注;自北部斜坡区向南、向古隆起高部位侧向充注;(3)北斜坡地区灯影组储层古油藏完成裂解的时间早于大规模区域构造运动,因此可以用现今储层固体沥青的含量及分布来定量刻画古油藏。古油藏的识别标准为:固体沥青在孔隙空间充填度大于25%且固体沥青含量大于2%;(4)基于斜坡区丘滩体分布,定量刻画了川中古隆起北斜坡地区5个可靠古油藏、4个潜在古油藏,借助体积法评价所得古油藏规模约 177.25×10^8 t,完全裂解可产生原油裂解气约 $109.893.94 \times 10^8$ m³。

关键词: 固体沥青; 原油裂解气; 古油藏; 超深层; 川中古隆起; 石油地质。

中图分类号: P624.7

文章编号: 1000-2383(2023)02-517-16

收稿日期: 2023-01-22

Quantitative Characterization of Ultra-Deep Paleo-Oil Reservoirs and Its Indication for Deep Gas Accumulation: A Case Study on the Dengying Formation, the North Slope of Central Sichuan Paleo-Uplift

Song Zezhang^{1,2}, Ge Bingfei^{1,2}, Wang Wenzhi³, Tian Xingwang³, Zhu Guangyou^{4*}, Yang Dailin³, Zhang Baoshou³

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

基金项目:国家自然科学基金面上基金项目(No. 42272161);中石油科技创新基金(No.2021DQ02-0105);超深层微生物白云岩储层孔隙结构多尺度定量表征(No. SCKLT-JSZS-2022-0044)。

作者简介:宋泽章(1988—),男,副教授,主要从事致密储层评价及油气运聚成藏工作。ORCID:0000-0001-5573-1490. E-mail: songzz@cup.edu.cn
*** 通讯作者:**朱光有,E-mail:zhuguangyou@petrochina.com.cn

引用格式:宋泽章,葛冰飞,王文之,田兴旺,朱光有,杨岱林,张宝收,2023.超深层古油藏的定量表征及其对气藏形成的指示意义:以川中古隆起北斜坡灯影组为例.地球科学,48(2):517—532.

Citation: Song Zezhang, Ge Bingfei, Wang Wenzhi, Tian Xingwang, Zhu Guangyou, Yang Dailin, Zhang Baoshou, 2023. Quantitative Characterization of Ultra-Deep Paleo-Oil Reservoirs and Its Indication for Deep Gas Accumulation: A Case Study on the Dengying Formation, the North Slope of Central Sichuan Paleo-Uplift. *Earth Science*, 48(2):517—532.

2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
 3. Exploration and Development Research Institute, Petro China Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610041, China
 4. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

Abstract: The quantitative characterization of deep and ultra-deep hydrocarbon accumulation across multiple tectonic periods is one of the major sticking points in geoscience. The Dengying natural gas reservoirs of Upper Sinian in Central Sichuan are dominated by typical oil-cracking gas, and the hydrocarbon evolution has experienced a complex process from paleo-oil-reservoirs, paleo-gas reservoirs to today's gas reservoirs. The quantitative description of paleo-oil-reservoirs is the key and core to restore its hydrocarbon accumulation process. In this paper, the Dengying gas reservoirs of Upper Sinian in the North Slope of the central Sichuan paleo-uplift is selected as the research object, the solid bitumen is taken as the medium, based on core description, the solid bitumen is quantitatively evaluated in three dimensions from "point" (quantitative evaluation of solid bitumen by image-processing method), "line" (quantitative evaluation of solid bitumen by logging interpretation on multi-mineral inversion) to "plane" (quantitatively evaluate the plane distribution of solid bitumen), then quantitatively evaluated the paleo-oil-reservoirs and their resources by volume method, to provide support for the evaluation of natural gas exploration potential in the slope area from the perspective of hydrocarbon accumulation mechanism. The results show that: (1) Solid bitumen in the Dengying Formation mainly exists in the pore space in the state of semi-filling to full-filling. Generally, the solid bitumen content of the second member of the Dengying Formation is higher than that of the fourth member. Also, the solid bitumen content in the upper sub-member is slightly higher than that in the lower sub-member, no matter in the second member or the fourth; (2) The vertical and horizontal distribution of solid bitumen indicate that: in the vertical direction, the oil charging direction is mostly from top to bottom; while on the plane, there are two main directions for oil charging: from Deyang-Anyue rift trough to the inner side of the platform; lateral charging from the northern slope area to south, to the high part of the paleo-uplift; (3) The paleo-oil-reservoirs of Dengying Formation in the North Slope completed cracking earlier than the large-scale regional tectonic movement. Therefore, the content and distribution of solid bitumen in the reservoirs can be used to quantitatively describe the paleo-oil-reservoirs. The identification standard of paleo-oil-reservoirs is: the filling degree of solid bitumen in pore space is greater than 25% and the content of solid bitumen is greater than 2%; (4) Based on the distribution of mound and beach body on the platform-edge in the slope area, this study quantitatively depicted 5 reliable paleo-oil-reservoirs and 4 potential paleo-oil-reservoirs in North Slope of the central Sichuan Uplift. The scale of the paleo-oil-reservoirs obtained by volume method is about 177.25×10^8 t, and a complete cracking can produce oil-cracking gas of about $109\ 893.94 \times 10^8$ m³.

Key words: solid bitumen; paleo-oil reservoirs; ultra-deeply-buried formation; the central Sichuan paleo-Uplift; petroleum geology.

0 引言

古油藏是指在地质历史某个时期曾经形成、但后期遭受破坏而未能保存下来的油藏(郭泽清等, 2022). 古油藏遭受破坏的机制主要有以下4种:(1)由于区域构造运动导致圈闭有效性被破坏(范婕等, 2020), 已经形成规模聚集的原油发生逸散或者再次运移聚集, 如准噶尔盆地莫索湾凸起古油藏(麻伟娇等, 2017);(2)古油藏遭受火成岩侵入发生高温蚀变, 如中国最老的古油藏——冀北坳陷中元古界下马岭组沥青砂岩古油藏(刘岩等, 2011; 王铁冠等, 2016);(3)古油藏中的原油遭受生物蚀变(马文辛等, 2010);(4)随着埋藏加深, 古油藏遭受深部高温、高压作用, 原油发生热裂解, 如川中安岳气田灯影组(杨程宇等, 2020)、龙王庙组(马行陟等, 2019)古油藏, 川东北地区胡家坝震旦系灯影组古

油藏(郭旭升等, 2020), 塔里木盆地和田古隆起古油藏(曹自成等, 2021)等。

古油藏的识别和定量评价对油气成藏研究意义重大, 特别是在油气勘探逐渐走向“两深一非”(深水、深地、非常规)的今天, 深化“古油藏”的识别和定量评价有助于解决如下几个科学问题:(1)古油藏的油源(李靖等, 2013; 李天义等, 2013; 杨平等, 2014; 张春林等, 2014; 杨易卓等, 2022)?(2)明确区域油气充注史, 恢复叠合盆地多期油气运聚成藏过程(范婕等, 2020; 蒋有录等, 2020), 特别对深层、超深层油气相态演化重建具有重要作用;(3)古油藏的发育层位与分布范围(张春林等, 2014)?(4)古油藏是当今天然气藏的源, 直接决定了今天的天然气资源潜力(郭泽清等, 2022). 古油藏原油裂解能够生成多少气态烃, 对后期气藏的形成贡献有多大(张春林等, 2014; 李平等, 2016)?(5)古油藏的

存在对成矿的研究至关重要,成藏成矿流体的耦合作用促进了矿床的形成,如四川盆地震旦系MVT型铅锌矿床(黄小东等,2019)和黔西南卡林型金矿床(靳晓野等,2016)的形成。

鉴于古油藏的研究价值,近几年,针对古油藏的研究主要集中在5个方面:古油藏源的确定、古油藏分布范围的厘定和定量评价、古油藏成藏—金属成矿耦合动力学机制、古油藏成藏—破坏过程的动态恢复以及古油藏研究方法的系统化与信息化。

古油藏存在的直接证据主要有烃类包裹体、孔隙中的沥青质或焦沥青等。因此,古油藏的研究多基于这些残留的直接痕迹,主要方法有:SGR下限法(范婕等,2020)、固体沥青识别法(田小彬等,2019)、流体包裹体结合定量荧光分析[GOI(含油包裹体的矿物颗粒数目占总矿物颗粒数目的比例)指数法、QFT(储层颗粒荧光光谱)分析技术、全息扫描三维荧光TSF](麻伟娇等,2017;张涛等,2017;马行陟等,2019)等。然而,这些“直接痕迹”的定量表征困难导致古油藏的识别多解性强、定量表征难度大(范婕等,2020)。

安岳气田上震旦统灯影组、下寒武统龙王庙组天然气藏的形成经历了“古油藏—古气藏—现今气藏”的复杂演化过程(Song *et al.*, 2022),天然气以典型的高—过成熟原油裂解气为主;同时,气藏中还残留了大量古油藏裂解的直接产物——固体沥青(宋泽章等,2021)。截至2019年底,安岳气田灯影组、龙王庙组累计探明天然气地质储量 $0.95 \times 10^{12} \text{ m}^3$,在川中古隆起继承性隆起区形成了一个万亿方的大气区。近三年,西南油气田持续深化超深层天然气勘探,在安岳气区以北的川中古隆起北部斜坡带(北斜坡)发现了另一个万亿方级含气区——蓬莱气区(杨雨等,2022)。然而,相比继承性古隆起高部位,斜坡区的构造演化更加复杂,油气运聚成藏动态恢复更加困难。作为现今气藏直接的“源”,古油藏的分布范围多广、规模多大?是当前西南油气田深化蓬莱气区超深层天然气勘探的热点问题之一。

本研究以川中古隆起北斜坡灯影组为对象,以现今气藏特征为基础,基于岩心观察,优选储层固体沥青作为古油藏定量评价的媒介,综合“点”(基于铸体薄片技术的图像法固体沥青定量评价)、“线”(多矿物反演固体沥青测井定量表征)、“面”(固体沥青含量平面分布)三个维度对研究区固体

沥青含量进行精细刻画。在此基础上,对古油藏形成(古油气充注)及其分布规律进行刻画;使用体积法定量评价古油藏资源量,以期从成藏角度对斜坡区的天然气勘探潜力评价提供支撑。研究成果对深化深层、超深层油气演化及成藏研究具有重要的理论和实践指导意义。

1 地质概况

1.1 构造位置及地层分布

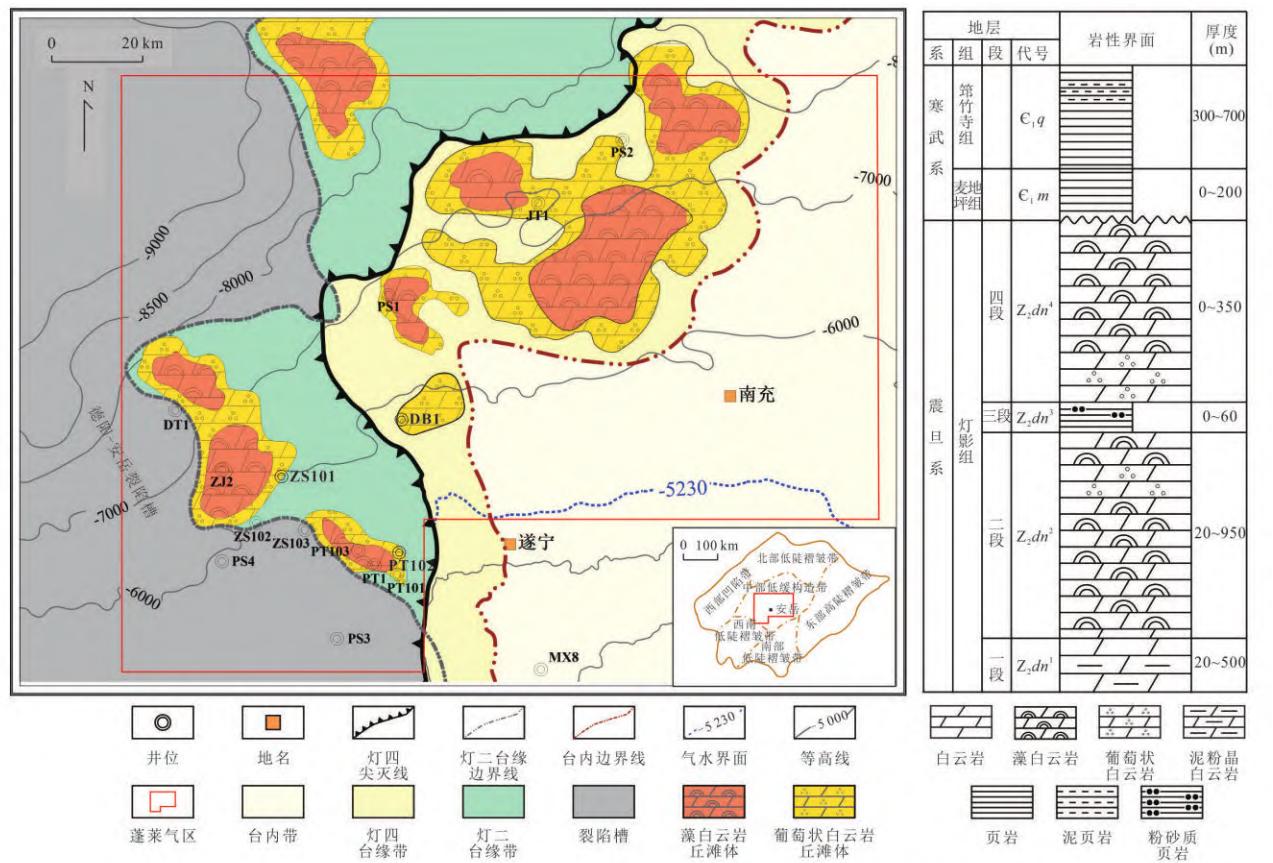
川中古隆起北斜坡主要指毗邻磨溪地区北部的大型单斜构造区,其北侧以九龙山为界,西侧紧邻德阳—安岳裂陷槽(图1a)。川中古隆起北斜坡曾是加里东运动时期形成的川中古隆起的一部分,经历了“早期古隆起——晚期斜坡”的变化,逐渐转变为今天的斜坡形态(马奎等,2020)。由于在燕山晚期前,北斜坡地区与今天的川中古隆起同样为隆起带,因此,北斜坡地区也常被称为非继承性构造区。

研究区上震旦统(部分)自下而上依次发育:灯影组、麦地坪组、筇竹寺组(图1b)。灯影组二段和四段发育微生物白云岩,为典型的深层、超深层海相致密碳酸盐岩储层;优质储层多发育于台地边缘丘、滩相;自西向东,自台地边缘向台地内部,储层质量逐渐变差(见图1a沉积微相)。灯影组三段为潜在的烃源岩,但受德阳—安岳裂陷槽控制,在邻近裂陷槽的灯二台缘带(图1a中绿色区域),灯三段、灯四段被大范围剥蚀,因此,灯三段对斜坡区灯影组气藏贡献相对较小(朱联强等,2021)。相比之下,下寒武统筇竹寺组/麦地坪组暗色泥页岩广覆式分布,是研究区震旦系气藏的主力烃源岩。同样,受控于裂陷槽,筇竹寺组和麦地坪组烃源岩自西向东厚度逐渐减薄,麦地坪组多发育于裂陷槽内部。

1.2 储层沉积特征及固体沥青宏观充填状态

川中古隆起北斜坡灯影组储层以微生物白云岩为主,主要发育藻凝块白云岩、藻砂屑白云岩、藻粘结白云岩及泥晶白云岩等。与高—磨地区相似,太和含气区主要发育裂缝—孔(洞)型储层,储层主要受藻丘、颗粒滩亚相及岩溶作用共同控制。

灯影组二段可以细分为上、下两个亚段。灯二上亚段上部以台坪相沉积为主,中部主要为丘滩相沉积,是灯影组主力产气层段,下部则为丘滩相与丘间海相沉积。灯二上亚段主要发育藻砂屑白云岩、泥晶白云岩,溶蚀孔洞、溶蚀缝发育。灯二下亚



与灯影组沉积微相叠合图

图1 区域地质背景图

段上部以丘滩相为主,顶部发育潮坪(岩性以泥晶白云岩为主);中部和下部均以台坪相为主;主要发育泥晶-凝块白云岩和泥晶白云岩.灯影组四段以中部厚层硅质云岩(高电阻,相对高自然伽马)顶部为界,划分为上、下亚段.灯四上亚段岩性以藻凝块、藻叠层等藻白云岩为主;而下亚段以粉细晶白云岩和泥晶白云岩为主.

泥晶白云岩(图2e,2l)多呈现灰白色,物性相对较差,发育少量溶孔和微裂缝,常见固体沥青充填于溶蚀孔、洞中。藻砂屑云岩(图2b)整体多呈灰黑色,藻类以不规则块状和长条状赋存于岩石中,溶孔在藻类周围较为发育,固体沥青多以半充填—充填的状态分布于孔隙空间。凝块白云岩(图2d)整体呈灰黑色,裂缝和溶孔均较为发育,裂缝和溶孔中常有固体沥青半充填—全充填。泥晶白云岩(图2f)物性较灯二上亚段略差,同样发育溶蚀孔洞,见固体沥青和白云石充填。藻凝块云岩(图2f~2h)颜色多为灰白色,也有少量深灰色,岩石中发育不规则的团藻,溶蚀孔和微裂缝较为发育,固体沥青多以

颗粒状充填于溶孔壁周围,也有少量固体沥青顺裂缝半充填于其中;第四段的泥晶白云岩(图21)物性较差,发育少量裂缝,未见明显固体沥青充填。

总体上:(1)灯二段、灯四段储层固体沥青多赋存于藻白云岩的溶蚀孔洞、裂缝中;而泥晶白云岩储层相对较为致密,溶蚀孔洞发育较少或者不发育,固体沥青充填量也相对较少;(2)从固体沥青赋存形态来看,不论灯二段还是灯四段,固体沥青多以颗粒状充填于溶蚀孔、洞内,且多伴随白云石充填;在裂缝发育处,固体沥青多以顺缝隙产状充填。固体沥青在不同的岩性中的赋存状态和充填有较大的区别;(3)从充填程度来看,灯二段、灯四段储层固体沥青多以半充填—全充填的形式赋存于孔隙空间中,大大降低了储层的有效孔隙度;(4)从岩性对比来看,固体沥青在藻凝块白云岩、藻叠层白云岩和藻砂屑白云岩中含量较高。

1.3 储层微观孔隙结构特征及固体沥青充填状态

为进一步研究储层的微观孔隙结构特征及固体沥青在孔隙空间的赋存状态,对灯影组(二段、四

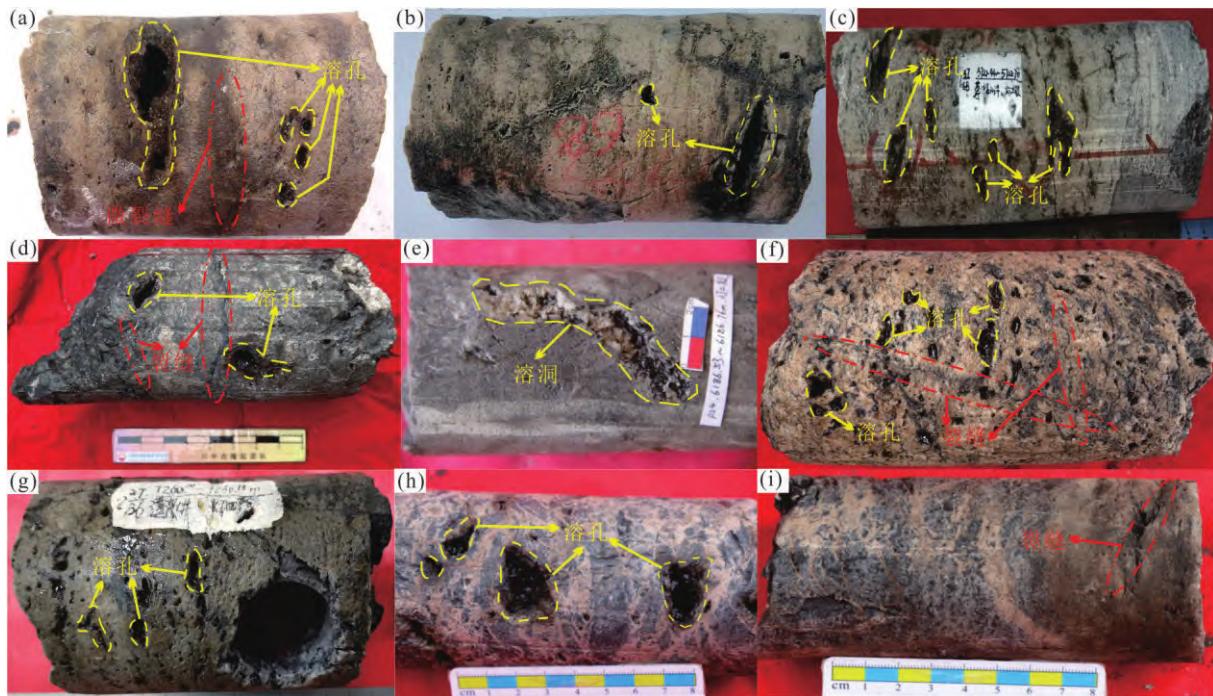


图2 川中古隆起北斜坡灯影组岩性及固体沥青充填情况观察

Fig.2 Observation on lithology and solid bitumen filling-status of Dengying Formation on North Slope of central Sichuan Uplift
 a. 蓬探1井, 5 773.58~5 773.68 m, 灯二上亚段, 藻粘结白云岩, 溶孔和微裂缝发育, 溶孔边缘发育细晶白云石, 内部见块状固体沥青半充填; b. 蓬探1井, 5 730.40~5 730.51 m, 灯二上亚段, 藻砂屑白云岩, 溶孔发育, 部分溶孔内见块状固体沥青半充填; c. 蓬探103井, 5 722.44~5 722.70 m, 灯二上亚段, 藻粘结白云岩, 顺层溶蚀孔洞发育, 孔洞内见细晶白云石和少量固体沥青充填; d. 蓬深3井, 5 750.47~5 750.61 m, 灯二下亚段, 泥晶-藻凝块白云岩, 裂缝和溶孔均有发育, 少量溶孔发育, 溶孔边缘发育细晶白云石, 内部见少量固体沥青充填; e. 蓬深4井, 6 186.53~6 186.76 m, 灯二下亚段, 泥晶白云岩, 溶洞发育, 延伸长度4~5 cm, 溶洞内见大量细晶及中晶白云石充填, 白云石晶间孔内发育少量固体沥青; f. 蓬深1井, 7 263.71~7 263.83 m, 灯四上亚段, 藻凝块白云岩, 溶孔和微裂缝发育, 部分溶孔内见少量固体沥青充填; g. 蓬深1井, 7 260.11~7 260.28 m, 灯四上亚段, 藻凝块白云岩, 溶孔发育, 溶孔中见少量固体沥青充填; h. 东坝1井, 6 404.95~6 405.08 m, 灯四上亚段, 藻凝块白云岩, 溶孔发育, 溶孔直径为1~2 cm, 溶孔内见块状固体沥青半充填; i. 东坝1井, 6 408.60~6 408.67 m, 灯四上亚段, 泥晶白云岩, 发育少量裂缝, 缝内见细晶白云石充填, 未见明显固体沥青充填痕迹

段)白云岩储层铸体薄片进行镜下观察:(1)泥粉晶白云岩(图3a)整体较为致密,基质孔隙不发育,孔隙空间多由粒间溶蚀孔洞、裂缝提供,固体沥青多以颗粒状、半条状等形态半充填于溶蚀孔、洞内部;(2)泥晶-凝块白云岩(图3b)的基质多以藻格架白云岩为主,白云石颗粒整体粒度较细,重结晶作用较为明显,固体沥青多呈环边状半充填于孔隙空间中;(3)藻凝块白云岩(图3c)基质以白云石颗粒为主,颗粒粒度较大且自形程度较高,常见微裂缝,固体沥青多数赋存于粒间孔隙之中,少量固体沥青顺裂缝充填;(4)细粉晶白云岩(图3d)的基质主要为泥晶白云石,可见明显微生物作用,发育溶蚀孔,视域中相对较小的溶蚀孔隙和微裂缝几乎被固体沥青完全充填,中心的溶蚀孔洞边缘可见固体沥青。总体上,灯影组储层发育大量的溶蚀孔洞,部分层段发育(微)裂缝,且固体沥青主要以半充填—充填

的状态赋存于孔隙空间之中,这与在宏观下岩心观察到的结果较为一致。

1.4 储层物性(孔、渗)特征

川中古隆起北斜坡10口重点探井灯影组340样次全直径岩心(灯四段2口井73样次;灯二段8口井267样次)孔隙度、渗透率频率分布直方图(图4)显示:(1)灯影组储层致密,孔隙度主要分布在2%~4%之间,灯二段储层孔隙度要略优于灯四段(>4%的区间占比更高);(2)灯二段与灯四段储层渗透率相当(灯四段储层渗透率略高),均呈现低渗特征,空气渗透率以小于1 mD为主——灯二段储层渗透率主要分布在0.01~0.1 mD与0.1~1.0 mD两个区间内,灯四段储层主要分布在0.1~1.0 mD;(3)不论灯二段还是灯四段,储层物性都呈现低孔、特低渗的特点,属于典型的致密碳酸盐岩储层。

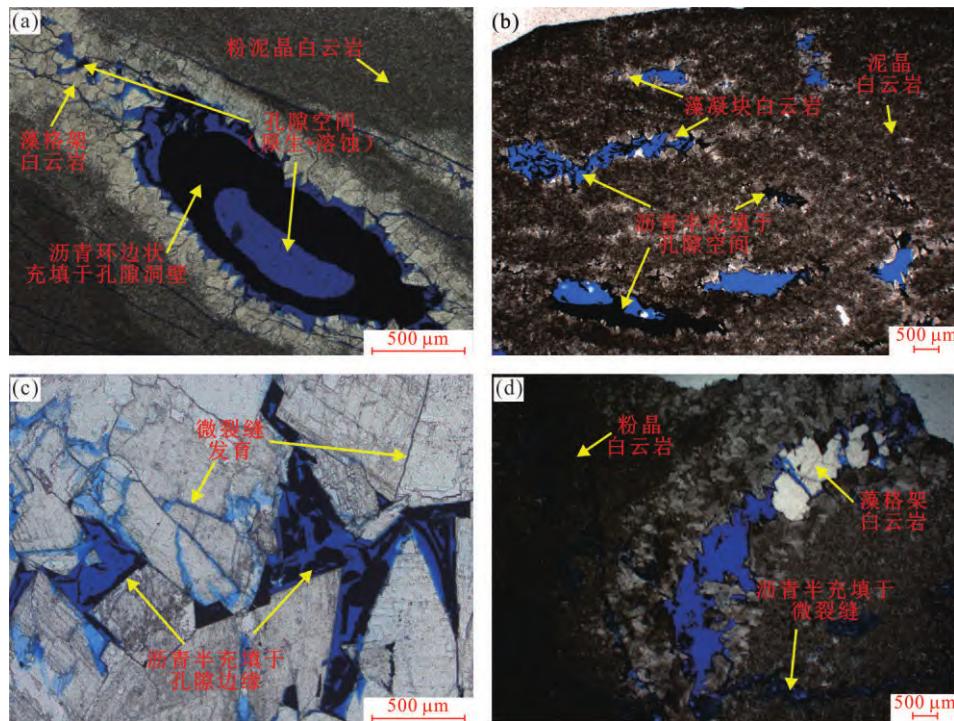


图 3 研究区灯影组储层固体沥青镜下特征观察

Fig.3 Microscopic features of solid bitumen of the Dengying Formation on thin section

a. 蓬深 2 井, 7 782.24 m, 灯二段, 泥晶白云岩, 溶孔发育, 细一中晶白云石沿溶孔边缘生长, 溶孔内部块状固体沥青半充填;b. 蓬深 1 井, 7 262.41~7 262.54 m, 灯二段, 藻粘结白云岩, 格架孔发育, 孔内见块状及丝状固体沥青充填;c. 蓬深 3 井, 5 769.90~5 770.01 m, 灯二段, 溶洞内充填的自形粗晶白云石, 白云石晶间孔见块状固体沥青半充填;d. 东坝 1 井, 6 410.11 m, 灯四段, 粉晶白云岩, 溶洞发育, 溶洞边缘细晶白云石发育, 洞内见少量他形石英充填

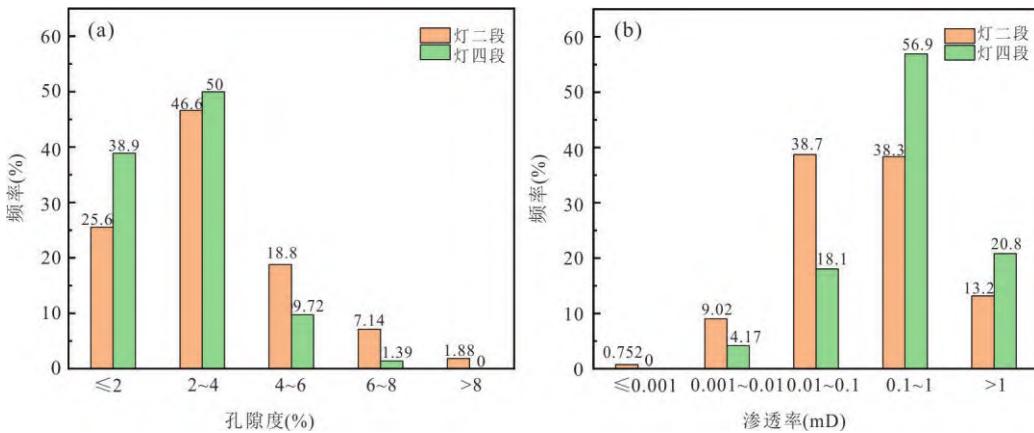


图 4 川中古隆起北斜坡灯影组(灯二段、灯四段)全直径岩心孔隙度(a)、渗透率(b)频率分布直方图

Fig.4 Full-diameter core porosity (a) and permeability (b) frequency distribution histogram of Dengying Formation (the second and fourth members) on the North Slope of central Sichuan Uplift

2 储层固体沥青定量评价

2.1 “点”刻画——铸体薄片图像定量评价

本研究参照标准 SY/T5368-2016 进行铸体薄片制作, 并依托中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 借助透射—反射偏光显微镜对

灯影组储层铸体薄片进行镜下观察。在掌握样品孔隙空间基本情况的前提下, 优选出能够反映孔隙空间发育情况的典型镜下照片, 借助 Matlab 平台, 通过图像分析处理技术计算储层固体沥青的体积含量, 具体流程如下(图 5):

(1) 固体沥青提取: 读取图像后, 将 RGB 图像转

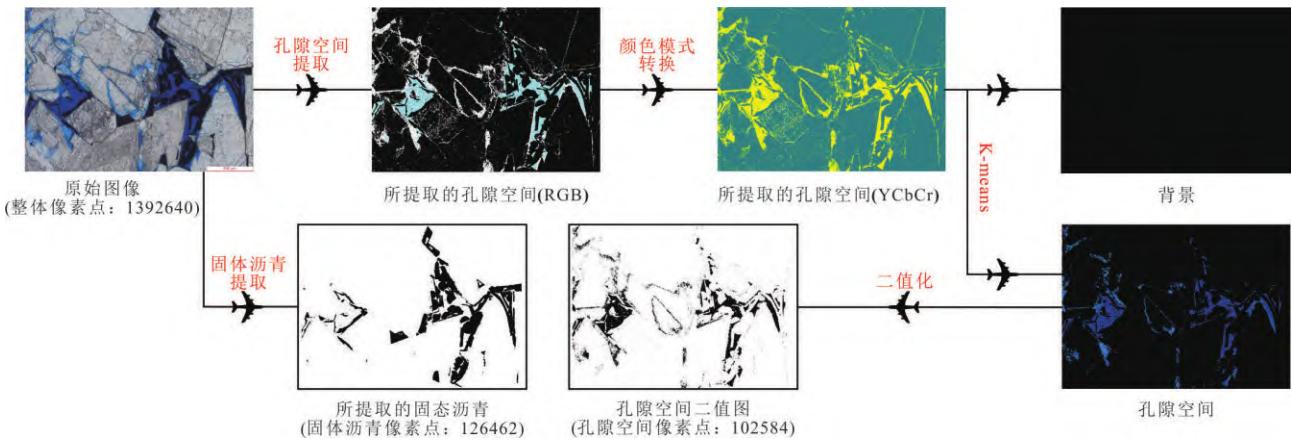


图5 图像法固体沥青含量定量评价技术路线图

Fig.5 The workflow for quantitative evaluation of solid bitumen content by image processing method

化为灰度图,设定灰度值范围,对固体沥青进行提取并计算其像素值;

(2)残余孔隙空间提取:通过颜色模式转换、K-means聚类、二值化,对未被固态沥青充填的残余孔隙空间进行提取并计算其像素值;

(3)计算残余孔隙度和储层固体沥青含量(固体沥青孔隙度),具体计算方法如式(1)~(3)所示。所得储层固体沥青含量将用于后续标定测井固体沥青含量定量评价结果。

$$\text{残余孔隙度} = \frac{\text{残余孔隙空间像素值}}{\text{图像整体像素值}}, \quad (1)$$

$$\text{固体沥青孔隙度} = \frac{\text{固体沥青像素值}}{\text{图像整体像素值}}, \quad (2)$$

$$\text{总孔隙度} = (\text{残余孔隙空间像素值} + \text{固体沥青像素值}) / \text{图像整体像素值}. \quad (3)$$

值得注意的是,镜下观察采集的图像仅反映十分“局限”区域的孔隙空间及固体沥青充填情况,所测算的结果(残余孔隙度、固体沥青含量)与实际可能存在显著差异。以蓬深3井的样品为例(图3c):图像法所得残余孔隙度及固体沥青含量分别达到了7.37%和9.08%,明显高于该深度点的实际残余孔隙度(气测结果为4.50%)以及固体沥青含量。因此,需要对图像法所得的结果进行校正。具体做法为:挑选同一批次、同时做了铸体薄片图像分析和物性分析的样品,对图像分析法求得的残余孔隙度和气测孔隙度进行线性拟合,求得二者之间的关系(图6,公式4)并将之用于图像法固体沥青含量的校正(公式5)。

$$\text{气测孔隙度} = a \times \text{图像法残余孔隙度} + b, \quad (4)$$

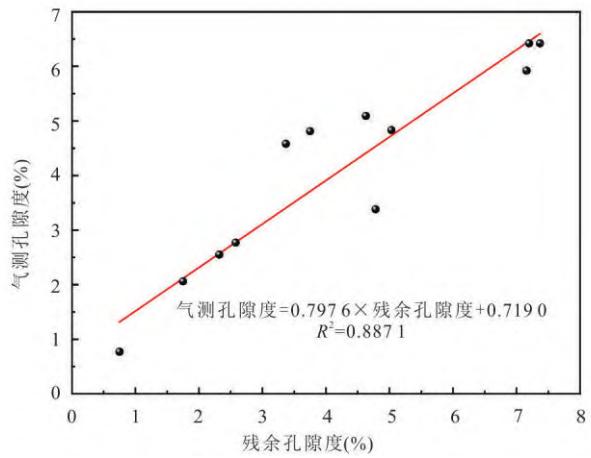


图6 气测孔隙度与图像法残余孔隙度线性拟合图

Fig.6 Linear regression between gas porosity and residual porosity obtained by image processing.

$$\text{校正固体沥青含量} = a \times \text{图像法固体沥青含量} + b. \quad (5)$$

川中古隆起北斜坡地区固体沥青薄片定量分析结果(表1)显示:(1)北斜坡地区灯影组储层固体沥青含量普遍较高,平均为4.20%,最高可达9.39%;相比高石梯—磨溪地区[0.51%~4.62%,平均2.20%,据宋泽章等(2021)]更高,指示北斜坡地区在古油藏成藏时期油藏含油丰度更高;(2)固体沥青充填度(1.94%~94.60%,平均52.88%)指示北斜坡地区灯影组储层多被固体沥青半充填—充填,且充填程度强于高石梯—磨溪地区;(3)北斜坡地区灯影组储层校正后的总孔隙度(古油藏形成时期孔隙度)平均为7.91%,最高可达14.66%。这说明,在古油藏形成时期,斜坡区灯影组储层十分发育,甚至优于隆起区(高石梯—磨溪地区),形成的古油

表1 图像法固体沥青含量计算结果
Table 1 Results of solid bitumen content obtained by image processing

样品号	整体图像面 积(像素点)	固体沥青面 积(像素点)	铸体面积 (像素点)	总孔隙 度 (%)	校正总 孔隙度 (%)	固体沥 青孔隙 度(%)	残余孔 隙度(%)	固体沥 青充填 度(%)	校正固 体沥青 含量 (%)
DB1-6 409.43	5 002 624	1 135 204	273 014	28.15	10.02	22.69	5.46	80.61	8.08
DB1-6 410.11	5 002 624	653 448	187 381	16.81	7.14	13.06	3.75	77.71	5.55
DB1-6 411.01	5 002 624	515 204	129 158	12.88	6.14	10.30	2.58	79.96	4.91
PS1-7 257.53~7 257.73	6 076 416	28 800	140 947	2.79	3.57	0.47	2.32	16.97	0.61
PS1-7 259.43~7 259.63	6 076 416	29 843	120 472	2.47	3.49	0.49	1.98	19.85	0.69
PS1-7 262.41~7 262.54	6 076 416	547 669	204 369	12.38	6.01	9.01	3.37	72.82	4.38
PS1-7 263.45~7 263.55	6 076 416	230 146	290 735	8.57	5.04	3.79	4.78	44.18	2.23
PS2-7 782.24①	1 392 640	142 311	401 216	39.03	12.79	10.22	28.81	26.18	3.35
PS2-7 782.24②	1 392 640	226 162	95 555	23.10	8.74	16.24	6.86	70.30	6.14
PS2-7 790.43~7 790.52①	1 392 640	12 611	130 639	10.29	5.48	0.91	9.38	8.80	0.48
PS2-7 790.43~7 790.52②	1 392 640	203 001	136 245	24.36	9.06	14.58	9.78	59.84	5.42
PS3-5 769.9~5 770.01①	1 392 640	126 462	102 584	16.45	7.05	9.08	7.37	55.21	3.89
PS3-5 769.9~5 770.01②	1 392 640	5 159	261 077	19.12	7.72	0.37	18.75	1.94	0.15
PT1-5 729.44	1 392 640	356 847	55 012	29.57	10.38	25.62	3.95	86.64	9.00
PT101-5 759.7①	1 392 640	98 781	176 080	19.74	7.88	7.09	12.65	35.94	2.83
PT101-5 759.7②	1 392 640	112 717	70 039	13.12	6.20	8.09	5.03	61.68	3.82
PT102-5 846.88~5 846.93①	1 392 640	583 55	587 613	46.38	14.66	4.19	42.19	9.03	1.32
PT102-5 846.88~5 846.93②	1 392 640	182 280	10 399	13.84	6.38	13.09	0.75	94.60	6.04
ZJ2-6 554.3	1 392 640	177 119	24 425	14.47	6.54	12.72	1.75	87.88	5.75
ZJ2-6 553.56	1 392 640	408 538	197 677	43.53	13.93	29.34	14.19	67.39	9.39

注: *固体沥青充填度: 固体沥青占原始孔隙空间(原油未裂解时孔隙空间)的百分比.

藏规模也大于隆起区, 在后续的油气相态演化过程中形成的原油裂解气含量更高.

2.2 “线”刻画——多矿物反演测井定量评价

本研究基于常规测井曲线组合(DEN、CNL、AC、Rxo、RT), 采用多矿物体积模型反演法(宋泽章等, 2021)对储层固体沥青进行定量评价. 下面以蓬探1井为例, 对固体沥青反演结果(图7)可靠性进行分析.

(1)重构测井曲线精度: 重构的测井曲线(DEN_反演、CNL_反演、AC_反演、Rxo_反演、RT_反演)均与原始测井曲线存在较好的贴合(图7), 指示重构曲线的精度较高;

(2)反演岩性精度: 反演岩性与录井岩性基本一致;

(3)反演孔隙度精度: 灯二上亚段全直径岩心实测孔隙度与反演孔隙度(图7右数第五道)叠合良好;

(4)反演含气性精度: 反演结果显示, 蓬探1井灯二段含气储层主要位于灯二上亚段, 下亚段以地层水为主, 这与测井解释及试油所得的含气性一致;

(5)反演固体沥青含量标定: 图像法求得蓬探1井5 729.44 m深度处的固体沥青含量为9.00%, 而测井

反演所得该深度储层固体沥青含量为8.09%, 二者之间绝对误差为0.91%. 考虑到超深层致密碳酸盐岩储层较强的非均质性, 该结果反映, 测井反演固体沥青含量较为可信;

(6)固体沥青含量纵向分布规律: 蓬探1井灯二上亚段的固体沥青含量要明显高于下亚段(图7右侧); 上亚段固体沥青含量算术平均值为2.24%, 而下亚段仅为1.10%. 这可能与灯影组储层与筇竹寺组/麦地坪组烃源岩之间“上生下储”的源—储配置关系有关: 石油在上覆烃源岩中生成, 自上向下充注于灯影组储层之中, 导致高部位固体沥青含量相对较高. 此外, 这口井的含气性与固体沥青含量之间还存在较好的一致性: 固体沥青含量较高的上亚段同样也是当前含气性较好的时段. 值得注意的是, 固体沥青含量与当前的含气性之间是否存在这种正相关关系, 还有待更多的考证.

通过以上几个方面的综合分析可知, 基于多矿物体积模型的测井反演储层固体沥青含量较为可信.

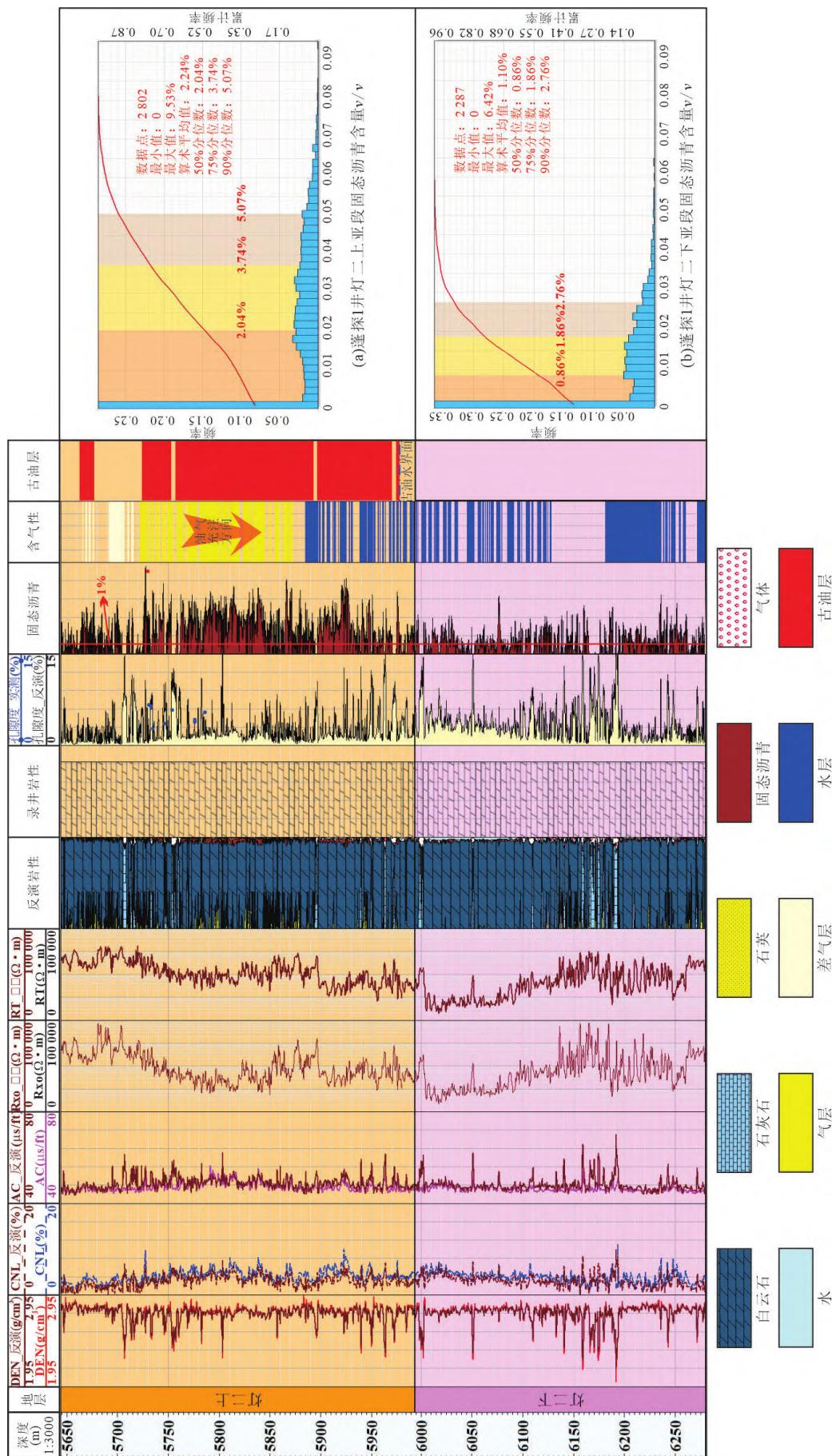


Fig.7 The features of reconstructed logging curves of the second member of Dengying Formation, Pengtan1 well

图7 蓬探1井灯二段多矿物反演重构成线特征

表2 灯影组储层固体沥青含量及充填度

Table 2 Solid bitumen content and filling degree of Dengying Formation reservoir

井名	层位	固体沥青含量(90%分位点)(%)	总孔隙度(%)	固体沥青充填度(%)
PT1	灯二上亚段	5.07	7.84	64.67
	灯二下亚段	2.76	4.90	56.33
PT101	灯二上亚段	4.99	9.96	50.10
	灯二下亚段	3.54	8.10	43.70
PT102	灯二上亚段	2.70	5.62	48.04
	灯二下亚段	3.29	7.71	42.67
PT103	灯二上亚段	2.59	7.48	34.63
	灯二下亚段	1.84	11.53	15.96
ZS101	灯二上亚段	3.23	7.10	45.49
	灯二下亚段	2.99	6.53	45.79
PS3	灯二下亚段	3.05	8.57	35.59
DB1	灯四上亚段	2.68	5.55	48.29
	灯四下亚段	2.78	5.69	48.86
JT1	灯四上亚段	1.91	6.34	30.13
	灯四下亚段	4.36	6.85	63.65

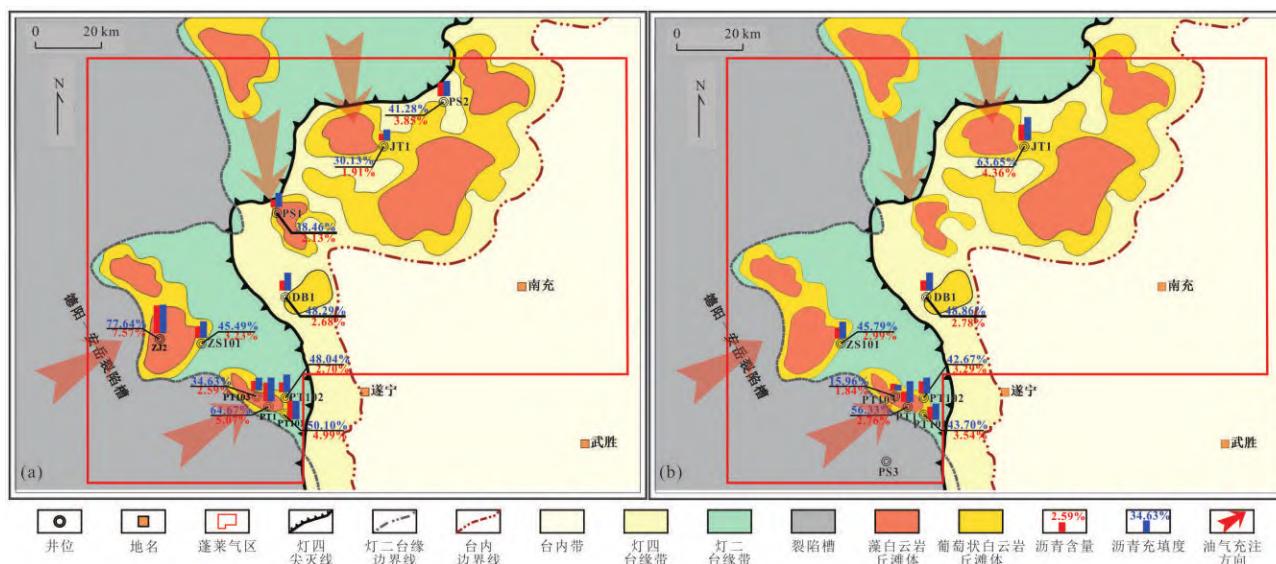


图8 研究区灯影组储层固体沥青含量及固体沥青充填度平面分布图

Fig.8 Planar distribution of solid asphalt volume content and solid asphalt filling degree of Dengying Formation reservoir in the study area
a. 灯二上亚段与灯四上亚段; b. 灯二下亚段与灯四下亚段

北斜坡重点探井测井固体沥青含量反演结果(表2)显示:(1)川中古隆起北斜坡重点探井灯二段固体沥青含量整体高于灯四段;(2)灯二段固体沥青含量纵向分布多体现出上亚段高于下亚段的规律,而在灯四段中这种规律则不太明显;(3)总体上,斜坡区灯影组储层固体沥青多以半充填状态存在于孔隙空间(亚段平均固体沥青充填度:15.96%~64.67%),与图像法固体沥青定量分析结果一致.

2.3 “面”刻画——固体沥青含量平面分布定量刻画

为进一步探究固体沥青含量在斜坡区平面上的分布规律,对单井纵向上的固体沥青进行统计.以单井含气层段固体沥青含量的加权平均值作为该井的固体沥青含量特征值,并将之叠合至目的层沉积微相图上(图8),用于研究固体沥青平面分布规律.

川中古隆起北斜坡地区灯影组储层普遍被固体沥青充填:(1)固体沥青在灯二段台缘、灯四段台

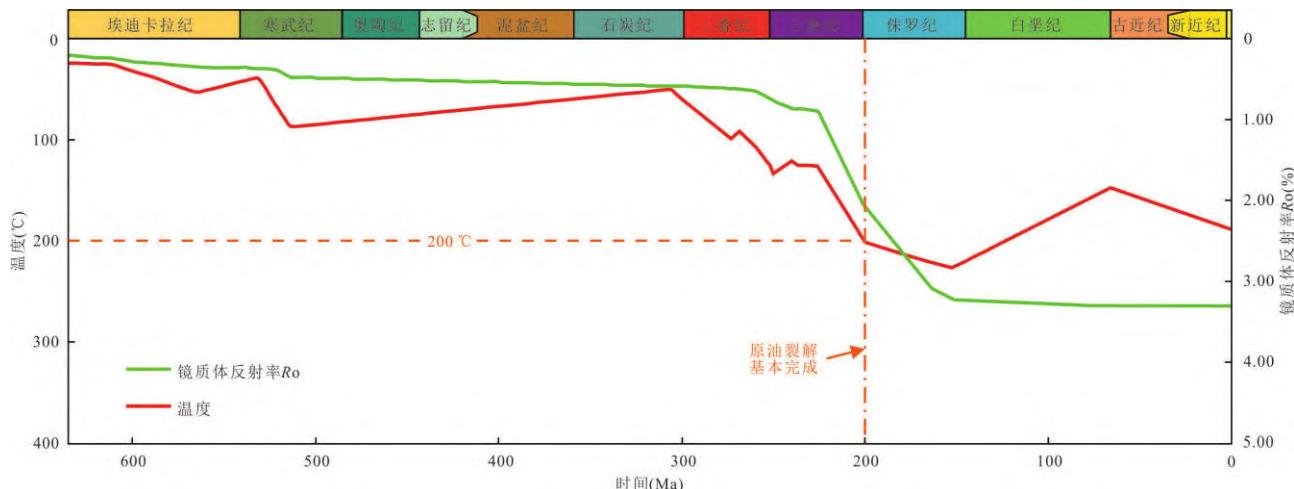
图9 研究区蓬探1井灯影组储层温度(T)与等效镜质体反射率(R_o)随时间(t)变化图

Fig.9 Variation of reservoir temperature (T) and vitrinite reflectance (R_o) with time (t) in Dengying Formation of Pengtan 1 Well in the the study area

缘含量均较高,普遍高于高石梯—磨溪地区(平均值约2.20%);(2)灯二段台缘与灯四段台缘的固体沥青含量差异不大,平均值分别为:3.28%,2.93%,这可能与“旁生侧储”的源—储配置关系有关——德阳—安岳裂陷槽中筇竹寺/麦地坪组烃源岩生成的原油可以直接侧向充注于灯二段及灯四段台缘;(3)自西向东,自德阳—安岳裂陷槽向灯二段台缘带、灯四段台缘带方向,固体沥青含量呈现略微降低的趋势,指示自西向东的原油充注;(4)自北向南,自斜坡的低部位向高部位,固体沥青含量也有微弱的降低趋势,指示自北向南的原油充注.

3 古油藏与现今气藏的联系

3.1 古油藏下限定量分析

固体沥青是原油裂解的直接端元产物,可用于古油藏的识别及分布范围的圈定(Li *et al.*, 2008).然而,基于储层固体沥青含量对古油藏范围进行圈定需要满足两个前提条件:(1)原油是否原位裂解?现今气藏的构造形态与古油藏聚集期的古油藏构造形态有可能发生了巨大的改变,因此,必须首先厘清区域构造变形是否直接控制了固体沥青的分布;(2)指示目的时段为古油层的固体沥青含量下限为多少(李平等,2016)?

Song *et al.* (2022)借助 Schlumberger 公司的盆地模拟软件 PetroMod 对北斜坡重点探井蓬探1井进行单井埋藏史及烃源岩热演化史研究发现:受加里东运动影响,川中古隆起整体长期处于构造抬升

状态,筇竹寺组/麦地坪组烃源岩成熟演化停滞;晚石炭世时期再次发生构造沉降,烃源岩在晚二叠世进入成熟—高成熟阶段,大量生油;早三叠世经历短暂抬升之后,川中古隆起进入快速埋深时期,烃源岩热演化程度快速升高,进入过成熟阶段,以生气为主;晚侏罗世时期烃源岩达到最大古埋深;晚期受喜山运动影响,持续隆起至今.筇竹寺组源岩为I/II₁型,以生液态烃为主;且原油裂解主要受温度控制,当地层温度达到200 °C时,原油裂解基本完成.震旦系原油裂解大致开始于三叠纪中期,三叠纪末期原油裂解基本结束(200 Ma)(图9).因此,研究区灯影组古油藏原油裂解发生在大规模区域构造抬升之前,灯影组储层固体沥青分布可用于表征古油藏的分布.

原油在完全裂解后形成天然气和储层固体沥青.研究表明,1 t原油完全裂解大约可生成0.444 5 t天然气和0.555 4 t固体沥青;对应地,1 cm³原油完全裂解可产生531.306 cm³天然气和0.366 3 cm³的固体沥青(孙玮等,2007).因此,古油藏中原油的体积等于固体沥青体积含量除以0.366 3.若以原始含油饱和度 $S_o=70\%$ 作为古油藏含油饱和度下限标准(孙玮等,2007)对古油藏进行识别,则:

$$Boi = \frac{\varphi_b / 0.366 3}{\varphi_1 + \varphi_b} > 0.7, \quad (6)$$

式中: Boi 为古油藏含油饱和度; φ_b 为固体沥青含量; φ_1 为残余孔隙度.

通过公式6可知,判定古油层的标准为:固体沥青充填度大于25.641%(约25%).此外,李平等

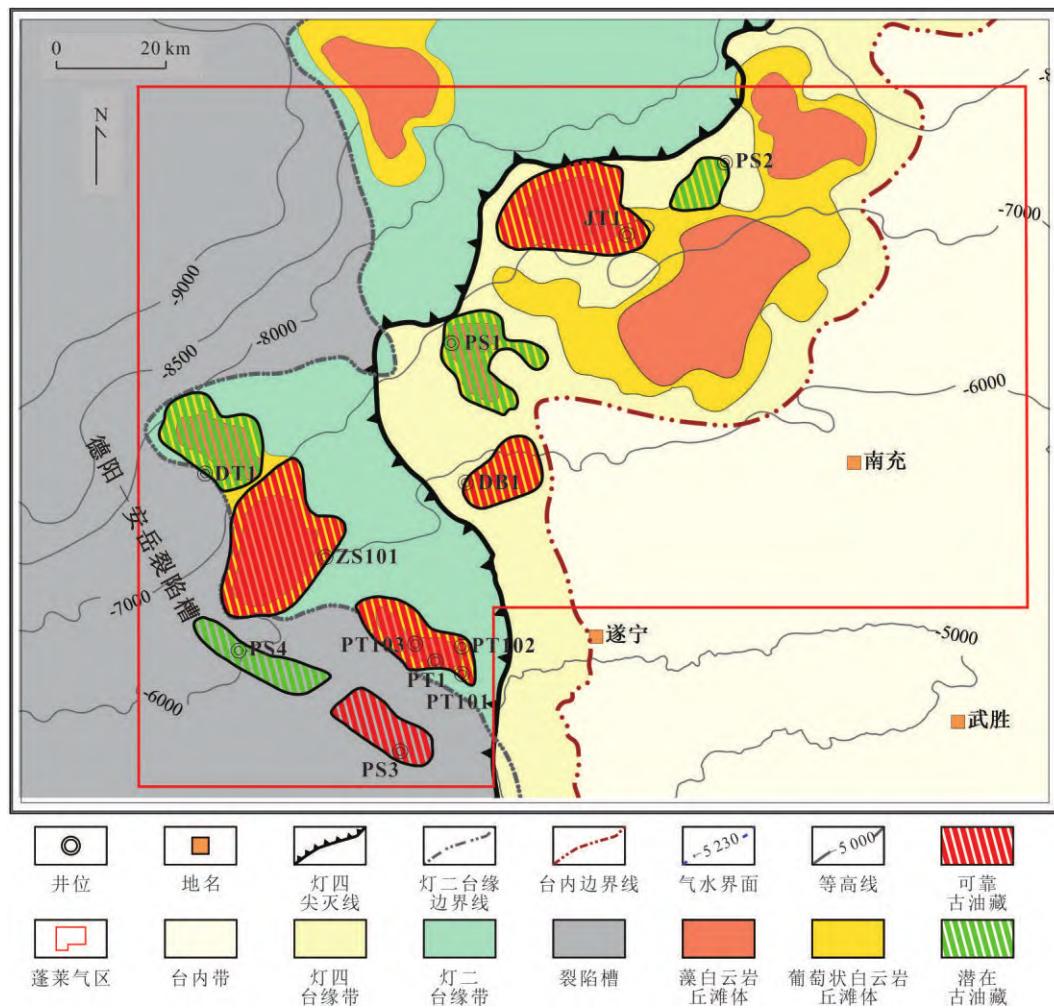


图 10 研究区灯影组古油藏平面分布图

Fig.10 Plane distribution of Dengying Formation paleo-oil reservoirs in the study area

表 3 灯影组储层古油层累计厚度数据表

Table 3 Accumulated thickness of paleo-oil reservoirs of Dengying Formation reservoir

井位	层位	累计古油层厚度(m)
PT1	灯二段	240
PT101	灯二段	173
PT102	灯二段	51
PT103	灯二段	54
ZS101	灯二段	145
PS3	灯二段	30
JT1	灯四段	83
DB1	灯四段	65

(2016)认为,古油藏还应该有孔隙度下限——2.5%,则固体沥青含量应该大于该值的25%,即1%。综上,本文将固体沥青充填度大于25%且固体沥青体积含量大于1%作为震旦系灯影组储层古油藏的下限标准,并基于此确定单井古油层累计厚度

和古油藏底界深度。以蓬探1井为例(图7,右侧第一道):蓬探1井纵向上共存在5个古油层,累计厚度约为240 m,古油层的底界为5 977 m。

根据上述方法,本研究对北斜坡地区蓬探1井、蓬探101井、蓬探102井、蓬探103井、中深101井、蓬深3井、东坝1井、角探1井等8口井进行了古油层精细识别,结果如表3所示。

3.2 古油藏平面展布规律

研究区天然气藏为典型的构造背景下的岩性气藏,气藏的分布严格受沉积微相展布的控制。此外,斜坡区古油藏同样为原位裂解;已有钻井的台缘丘、滩体(图8)中,固体沥青普遍存在于储层孔隙空间。因此,本研究依托西南油气田最新的灯影组地震微相识别成果,以丘、滩体边界作为古油藏边界,对古油藏的平面展布(图10)进行刻画;共识别出5个可靠古油藏(其中,灯二段3个、灯四段2个)

表4 研究区古油藏规模及原油裂解气含量估算

Table 4 Estimation of the scale of Paleo-oil reservoirs and the content of Oil-cracking gas in the study area

油藏	$Ao(\text{km}^2)$	$H(\text{m})$	$\varphi(\%)$	$\rho(\text{t}/\text{m}^3)$	B	$Q_o(10^8 \text{t})$	$Q_g(10^8 \text{m}^3)$	备注
PT1-PT101-PT102-PT103	174.49	127	4.27	1.02	2.22	21.38	13 258.40	可靠
ZS101	407.29	145	4.10	1.02	2.22	54.83	33 993.86	可靠
PS3	130.92	30	10.35	1.02	2.22	9.20	5 707.06	可靠
JT1	296.43	83	2.97	1.02	2.22	16.55	10 258.92	可靠
DB1	119.89	65	4.10	1.02	2.22	7.23	4 485.65	可靠
PS1	187.85	74	3.54	1.02	2.22	11.14	6 908.62	潜在
PS2	74.45	74	3.54	1.02	2.22	4.42	2 738.07	潜在
PS4	130.48	101	6.24	1.02	2.22	18.62	11 545.02	潜在
DT1	237.32	101	6.24	1.02	2.22	33.87	20 998.35	潜在
总计						177.25	109 893.94	

和4个潜在古油藏(其中,灯二段2个、灯四段2个).可靠古油藏主要分布于现有探井及固体沥青定量分析已确定存在古油藏的丘、滩体中,而潜在古油藏则无钻井资料支撑,仅依托地震沉积微相识别成果进行厘定.

3.3 古油藏资源量评价

本研究采用体积法进行古油藏的定量评价(公式7):

$$Q = Ao \times H \times \varphi \times \rho \times B, \quad (7)$$

其中: Q 为原油地质储量(10^8t); Ao 为含油面积(km^2); H 为古油藏的油柱高度(m); φ 为固体沥青体积含量(%); ρ 为固体沥青密度(t/m^3); B 为折算系数(即产生1 t固体沥青需要多少原油).

式(7)中:含油面积以地震微相识别的丘、滩体边界为准进行测算;油柱高度则基于古油层识别成果,以同一岩性圈闭内各井油层累计高度的平均值作为该岩性圈闭的平均油柱高度;固体沥青体积含量等于同一岩性圈闭中各井固体沥青含量的平均值;固体沥青密度为 $1.02 \text{ t}/\text{m}^3$ (孙玮等, 2007). 此外, 灯影组所在深度等效镜质体反射率(EqR_o)>2.4% (Zhu et al., 2015), 处于过成熟深度区间, 原油已完全裂解. 基于前人原油裂解实验成果, 原油完全裂解的固体沥青产率大约为45% (Lei et al., 2018), 由此可得折算系数为2.22. 由于1 t原油完全裂解可生成 620 m^3 (标准状态下)天然气(郭春萍, 2006), 因此, 计算得出古油藏的规模为 $177.25 \times 10^8 \text{ t}$, 理论上完全裂解可产生 $109 893.94 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气(表4). 该规模远大于当前已提交的震旦系灯影组气藏天然气控制储量($5 877.91 \times 10^8 \text{ m}^3$), 说明古原油裂解为震旦系气藏的形成提供了充足的气源.

4 结论

本研究优选川中古隆起北斜坡灯影组气藏为研究对象, 基于岩心观察, 优选固体沥青作为古油藏定量评价的媒介, 综合“点”、“线”、“面”3个不同维度对固体沥青含量进行精细评价;进而定量刻画古油藏的分布及其资源量, 取得了以下4点重要认识:

(1) 川中古隆起灯影组储层固体沥青主要以半充填—全充填的状态赋存于孔隙空间中;灯二段固体沥青含量整体要高于灯四段;不论灯二段还是灯四段, 上亚段固体沥青含量均略高于下亚段.

(2) 纵向上, 油气充注方向多为自上而下;平面上, 油气充注主要存在两个方向:自德阳—安岳裂陷槽向台内侧向充注;自北部斜坡区向南、向古隆起高部位侧向充注.

(3) 古油藏的识别标准为:固体沥青在孔隙空间充填度大于25%且固体沥青含量大于1%.

(4) 川中古隆起北斜坡地区5个可靠古油藏、4个潜在古油藏容积法评价所得古油藏规模约 $177.25 \times 10^8 \text{ t}$, 完全裂解可产生原油裂解气约 $109 893.94 \times 10^8 \text{ m}^3$.

References

- Cao, Z. C., Xu, Q. Q., Yu, T. X., et al., 2021. Significance of Secondary Hydrocarbon Generation and Crude Oil Cracking in Paleo-Reservoirs to Hydrocarbon Accumulation: A Case Study of Cambrian Source Rocks in Bachu-Maigaiti Area of Tarim Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 42(2):143—151 (in Chinese with English abstract).
- Fan, J., Jiang, Y. L., Song, M. S., et al., 2020. The Application of “SGR Lower Limit Method” in Recognizing Paleoreser-

- voir. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(4):755—764 (in Chinese with English abstract).
- Guo, C.P., 2006. Characteristic of Oil Cracking Experiment and the Study of Hydrocarbon Dynamics(Dissertation). Daqing Petroleum Institute , Daqing(in Chinese with English abstract).
- Guo, X.S., Hu, D.F., Huang, R.C., et al., 2020. Feature of Paleo-Oil Pools in the Sinian Dengying Formation, Northeastern Sichuan Basin, and Its Significance to Exploration. *Oil & Gas Geology*, 41(4): 673—683 (in Chinese with English abstract).
- Guo, Z.Q., Liang, K., Wu, P.H., et al., 2022. Discussion on Reserve Calculation Method of Paleo Oil Reservoir in Ancient Carbonate: A Case Study from the Dengying Formation of the Anyue Gas Field in Sichuan Basin. *Acta Geologica Sinica*, 96(1):317—329 (in Chinese with English abstract).
- Huang, X.D., Chen, C.H., Lai, X., et al., 2019. The Genetic Relationship between Pb-Zn Deposits and Paleo-Oil Reservoirs in Mayuan, Northern Sichuan Basin. *Geology in China*, 46(6):1547—1555 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Y.L., Liu, X.J., Zhao, X.Z., et al., 2020. Comprehensive Identification of Oil and Gas Accumulation Period by Fluid Inclusion Technique and Reservoir Bitumen Characteristics: A Case Study of the Paleozoic Buried Hill in Beidagang, Huanghua Depression. *Earth Science*, 45(3):980—988 (in Chinese with English abstract).
- Jin, X.Y., Li, J.W., Hofstra, A., et al., 2016. Relationship between Carlin-Type Gold Deposits and Paleo-Petroleum Reservoirs in SW Guizhou, China: Evidence from Gas Compositions of Fluid Inclusions and Raman Spectroscopic Characteristics of Bitumen. *Acta Petrologica Sinica*, 32(11): 3295—3311 (in Chinese with English abstract).
- Lei, R., Xiong, Y.Q., Li, Y., et al., 2018. Main Factors Influencing the Formation of Thermogenic Solid Bitumen. *Organic Geochemistry*, 121: 155—160. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.01.004>
- Li, J., Zhou, S.X., Gong, S.H., et al., 2013. Biomarker Characteristics of Source Rock and Bitumen and Oil-Source Correlation of Paleo-Reservoir in Northeastern Sichuan. *Lithologic Reservoirs*, 25(4): 54—62 (in Chinese with English abstract).
- Li, P.P., Zou, H.Y., Zhang, Y.C., et al., 2008. Paleo-Oil-Water Contact and Present-Day Gas-Water Contact: Implication for Evolution History of Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China. *Journal of Earth Sciecne*, 19(6):715—725.
- Li, P.P., Guo, X.S., Hao, F., et al., 2016. Paleo-Oil-Reservoirs Reconstruction and Oil Correlation of Changxing Formation in the Yuanba Gas Field, Sichuan Basin. *Earth Science*, 41(3):452—462 (in Chinese with English abstract).
- Li, T.Y., He, Z.L., He, S., et al., 2013. Characteristics and Its Petroleum Geological Significance of the Permian Paleo-Oil Reservoir of Jingshan Area the North Edge of the Central Yangtze Block. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 43(6):1740—1752 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y., Zhong, N.N., Tian, Y.J., et al., 2011. The Oldest Oil Accumulation in China:Meso-Proterozoic Xiamaling Formation Bituminous Sandstone Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 38(4): 503—512 (in Chinese with English abstract).
- Ma, W.J., Wei, Y.Z., Zeng, D.L., et al., 2017. Fluid Evidence of Paleo-Reservoir in the Mosuowan Uplift, Junggar Basin. *Acta Geologica Sinica*, 38(4):414—424 (in Chinese with English abstract).
- Ma, K., Zhang, X.H., Peng, H.L., et al., 2020. Tectonic Evolution of Moxi North Slope in Sichuan Basin and Its Effect on Forming Sinian Oil and Gas Reservoirs. *Natural Gas Exploration and Development*, 43(1):8—15 (in Chinese with English abstract).
- Ma, W.X., Liu, S.G., Huang, W.M., 2010. Progresses on Primary Study of the Paleo Oil Reservoirs and Its Control on Natural Gas Accumulation. *Geological Science and Technology Information*, 29(4): 89—99 (in Chinese with English abstract).
- Ma, X.Z., Liu, S.B., Lu, X.S., et al., 2019. Study on the Distribution of Paleo-Oil Reservoirs in Cambrian Longwangmiao Formation in Anyue Area, Sichuan Basin. The 17th Academic Annual Meeting of Chinese Society of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, Hangzhou, 513—514. (in Chinese with English abstract).
- Song, Z.Z., Ding, X.H., Zhang, B.J., et al., 2022. Dynamic Reconstruction of the Hydrocarbon Generation, Accumulation, and Evolution History in Ultra-Deeply-Buried Strata. *Frontiers in Earth Science*. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.927903>
- Song, Z.Z., Liu, G.D., Luo, B., et al., 2021. Logging Evaluation of Solid Bitumen in Tight Carbonate in Deepburied and Ultra-Deep-Buried Strata of the Central Sichuan Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 39(1):197—211 (in Chinese with English abstract).
- Sun, W., Liu, S.G., Ma, Y.S., et al., 2007. Determination and Quantitative Simulation of Gas Pool Formation Process of Sinian Cracked Gas in Weiyuan-Ziyang Area Sichuan Basin. *Acta Geologica Sinica*, 81(8):1153—1159 (in Chinese with English abstract).

- Tian, X.B., Li, Q., Wang, N.M., et al., 2019. Discovery of Sinian Paleo-Oil Pool in East Tarim Uplift Zone and Its Exploration Significance. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 26(4): 64–69 (in Chinese with English abstract).
- Wang, T.G., Zhang, N.N., Wang, C.J., et al., 2016. Source Beds and Oil Entrapment-Alteration Histories of Fossil-Oil-Reservoirs in the Xiamaling Formation Basal Sandstone, Jibei Depression. *Petroleum Science Bulletin*, 1(1):24–37 (in Chinese with English abstract).
- Yang, C.Y., Wen, L., Wang, T.G., et al., 2020. Timing of Hydrocarbon Accumulation for Paleo-Oil Reservoirs in Anyue Gas Field in Chuanzhong Uplift. *Oil & Gas Geology*, 41(3): 492–502 (in Chinese with English abstract).
- Yang, P., Wang, Z.J., YIN, F., et al., 2014. Ideonntification of Oil Resource and Analysis of Hydrocarbon Migration and Accumulation of Majiang Paleo-Reservoir: Evidence from Oil-Gas Geochemistry. *Geology in China*, 41(3):982–994 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y.Z., Huang, Z.L., Zhao, Z., et al., 2022. Geochemical Characteristics and Oil Source Correlation of Paleo-Reservoirs in Biluocuo Area, Qiangtang Basin. *Earth Science*, 47(5):1834–1848 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, C.L., Pang, X.Q., Tian, S.C., et al., 2014. Oil-Source Correlation of Paleo-Reservoir in Ordovician and the Gas Source of Jingbian Gasfield, West Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 25(8):982–994 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, T., Ma, X.Z., Z, W.W., et al., 2017. Characteristics of Paleo-Oil Reservoir of Longwangmiao Formation in Moxi-Gaoshiti Area. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 24(4):466–470 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, G.Y., Wang, T.S., Xie, Z.Y., et al., 2015. Giant Gas Discovery in the Precambrian Deeply Buried Reservoirs in the Sichuan Basin, China: Implications for Gas Exploration in Old Cratonic Basins. *Precambrian Research*, 262:45–66. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2015.02.023>
- Zhu, L.Q., Liu, G.D., Song, Z.Z., et al., 2021. The Differences in Natural Gas from the Dengying Formation in Different Areas of the North Slope of the Central Sichuan Paleo-Uplift and Its Controlling Factors-Taking Pengtan-1 and Zhongjiang-2 Wells as Examles. *Petroleum Science*, 6(3): 344–355 (in Chinese with English abstract).
- 的应用. *中国矿业大学学报*, 49(4):755–764.
- 郭春萍, 2006. 油裂解成气实验产率特征及成烃动力学研究(硕士学位论文). 大庆:大庆石油学院.
- 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等, 2020. 川东北地区胡家坝震旦系灯影组古油藏特征及其油气勘探意义. *石油与天然气地质*, 41(4):673–683.
- 郭泽清, 梁坤, 吴培红, 等, 2022. 古老碳酸盐岩古油藏储量计算方法探讨——以四川盆地安岳气田灯影组为例. *地质学报*, 96(1):317–329.
- 黄小东, 陈翠华, 赖翔, 等, 2019. 四川盆地北缘马元铅锌矿床与古油藏关系研究. *中国地质*, 46(6):1547–1555.
- 蒋有录, 刘学嘉, 赵贤正, 等, 2020. 根据储层沥青和流体包裹体综合判识油气成藏期:以黄骅坳陷北大港古生界潜山为例. *地球科学*, 45(3):980–988.
- 靳晓野, 李建威, Hofstra A., 等, 2016. 黔西南卡林型金矿床与区域古油藏的关系:来自流体包裹体气相组成和沥青拉曼光谱特征的证据. *岩石学报*, 32(11):3295–3311.
- 李靖, 周世新, 巩书华, 等, 2013. 川东北地区烃源岩与沥青生物标志物特征及古油藏油源辨识. *岩性油气藏*, 25(4):54–62.
- 李平平, 郭旭升, 郝芳, 等, 2016. 四川盆地元坝气田长兴组古油藏的定量恢复及油源分析. *地球科学*, 41(3):452–462.
- 李天义, 何治亮, 何生, 等, 2013. 中扬子北缘京山二叠系古油藏特征及石油地质意义. *吉林大学学报(地球科学版)*, 43(6): 1740–1752.
- 刘岩, 钟宁宁, 田永晶, 等, 2011. 中国最古老油藏——中元古界下马岭组沥青砂岩古油藏. *石油勘探与开发*, 38(4): 503–512.
- 麻伟娇, 卫延召, 曾德龙, 等, 2017. 准噶尔盆地莫索湾凸起古油藏的流体证据. *石油学报*, 38(4):414–424.
- 马奎, 张玺华, 彭瀚霖, 等, 2020. 四川盆地磨溪北斜坡构造演化对震旦系油气成藏控制作用. *天然气勘探与开发*, 43(1): 8–15.
- 马文辛, 刘树根, 黄文明, 2010. 古油藏及其对天然气藏的控制作用研究进展. *地质科技情报*, 29(4):89–99.
- 马行陟, 柳少波, 鲁雪松, 等, 2019. 四川盆地安岳地区寒武系龙王庙组古油藏分布研究. *中国矿物岩石地球化学学会第17届学术年会*, 杭州, 513–514.
- 宋泽章, 柳广弟, 罗冰, 等, 2021. 深层、超深层致密碳酸盐岩储层固态沥青测井评价——以川中地区上震旦统灯四段为例. *沉积学报*, 39(1):197–211.
- 孙玮, 刘树根, 马永生, 等, 2007. 四川盆地威远—资阳地区震旦系油裂解气判定及成藏过程定量模拟. *地质学报*, 81(8): 1153–1159.
- 田小彬, 李强, 王年梅, 等, 2019. 塔东隆起带震旦系古油藏的发现及勘探意义. *特种油气藏*, 26(4):64–69.
- 王铁冠, 钟宁宁, 王春江, 等, 2016. 冀北坳陷下马岭组底砂岩古油藏成藏演变历史与烃源剖析. *石油科学通报*, 1(1):24–37.
- 杨程宇, 文龙, 王铁冠, 等, 2020. 川中隆起安岳气田古油藏成藏

附中文参考文献

- 曹自成, 徐勤琪, 余腾孝, 等, 2021. 二次生烃与古油藏原油裂解对油气成藏的意义——以塔里木盆地巴楚—麦盖提地区寒武系烃源岩为例. *新疆石油地质*, 42(2):143–151.
- 范婕, 蒋有录, 宋明水, 等, 2020. “SGR下限法”在判别古油藏中

- 时间厘定.石油与天然气地质,41(3):492—502.
- 杨平,汪正江,印峰,等,2014.麻江古油藏油源识别与油气运聚分析:来自油气地球化学的证据.中国地质,41(3):982—994.
- 杨易卓,黄志龙,赵珍,等,2022.羌塘盆地毕洛错地区古油藏地球化学特征与油源对比.地球科学,47(5):1834—1848.
- 杨雨,文龙,宋泽章,等,2022.川中古隆起北部蓬莱气区多层系天然气勘探突破与潜力.石油学报,43(10):1351—1368+1394.
- 张春林,庞雄奇,田世澄,等,2014.鄂尔多斯盆地西部奥陶系古油藏油源对比与靖边气田气源.天然气地球科学,25(8):1242—1251.
- 张涛,马行陟,赵卫卫,等,2017.磨溪—高石梯地区龙王庙组古油藏成藏特征.断块油气田,24(4):466—470.
- 朱联强,柳广弟,宋泽章,等,2021.川中古隆起北斜坡不同地区灯影组天然气差异及其影响因素——以蓬探1井和中江2井为例.石油科学通报,6(3):344—355.