



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

郭泽清, 梁坤, 吴培红, 冉启贵, 孔凡志, 余华琪, 孔骅, 邢娅, 胡俊文

中国石油勘探开发研究院, 北京, 100083

内容提要: 在古油藏石油储量计算过程中, 一般是根据沥青的分布面积确定古油藏面积或者根据古圈闭面积确定古油藏面积, 这些方法存在局限性。针对现有确定古油藏石油地质储量方法的缺陷和不足, 本文以四川盆地安岳气田震旦系灯影组气藏为例, 创建了古油藏储量计算公式, 同时建立了古油藏面积与现今气藏面积之间的关系式以及古油藏孔隙度与现今气藏孔隙度之间的关系式。依据现今气藏的各项参数: 包括含气面积、储层物性、含气饱和度、原始气体偏差系数、地层温度、天然气密度、气藏地层压力以及与之相似的油藏的石油密度、石油体积系数和沥青密度, 根据物质守恒定律, 定量计算古油藏的地质储量, 提高了结果的可靠性和准确性。这将为中国海相高一过成熟地区古油藏的储量恢复提供新的思路, 同时古油藏的储量恢复对再现成藏动态演化过程具有重要意义。

关键词: 古油藏; 震旦系; 四川盆地; 安岳气田; 储量计算公式

古油藏一词较早是由韩世庆等于1982年提出的。是指在地质历史上曾经形成的油藏, 后经过地质作用, 目前储集层中的石油已运移走或被破坏, 并在储集层中存在少量成藏化石记录(如成岩矿物中的油包裹体、孔隙中的沥青质或焦沥青)。其中一部分古油藏随着埋深增加, 在高温高压条件下原油发生裂解形成天然气, 进一步聚集形成气藏。例如四川盆地川东北长兴组—飞仙关组原油裂解型气藏(刘岩等, 2013)、川中古隆起震旦系—寒武系原油裂解型气藏(魏国齐等, 2015a, 2015b; 汪泽成等, 2016)、柴达木盆地东坪地区原油裂解气藏(田继先等, 2020)、塔里木盆地巴楚—麦盖提地区原油裂解气藏(曹自成等, 2021)、塔东英南2气藏(李艳霞, 2007)。这些气藏的共同特征是: 天然气组分以甲烷为主, 干燥系数高; 碳同位素揭示的气源成熟度高; 储层中见大量碳沥青。其中四川盆地川中古隆起震旦系气藏属于聚集型古油藏原位裂解气(魏国齐等, 2017)。

在油气成藏演化历史研究中, 确定古油藏的地质储量是一项重要的研究内容, 同时古油藏作为现今气藏的气源, 古油藏的规模对于评价生气潜力和天然气资源潜力具有重要意义, 对于区带评价和有利目标的确定也具有重要的指导作用。当前确定古油藏的石油地质储量主要用容积法进行估算(孙玮等, 2007; 代寒松等, 2009; 马文辛等, 2012; 李平等, 2016), 其中确定古油藏面积是一个难点。传统的方法主要有两种: 一是根据沥青的分布面积确定古油藏面积; 二是根据古圈闭面积确定古油藏面积。根据沥青的分布面积确定古油藏面积, 该方法的不足之处有两点: 一是需要丰富的钻井取芯资料, 缺少钻井资料地区则不能实施; 二是根据现今储层残留的沥青来判识古油藏的面积需要一定的条件, 因为现今气田的构造形态与原油聚集期的构造形态发生了显著变化, 因此必须厘清固体沥青的分布是否受到了构造变形的影响, 即原油裂解是否在构造变形之前已经完成。如果原油裂解后发生构造变形, 则

本文为《地质学报》创刊100周年特邀论文。

注: 本文为中国科学院A类战略性先导科技专项(编号XDA14000000)资助成果。

收稿日期: 2021-09-01; 改回日期: 2021-12-08; 网络发表日期: 2022-02-12; 责任编辑: 邱楠生; 责任编辑: 周健。

作者简介: 郭泽清, 男, 1976年生。博士, 现为中国石油勘探开发研究院高级工程师, 从事油气成藏与矿权评价工作。2015年获第十五届青年地质科技奖“金锤奖”, 2020年获第十届黄汲清青年地质科学技术奖。E-mail: gzq69@petrochina.com.cn。

引用本文: 郭泽清, 梁坤, 吴培红, 冉启贵, 孔凡志, 余华琪, 孔骅, 邢娅, 胡俊文. 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. doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2022277.
Guo Zeqing, Liang Kun, Wu Peihong, Ran Qigui, Kong Fanzhi, Yu Huaqi, Kong Hua, Xing Ya, Hu Junwen. 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.

沥青的分布面积与古油藏的分布面积是不一样的。而根据古圈闭面积确定古油藏面积,古圈闭的面积不一定是古油藏的面积,因为油藏不一定充满整个圈闭,所以古圈闭代表的是最大古油藏面积,不一定符合事实。另外,现今测得的孔隙度是沥青充填以后的孔隙度,那么在沥青形成之前的古油藏时期的孔隙度与现今气藏的孔隙度是不同的,如何恢复原始的孔隙度?

针对现有确定古油藏石油地质储量技术的缺陷和不足,本文以四川盆地安岳气田震旦系灯影组古油藏原位裂解气藏为例,建立了计算古油藏储量的公式,根据现今气藏的各项参数,依据物质守恒定律,反推古油藏地质储量。这将为中国海相高一过成熟地区古油藏的储量恢复提供新的思路。

1 地质背景

安岳气田位于四川盆地中部(川中)乐山-龙女寺古隆起东端的高石梯-磨溪地区,是古隆起背景上的一个大型潜伏构造,处于古今构造叠合部位(图1a)。勘探目的层为寒武系龙王庙组和上震旦统灯四段、灯二段;具有年代老(震旦系-寒武系)、埋藏深(产层中间深度多达4500 m)、含气面积大(有利含气面积大于7500 km²)、储量规模大(探明天然气地质储量为8487亿 m³,三级储量超万亿立方米,2017年底数据)、产能高(龙王庙组和灯影组分别于2017年完成年产110亿 m³和15亿 m³产能建设)等特点(宋泽章等,2021)。

在川中高石梯-磨溪地区震旦系发育陡山沱组 and 灯影组。灯影组分为4段(图1b),灯三段为黑色泥页岩,其余3段均以白云岩为主。灯二段为一套台地相碳酸盐岩建造,藻凝块白云岩及藻砂屑白云岩发育,与其下部以泥粉晶云岩为主的灯一段整合接触,与上部泥页岩、砂质白云岩构成的灯三段为假整合接触。灯四段是一套碳酸盐台地建造,与其下灯三段混积台地沉积呈整合接触,与上覆泥岩为主的筇竹寺组不整合接触。灯四段以丘滩复合体的藻凝块云岩、藻叠层云岩、藻纹层云岩、砂屑云岩为主。其中丘、滩相的藻凝块白云岩、藻砂屑白云岩中溶蚀孔隙、溶洞和裂缝发育,是优质的油气储集岩。寒武系筇竹寺组厚层泥页岩不仅是安岳气田灯影组气藏的主力烃源岩,也是安岳气田灯影组气藏的直接与区域性盖层。前人研究认为,川中地区“四古”(古裂陷、古台地、古隆起和古圈闭)要素的时空有效配置,有利于大气田的形成(邹才能等,2014;魏国齐等,

2015a):克拉通内德阳-安岳古裂陷是下寒武统筇竹寺组烃源岩生烃中心;高石梯-磨溪古台地控制了上震旦统灯二段、灯四段,下寒武统沧浪铺组和龙王庙组优质储集层的形成与展布;古隆起继承性演化控制油气聚集与特大型气田形成(夏青松等,2021);古圈闭控制油气规模成藏,大面积分布。此外,长期继承性发育的巨型圈闭、气藏上覆超压层和区域性分布的膏盐岩联合封盖是安岳气区天然气规模聚集并得以保存的重要因素。

2 气藏特征

安岳特大型气田是中国最古老的海相碳酸盐岩原生型气田。震旦系灯影组纵向上发育灯二段、灯四段两套气层。气藏属于深层、高温、常压气藏。灯四段气藏埋深5000~5100 m,产层中部地层压力为56.57~56.63 MPa,气藏压力系数1.06~1.13。气藏中部温度149.6~161.0℃。灯二段气藏埋深5300~5400 m,产层中部地层压力为57.58~59.08 MPa,压力系数1.06~1.10。气藏中部地层温度155.8~159.9℃。

灯四段气藏属于中-低含硫,中含二氧化碳,微含丙烷、氦和氮的干气气藏。天然气相对密度为0.6079~0.6336,天然气以甲烷为主,含量91.22%~93.77%,硫化氢含量1.00%~1.62%,二氧化碳含量4.83%~7.39%,微含丙烷、氦和氮。灯二段气藏属于中-高含硫,中含二氧化碳,微含丙烷、氦和氮的干气气藏。天然气相对密度为0.6265~0.6326左右,甲烷平均含量91.03%。硫化氢含量0.58%~3.19%,二氧化碳含量4.04%~7.65%,微含丙烷、氦和氮。

灯四段气藏为构造背景上的大型构造-地层圈闭气藏(图1c)(汪泽成等2016)。西侧灯四段剥缺,下寒武统泥岩地层遮挡油气;大面积含气,台缘带高产富气,磨溪北部见边水。气柱高度649 m大于圈闭幅度429 m。灯四段在川中地区7500 km²范围内总体含气,仅在磨溪北部构造低部位钻遇水层。晚震旦世一早寒武世多期沉积-构造运动形成了北西向大型台内裂陷,裂陷内沉积充填了巨厚的下寒武统优质烃源岩,与桐湾期遭受剥蚀的灯四段形成侧向供烃的源储配置关系,也为灯四段气藏侧向封堵成藏起到关键作用。

灯二段气藏为底水构造气藏(罗冰等,2015)。目前,高石梯-磨溪地区灯二段获工业气井13口,控制含气面积970 km²。灯二段上部含气,下部普

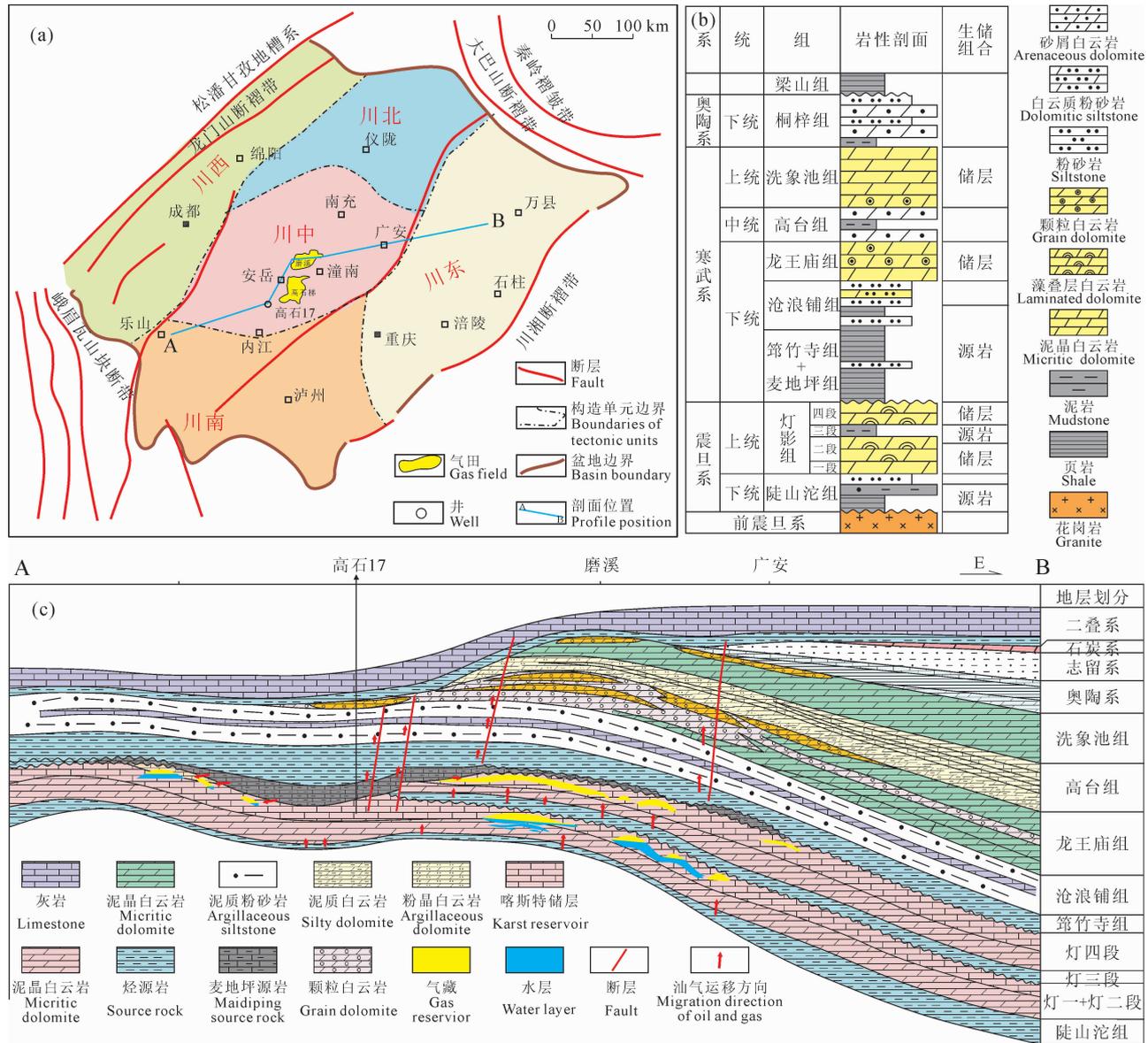


图 1 四川盆地大地构造位置及构造分区及剖面图

Fig. 1 Geotectonic location, tectonic division, and cross-section of the Sichuan basin

(a)—四川盆地大地构造位置及构造单元划分(据张旋等, 2018 修改);(b)—四川盆地震旦纪—寒武纪—奥陶纪地层划分及岩性(据魏国齐等, 2015a 修改);(c)—四川盆地震旦系—二叠系东西向剖面(据 Li et al., 2015 修改, 剖面位置见图 1a)

(a)—Geotectonic location and tectonic division of the Sichuan basin (modified after Zhang Xuan et al., 2018); (b)—Pre-Sinian-Ordovician stratigraphy of the Sichuan basin (modified after Wei Guoqi et al., 2015a); (c)—east-west cross-section of the Sichuan basin (modified after Li et al., 2015; the location of the profile is shown in Fig. 1a)

遍含水, 含气范围受现今构造圈闭控制。磨溪区块、高石梯区块各自具有相对统一的气水界面。

3 成藏过程及地质模型

根据圈闭形成史、储层演化史、包裹体均一温度分布、沥青铀同位素测年和烃源岩热演化史等资料, 进行综合分析, 建立震旦系—寒武系油气成藏过程综合模式图(图 2)。可以看出成藏时期可划分为 4 个阶段: ① 志留纪的早期油气充注阶段; ② 三叠

纪—早侏罗世古油藏形成阶段, 对应烃源岩大规模生油期; ③ 中侏罗世—白垩纪原油裂解阶段; ④ 喜马拉雅期气藏的调整与定型阶段。这一过程在该区灯影组储层流体包裹体均一温度得到验证。包裹体均一温度主要分布于 100~160 °C 和 160~200 °C 两个区间, 前者形成于中三叠世—早侏罗世, 后者形成于晚侏罗世—早白垩世。大于 200 °C 的形成于晚白垩世以后的燕山—喜马拉雅期。

基于“天然气甲烷碳同位素重于储层沥青”这一

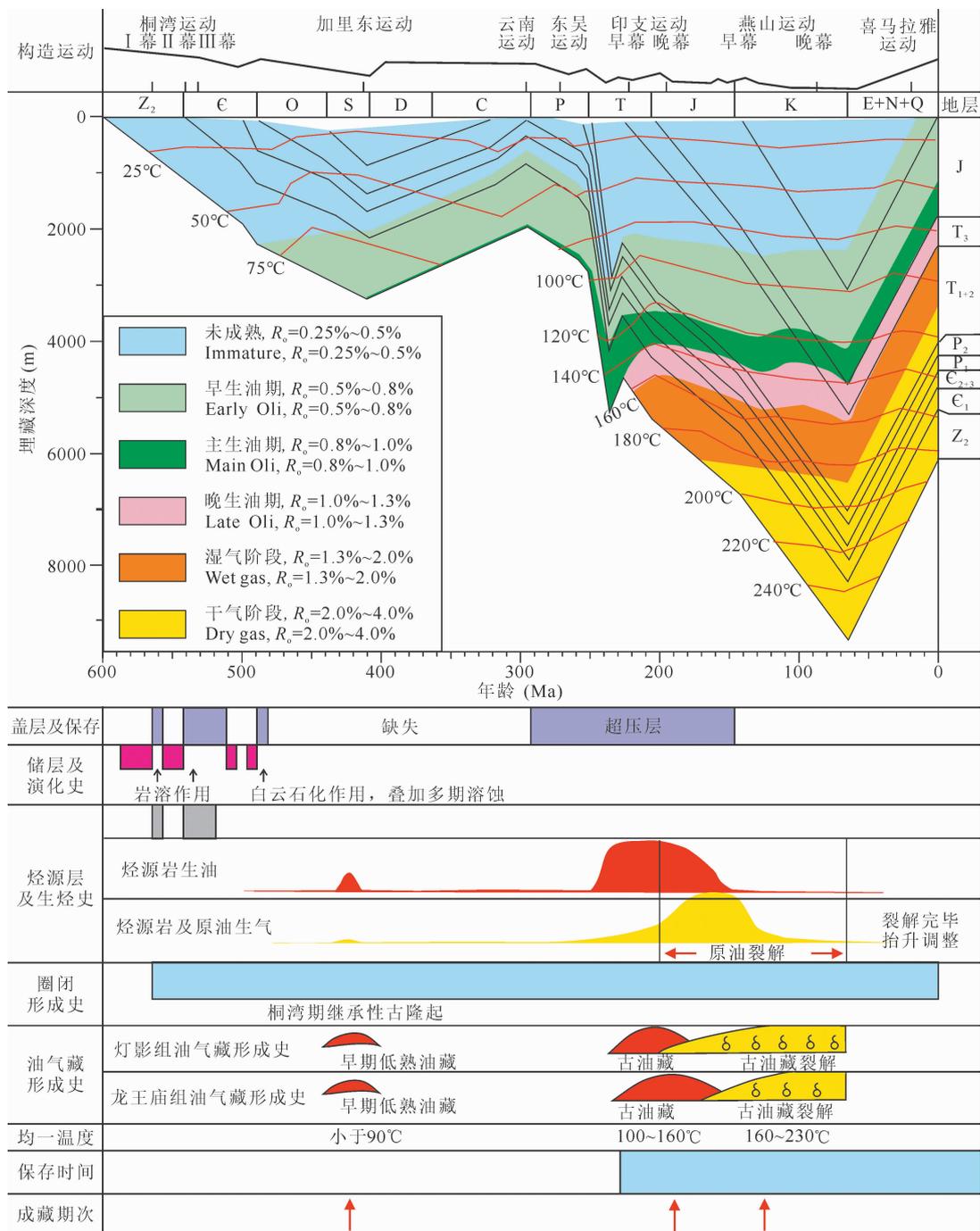


图 2 四川盆地安岳气田震旦系—寒武系油气成藏综合模式图

Fig. 2 Comprehensive model of Sinian-Cambrian oil and gas accumulation in Anyue gas field, Sichuan basin

特征,帅燕华等(2019, 2021)认为安岳气藏震旦系天然气主要来自超晚期阶段筇竹寺页岩。由于以上观点缺乏更多的证据,目前,多数学者认为安岳气田天然气主要来自原油裂解气(邹才能等,2014;徐春春等,2014;魏国齐等,2015a;杨跃明等,2016;马新华等,2019)。主要证据如下:①模拟实验表明腐泥型有机质演化过程中,原油裂解气约占其生气总量的80%;②天然气组分参数 $\ln(C_1/C_2)$ 为

6.35~7.85, $\ln(C_2/C_3)$ 为 3.12~4.69;③天然气组分中异构烷烃和环烷烃含量较高(干酪根裂解气该值较低);④天然气中检测出 $C_8 \sim C_{11}$ 化合物;⑤气藏中发育大量沥青,沥青丰度受古隆起控制,核部沥青含量为7.5%,斜坡部位沥青含量逐渐减少。最近,谢增业等(2021)基于大量探井、评价井和开发井的天然气组分、天然气碳同位素、天然气氢同位素等分析实验数据,对该区天然气成因进行了系统研究。

结果表明:灯影组天然气主要源于震旦系和寒武系烃源岩的液态烃裂解气,龙王庙组天然气主要源于寒武系烃源岩的液态烃裂解气。

张博全等(1995)通过对鄂尔多斯盆地奥陶系灰岩的压实作用研究,结果表明灰岩埋深超过 4000 m,机械压实作用不明显,孔隙度变化范围仅 1%~2%。众所周知,相比灰岩,白云岩的抗压实与抗胶结作用更强,也就是说当白云岩埋深超过 4000 m 后,压实作用可以忽略不计。该区原油裂解前后埋深已经超过 4000 m(图 2),因此机械压实作用未造成储层物性和厚度的变化。

根据岩芯宏观和镜下储层微观特征,可以看出对储集空间贡献最大的是表生期岩溶作用,其发生时间是桐湾运动期(图 2)。根据震旦系储层发育机制研究,灯影组储层经历了早期埋藏压实—表生岩溶作用—埋藏热液矿物充填(粗晶白云岩和石英充填)—埋藏溶蚀和沥青充填—构造碎裂(裂缝)等成岩作用(周进高等,2015)。表明溶蚀作用主要发生在沥青充填之前。原因是原油裂解后,一方面烃源岩达到过成熟阶段而停止生烃,生烃作用伴生的酸性流体无法形成,另一方面原油裂解完毕而无法产生腐蚀性组分。

灯影组沥青属于热裂解沥青(王兆云等,2020),沥青差异赋存形态特征对储层孔隙保持或破坏过程具有一定的示踪性。刘树根等(2021)根据本区高石 1 井灯四段储层孔隙内保存完整的、环边状或黏连枝状的沥青赋存形态特征,指出沥青为最晚期充填矿物,这种沥青的赋存形态是裂解后沥青未遭受破坏的最直接证据;并且沥青形态保存完整,未见其他晚期矿物充填孔隙。原因是持续保持的烃类流体的压力体系有效防止其他流体进入孔隙发生晚期充填。而在川北的高家坝、杨坝剖面 and 川深 1 井,灯二段由于油气充注少,普遍胶结严重(孙冬胜等,2022)。说明古油藏形成以来,孔隙中烃类的存在阻止了晚期的矿物充填,有效地保存了孔隙。因此可以认为:油藏裂解后,由于压实作用、溶蚀作用以及胶结作用的停止,使得孔隙度发生变化的只有沥青的充填。

根据天然气包裹体,利用 PVTsim 软件计算成藏期的最小捕获压力,并通过 PetroMod 软件恢复压力演化史,压力演化史反映的油气成藏过程为:① 三叠纪之前为静水压力;② 三叠纪—早侏罗世,大量生油,形成古油藏,形成弱超压(图 3a);③ 中侏罗世—早白垩世,液态烃大量裂解,天然气优先聚集于

台缘带优质储层内,逐渐形成异常高压(图 3b);④ 晚白垩世—第四纪,液态烃继续裂解,当地层压力超过储层之间致密岩的突破压力时,天然气由台缘带向台内运移,含气面积扩大,气水界面下降,气藏体积扩大,形成现今的常压气藏(图 3c)。这个过程可能多次,形成周期性的幕式释压过程。那么,灯影组气藏天然气能否向上运移释放压力呢?

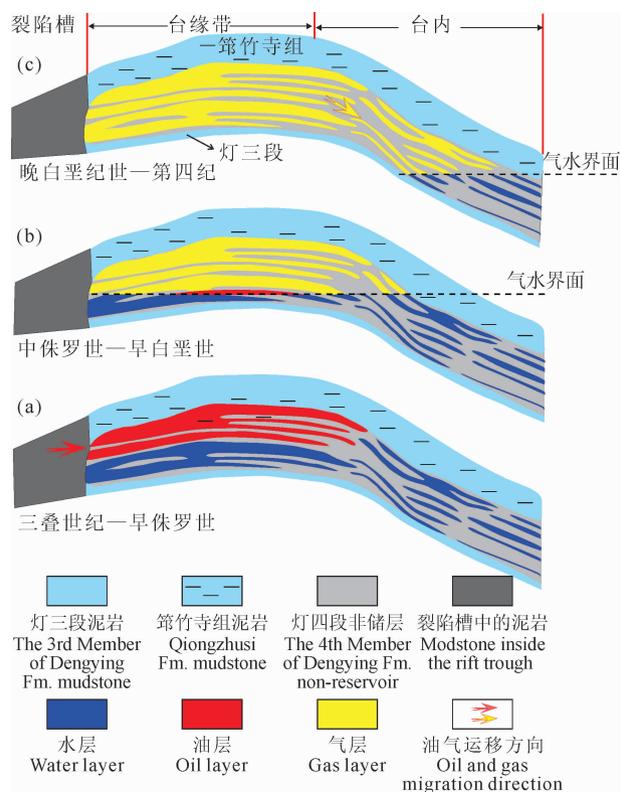


图 3 安岳气田灯四段油气藏形成过程

Fig. 3 Formation process of oil and gas reservoir in the 4th Member of Dengying Formation, Anyue gas field

乐山-龙女寺古隆起受基底隆起控制,具有一定继承性,经历了桐湾、加里东、印支、燕山和喜马拉雅多期构造运动。乐山-龙女寺古隆起在龙门山前地区构造变形最为强烈,川中隆起构造变形强度相对比较弱,构造稳定。高石梯-磨溪构造从下到上呈低幅度的背斜形态(图 1c),是多期构造叠加的结果。侏罗纪—现今为调整定型阶段(图 2),威远背斜迅速隆升,沉积盖层整体发生褶皱变形,而高石梯-磨溪构造整体抬升,幅度较小,构造稳定。高石梯—磨溪地区浅层断层不发育,而深层断层向上不断穿二叠纪地层,说明其形成时间为加里东晚期,喜马拉雅期没有产生新的断裂,说明构造变形强度较弱,为整体抬升。灯影组直接盖层筇竹寺组泥页岩在区域上广泛分布,厚度达 150~403 m,饱和水突破压力达

70~150 MPa,为有效封盖层(王铜山等,2015)。因此保存条件好,从而推断灯影组天然气散失量较小,未通过断层向上运移,也是基于以下三个事实:①灯影组气藏产层中部压力范围为 56.57~59.08 MPa,而龙王庙组气藏产层中部压力范围为 67.83~78.12 MPa。也就是位于其上的龙王庙组气藏的压力绝对值远远超过下面的灯影组气藏,天然气向上运移受阻。②灯影组和龙王庙组的天然气在组分、碳同位素、氢同位素等方面存在较大差别,可以在图版上完全分开。既说明气源不同,也说明二者之间没有相互交换气体,是相互独立的。③灯影组和龙王庙组的地层水存在明显的差异。与龙王庙组地层水相比,灯四段地层水矿化度高,氯镁系数大,钠氯系数、脱硫系数、镁钙系数小,水型主要为CaCl₂型。反映地层水为停滞环境、变质程度更深、封闭性更好、还原性更强(吴娟等,2014),说明地层水也是相互独立的体系。由此说明上下这两个气藏之间的筇竹寺组+麦地坪组泥岩的封盖能力极强,两个气藏之间没有能量和流体交换。

总之,安岳气田灯影组灯二段、灯四段气藏属于:①古油藏原位裂解气,石油裂解气位于古油藏储层内;②现今天然气是石油裂解后产生的天然气,无或者少量干酪根生成气;③原油裂解前后储层厚度不变,且物性的变化由沥青充填引起;④保存条件好,天然气散失量较小。以上特征是建立公式的前提条件或者称之为地质模型。

4 古油藏储量计算方法

4.1 公式推导

按照《石油天然气控制储量计算方法(Q/SY 179—2006)》要求,采用容积法计算地质储量。计算公式为:

$$G = A_g \times h \times \varphi \times S_{gi} / B_{gi} \quad (1)$$

$$N = A_o \times h \times \varphi \times S_{oi} / B_{oi} \quad (2)$$

$$B_{gi} = (P_{sc} \times Z_i \times T) / (P_i \times T_{sc}) \quad (3)$$

式中: G 为天然气地质储量(m³); A_g 为含气面积(m²); N 为石油地质储量(m³); A_o 为含油面积(m²); h 为平均有效厚度(m); φ 为平均有效孔隙度(小数); S_{gi} 为原始含气饱和度(小数); S_{oi} 为原始含油饱和度(小数); B_{gi} 为原始天然气体积系数(无因次); B_{oi} 为原始石油体积系数(无因次); P_{sc} 为地面标准压力(0.101 MPa); Z_i 为原始气体偏差系数; T 为地层温度(K); P_i 为气藏地层压力(MPa); T_{sc} 为地面标准温度(为293 K)。

由前面论述可知,气藏为常压气藏,保存条件好,天然气散失量较小,因此气藏面积要大于或等于原始的油藏面积。原因是流体由液体变成气体,在不考虑散失的情况下,如果储集空间不变,必然会形成异常高压,而现今为常压,说明储集空间变大了,如果储层厚度不变,那么必然面积扩大(图4)。由此可知现今的含气面积 A_g 由两部分组成,一部分是原始油藏的面积 A_o (本参数为未知量),另一部分天然气扩展的面积: $A_g - A_o$ 。这两部分面积对应的上述公式中的参数,储层平均有效厚度和原始含油气饱和度是相同的,只有有效孔隙度是不同的,原因是原始油藏范围内的孔隙由于沥青的充填,储集空间小。设油藏裂解后含有沥青的残余孔隙度为 φ_o ,天然气扩展的面积内的孔隙度为原始孔隙度 φ (去除沥青以后的孔隙度),也相当于古油藏原始孔隙度(图4)。

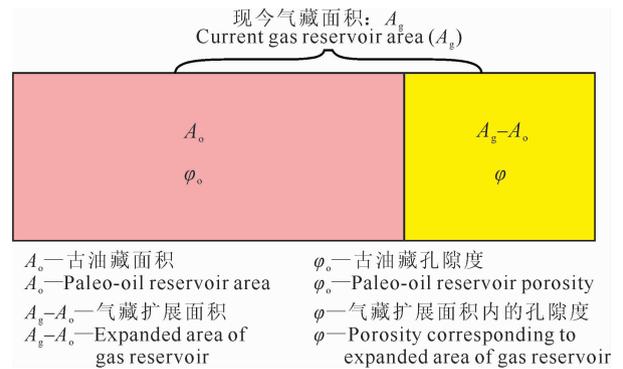


图4 古油藏面积和现今气藏面积关系图

Fig. 4 Relationship between paleo reservoir area and current gas reservoir area

根据公式(1),则现今含气面积内的天然气地质储量(体积)为:

$$G = [A_o \times h \times \varphi_o \times S_{gi} + (A_g - A_o) \times h \times \varphi \times S_{gi}] / B_{gi} \quad (4)$$

根据天然气在地面标准状况下的密度 ρ_g (kg/m³),则气藏天然气的质量为:

$$M_g = [A_o \times h \times \varphi_o \times S_{gi} + (A_g - A_o) \times h \times \varphi \times S_{gi}] \times \rho_g / B_{gi} \quad (5)$$

式中, M_g 为天然气质量(kg)。

根据裂解率和质量守恒定理,把天然气质量换算为裂解之前原油的质量:

$$M_o = M_g / X_m \quad (6)$$

式中, M_o 为原油的质量(kg),式(5)带入式(6),即:

$$M_o = [A_o \times \varphi_o + (A_g - A_o) \times \varphi] \times h \times S_{gi} \times \rho_g / (X_m \times B_{gi}) \quad (7)$$

根据公式(2),原始油藏的地质储量为:

$$M_o = A_o \times h \times \varphi \times S_{oi} \times \rho_o / B_{oi} \quad (8)$$

式(8)中 S_{oi} 为原始含油饱和度(小数),为了简化,含油饱和度等于含气饱和度,即: $S_{oi} = S_{gi}$ 。

储层中原油裂解后,剩余的总质量为:

$$M_s = V \times \varphi \times \rho_o \times (1 - X_m) / B_{oi} \quad (9)$$

式中, M_s 为原油裂解后的残余重量(kg); V 为储层总的体积(m^3)。

储层孔隙中沥青的总重量为:

$$M_b = V \times (\varphi - \varphi_o) \times \rho_b \quad (10)$$

式中, M_b 为储层孔隙中沥青的总重量(kg); V 为储层总的体积(m^3); ρ_b 为沥青的密度(kg/m^3)。

根据质量守恒,孔隙中的沥青重量等于原油裂解后的残余重量,即:

$$V \times \varphi \times \rho_o \times (1 - X_m) / B_{oi} = V \times (\varphi - \varphi_o) \times \rho_b \quad (11)$$

整理后可得:

$$M_o = \frac{A_g \times \rho_g \times h \times S_{oi} \times \varphi_o \times \rho_b \times B_{oi}}{\left[\frac{X_m \times P_{sc} \times Z_i \times T}{P_i \times T_{sc}} + \frac{(1 - X_m) \times \rho_g}{\rho_b} \right] \times [\rho_b \times B_{oi} - (1 - X_m) \times \rho_o]} \quad (17)$$

式中, M_o 为原油的质量(kg), M_o 除以 10^{11} , 单位转化为 10^8 t。

4.2 参数求取

(1) 现今气藏参数: 灯二段气藏分为磨溪区块和高石梯区块两个构造气藏; 灯四段气藏分布面积大, 覆盖整个磨溪区块和高石梯区块, 上下可以分为两个亚段。根据气藏的储量报告和生产测试数据以及前人发表的文献, 可以获取气藏的面积 A_g 、储层厚度 h 、含气饱和度 S_{oi} 、孔隙度 φ_o 、气藏中部温度 T 和原始地层压力 P_i (详见表 1)。原始气体偏差系数测量方法: 利用高压物性 PVT 筒, 将天然气恒温恒压到气藏的温压条件下测量体积, 然后将天然气放到地面标准状况下(温度为 293 K, 压力为 0.101 MPa) 测量其体积, 根据气体的状态方程计算出气藏原始气体偏差系数 Z_i 。川中古隆起震旦系储集层内沥青含量丰富, 属古油藏深埋时在高温、高压条件下热裂解形成的焦沥青(邹才能等, 2014)。沥青的密度可以试验得出, 本文采用本区龙王庙组焦质沥青的密度 1.30×10^3 kg/m^3 (赖强等, 2017)。根据天然气储量计算标准, 天然气密度要换算到地面标准条件下, 甲烷的密度为 0.6667 kg/m^3 。

(2) 古油藏原油参数: 因为该地区原油裂解完毕, 无法取得原油样品, 根据所在气藏烃源岩的类型, 因此选取相同类型烃源岩所生成的原油作为研

$$\varphi_o = \varphi \times [1 - (1 - X_m) \times \rho_o / (\rho_b \times B_{oi})] \quad (12)$$

将式(7)和式(8)联立, 则:

$$A_o \times h \times \varphi \times S_{gi} \times \rho_o / B_{oi} = [A_o \times \varphi_o + (A_g - A_o) \times \varphi] \times h \times S_{gi} \times \rho_g / (X_m \times B_{gi}) \quad (13)$$

整理得到:

$$A_o = (A_g \times \varphi \times \rho_g \times B_{oi}) / [\varphi \times \rho_o + (\varphi - \varphi_o) \times B_{oi} \times \rho_g] \quad (14)$$

将式(12)和式(3)代入式(14), 整理后得到:

$$A_o = \frac{A_g \times \rho_g \times B_{oi}}{\frac{X_m \times \rho_o \times P_{sc} \times Z_i \times T}{P_i \times T_{sc}} + \frac{(1 - X_m) \times \rho_o \times \rho_g}{\rho_b}} \quad (15)$$

根据式(12), 可转化为:

$$\varphi = (\varphi_o \times \rho_b \times B_{oi}) / [\rho_b \times B_{oi} - (1 - X_m) \times \rho_o] \quad (16)$$

将式(15)和式(16)代入式(8), 整理可得:

究对象。根据以上原则, 选用塔里木盆地塔河油田碳酸盐岩油藏的相关参数, 即原油密度(ρ_o)为 0.844×10^3 kg/m^3 ; 平均地层原油体积系数(B_{oi})为 1.227 (赵建等, 2015)。为了简化计算过程, 古油藏的含油饱和度等同于现今气藏的含气饱和度。

(3) 石油裂解率: 石油裂解率(X_m)定义为: 单位质量的原油裂解生成的天然气的质量的占比。例如质量为 m_1 的原油, 完全裂解后质量为 m_2 , 则石油裂解率 $X_m = (m_1 - m_2) / m_1$ 。国内外很多学者在原油稳定性和裂解生气量方面进行了大量研究 (Barker, 1990; Schenk et al., 1997; Waples, 2000; 卢双舫等, 2002; 孙玮等, 2007; Tian et al., 2008; 田辉等, 2009; 何坤等, 2011; 李贤庆等, 2013; Hill et al., 2013; 刘德汉等, 2013; 王民等, 2017)。研究表明不同性质的原油完全裂解的温度和最终裂解气量存在一定差异。对于正常密度原油, 完全裂解为甲烷天然气的量介于 430~516 mg/g ($600 \sim 720$ m^3/t), 那么石油裂解率(X_m)为 43.0%~51.6%。

4.3 计算结果

将以上确定的参数(即天然气密度 $\rho_g = 0.6667$ kg/m^3 ; 石油密度 $\rho_o = 0.844 \times 10^3$ kg/m^3 ; 焦沥青密度 $\rho_b = 1.3 \times 10^3$ kg/m^3 ; 原始石油体积系数 $B_{oi} = 1.227$; 石油裂解率 $X_m = 0.43$ 和 0.516; 地面标准大气压 $P_{sc} = 0.101$ MPa; 地面标准温度 $T_{sc} = 293$ K)

表1 安岳气田灯影组气藏参数及古油藏储量计算结果

Table 1 Gas reservoir parameters and calculation results of paleo reservoir reserves of Dengying Formation in Anyue gas field

储层	气藏参数							石油储量($\times 10^8$ t)	
	含气面积 (km^2)	储层厚度 (m)	储层孔隙度 (%)	含气饱和度 (%)	气体偏差 系数	气藏温度 (K)	气藏地层 压力(MPa)	$X_m =$ 0.43	$X_m =$ 0.516
灯四段上亚段	7500	47.1	3.3	75	1.25	426.00	56.64	49.5	40.8
灯四段下亚段	7500	21.7	3.2	78	1.251	439.90	56.84	22.4	18.5
灯四段合计								71.9	59.3
灯二段磨溪区块	419.8	29.3	2.9	69	1.213	430.86	59.00	1.5	1.2
灯二段高石梯区块	554.4	32.2	3.1	71	1.213	432.22	57.61	2.3	1.9
灯二段合计								3.8	3.1
合计								75.7	62.4

注:气藏参数数据罗冰等,2015;杨跃明等,2016;徐诗雨等,2021。

和气藏参数(表1)代入公式(17)进行计算。按照裂解率不同,分别计算:当 $X_m = 0.43$ 时,古油藏石油地质储量为 75.7×10^8 t;当 $X_m = 0.516$ 时,古油藏石油地质储量为 62.4×10^8 t。也就是古油藏的储量规模介于 $62.4 \times 10^8 \sim 75.7 \times 10^8$ t之间。

根据传统的容积法计算古油藏石油储量的公式为:

$$Q_o = S \times H_o \times S_o \times \varphi_v \times \rho_o / B_i$$

其中, Q_o 为石油地质储量(t); S 为含油面积(km^2); H_o 为储层平均厚度(m); S_o 为含油饱和度(%); φ_v 为储层平均孔隙度(%); ρ_o 为石油密度(kg/m^3); B_i

为地层中石油体积系数。邹才能等(2014)根据沥青分布,推测川中灯四段古油藏分布面积超过 5000 km^2 。这里古油藏面积设定为 5000 km^2 ,其他具体参数见表2,代入传统公式,计算得到灯四段古油藏地质储量为 58.7×10^8 t,而邹才能等(2014)计算的古油藏储量为 $48 \times 10^8 \sim 63 \times 10^8$ t(具体参数不详)。根据本文提出的公式,计算灯四段石油储量为 $59.3 \times 10^8 \sim 71.9 \times 10^8$ t(表1)。因此传统的方法计算结果偏小,主要原因是根据沥青推算古油藏面积有缺陷(前文所述),并且由于沥青的充填,现今孔隙度小于实际的古油藏孔隙度。

表2 传统容积法计算古油藏储量涉及的参数及计算结果

Table 2 Parameters and calculation results involved in calculating ancient reservoir reserves by traditional volumetric method

储层	油藏面积 (km^2)	储层厚度 (m)	储层孔隙度 (%)	含油饱和度 (%)	石油密度 (kg/m^3)	原油体积 系数(k)	石油储量 ($\times 10^8$ t)
灯四段上亚段	5000	47.1	3.3	75	844	1.227	40.1
灯四段下亚段	5000	21.7	3.2	78	844	1.227	18.6
合计							58.7

那么依据气藏参数计算天然气储量,根据质量守恒定理,反推古油藏储量是否可行呢?以灯二段磨溪区块气藏为例加以分析。利用公式(1),输入表1的参数计算,得到气藏天然气储量为 $806 \times 10^8 \text{ m}^3$,质量为 0.537×10^8 t(天然气密度 $\rho_g = 0.6667 \text{ kg}/\text{m}^3$)。如果石油裂解率为0.43,则石油储量为 $0.537 \times 10^8 / 0.43 = 1.25 \times 10^8$ t;如果石油裂解率为0.516,则石油储量为 1.04×10^8 t,即灯二段磨溪区块古油藏地质储量为 $1.04 \times 10^8 \sim 1.25 \times 10^8$ t。与表中根据公式(17)计算的结果 $1.2 \times 10^8 \sim 1.5 \times 10^8$ t相差较大。原因是由于沥青的充填,使得古油藏的原始孔隙度和现今气藏的残余孔隙度是不同的(如图2所示。注意:岩石固体矿物颗粒间的空间变化是由沥青充填引起的)。因此在计算古油藏储量之前,必须恢复古油藏的面积和原始孔隙度。公式

(15)是古油藏含油面积与现今气藏含气面积之间的关系式;公式(16)是古油藏原始孔隙度与现今孔隙度之间的关系式。根据公式(15)和(16),计算古油藏面积为 223.1 km^2 ($X_m = 0.516$)和 253.5 km^2 ($X_m = 0.43$),原始孔隙度为 3.9% ($X_m = 0.516$)和 4.2% ($X_m = 0.43$),然后根据公式(2),计算的灯二段磨溪区块古油藏地质储量为 $1.2 \times 10^8 \sim 1.5 \times 10^8$ t,与表1中计算结果是完全一致的。这说明仅仅根据现今气藏参数反推古油藏储量是存在误差的,必须根据现今气藏参数恢复古油藏面积和原始孔隙度,公式(17)就是考虑了以上情况建立的综合公式,大大提高了计算的精度。

5 资源基础

气源研究结果表明:安岳气田震旦系灯影组天

然气属于油裂解气,原油来源于震旦系自身烃源岩与寒武系烃源岩(邹才能等,2014;杨跃明等,2016;赵文智等,2020;谢增业等,2021)。震旦系烃源岩包括陡山沱组烃源岩、灯三段和灯影组泥质碳酸盐岩 3 套;寒武系烃源岩包括筇竹寺组和麦地坪组。以此 5 套烃源岩为模拟对象,利用 PetroMod 盆地模拟软件对川中地区进行石油资源量计算。建立震旦系—侏罗系三维地质模型(图 5),模型中参数包括:① 几何形态和地层:盆地边界、地面地形图、根据钻井和地震绘制的地层厚度图、地层地质年代、地层岩性以及沉积相图;② 剥蚀事件及沉积间断:剥

蚀量恢复图以及剥蚀时间;③ 地球化学资料:干酪根类型、有机质丰度、热成熟度(一般用实测 R_o)和生烃动力学参数;④ 边界条件:地表温度、热流史和古水深。在运行过程中,不断修改模型参数直到单井实测的 R_o 与计算 R_o 值完全吻合。模拟完毕,然后统计川中地区各套烃源岩在各个地质时期的生油量(表 3)。可以看出三叠纪—侏罗纪生油量最大,是主要的生油期。将各地质时期的生油量累加,得到总的生油量为 4333.98×10^8 t。石油的运聚系数取 1.44%~1.75%时,得到石油的资源量为 $62.4 \times 10^8 \sim 75.7 \times 10^8$ t。对比我国 6 个盆地 54 个刻度区

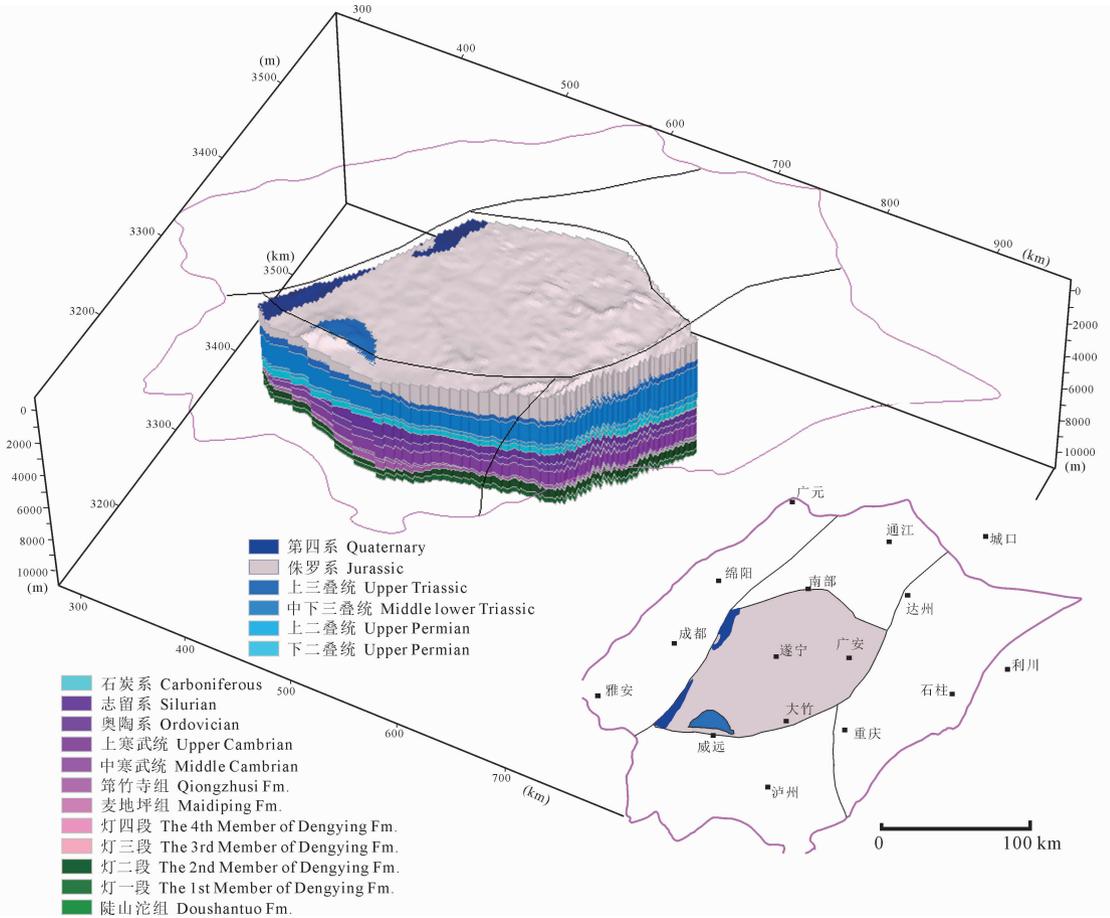


图 5 PetroMod 软件建立的川中地区三维地质模型

Fig. 5 3D geological model of central Sichuan established by PetroMod software

表 3 川中地区各套烃源岩在各个地质时期的生油量 ($\times 10^8$ t)

Table 3 Oil generation of each set of source rocks in Central Sichuan in each geological period ($\times 10^8$ t)

烃源岩	寒武纪	奥陶纪	志留纪	泥盆纪—石炭纪	二叠纪	三叠纪	侏罗纪	白垩纪	第三纪	第四纪
筇竹寺组	0	0.07	177.04	79.88	47.47	1106.84	1280.68	62.14	0	0
麦地坪组	0	0.06	42.33	11.30	2.90	246.40	68.89	3.05	0	0
灯三段	0	0	5.62	2.69	0.20	51.99	36.84	0.64	0	0
灯影组泥质碳酸盐岩	0.02	1.26	464.63	87.97	13.49	421.42	9.71	9.84	0	0
陡山沱组	0	0.23	53.07	7.93	1.30	35.83	0	0.26	0	0
合计	0.02	1.62	742.69	189.77	65.37	1862.48	1396.12	75.92	0	0

运聚系数的统计结果(柳庄小雪等,2021),1.44%~1.75%的运聚系数是相对偏小的,说明该地区烃源岩的生油量完全具备形成 $62.4 \times 10^8 \sim 75.7 \times 10^8$ t 大油田的资源基础。

6 结论

(1)该方法适用条件为:现今气藏属于古油藏原位裂解气,无或者少量干酪根生成气;原油裂解前后储层厚度不变,且物性的变化由沥青充填引起;保存条件好,天然气散失量较小。

(2)建立的计算古油藏储量的公式需要多项参数,在应用过程中需要确定天然气藏的面积、储层厚度、含气饱和度、孔隙度、气藏温度和原始地层压力、气藏原始气体偏差系数;同类型原油在地面条件下的密度、原油的体积系数、沥青密度等。在公式推导过程中也做了相应的简化,即含油饱和度等同于现今的含气饱和度,古油藏储层平均厚度等同于气藏平均储层厚度。同时建立了古油藏面积与现今气藏面积之间的关系式以及古油藏孔隙度与现今气藏孔隙度之间的关系式。

(3)该方法与应用沥青含量估算古油藏储量方法相比,不需要丰富的取芯资料,操作更简单;与应用古圈闭面积估算古油藏储量方法相比,提高了结果的可靠性和准确性。总之,该方法具有更高的可操作性和可靠性。

References

Barker C. 1990. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs. AAPG Bulletin, 74 (8): 1254~1261.

Cao Zicheng, Xu Qinqi, Yu Tengxiao, Qin Hua, Geng Feng, Hao Jianlong, Deng Shang. 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).

Dai Hansong, Liu Shugen, Sun Wei, Han Keyou, Luo Zhili, Xie Zhiliang, Hang Yangzong. 2009. Study on characteristics of Sinian Silurian bitumen outcrops in the Longmenshan-Micangshan area Southwest China. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition) 36 (6):687~696 (in Chinese with English abstract).

Han Shiqing, Wang Shoude, Hu Weiyuan. 1982. The discovery of a paleopool in Majiang and its geological significance. Oil & Gas Geology, 3(4): 315~326 (in Chinese with English abstract).

He Kun, Zhang Shuichang, Mi Jingkui. 2011. Research on the kinetics and controlling factors for oil cracking. Natural Gas Geoscience, 22(2): 211~218 (in Chinese with English abstract).

Hill R H, Tang Y C, Kaplan I R. 2003. Insights into oil cracking based on laboratory experiments. Organic Geochemistry, 34 (12): 1651~1672.

Lai Qiang, Xie Bing, Wu Yuyu, Huang Ke, Liu Xinggang, Jin Yan, Luo Wenjun, Liang Tao. 2017. Petrophysical

characteristics and logging evaluation of asphaltene carbonate reservoirs: a case study of the Cambrian Longwangmiao Formation in Anyue gas field, Sichuan basin. Petroleum Exploration and Development, 44(6): 889~895 (in Chinese with English abstract).

Li Cangwei, Wen Long, Tao Shizhen. 2015. Characteristics and enrichment factors of supergiant Lower Cambrian Longwangmiao gas reservoir in Anyue gas field; the oldest and largest single monoblock gas reservoir in China. Energy Exploration & Exploitation, 33(6):827~850.

Li Pingping, Guo Xusheng, Hao Fang, Zou Huayao, Yu Xinya, Wang Guangwei. 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 Xianqing, Yang Yunfeng, Wang Meng, Huang Xiaobo, Feng Songbao, Lu Yuhong. 2013. The kinetic experiment of crude oil cracked gas in Tarim basin. Xinjiang Petroleum Geology, 34 (4): 432~435 (in Chinese with English abstract).

Li Yanxia. 2007. Gas source analysis of Yingnan-2 gas reservoir in the eastern part of Talimu basin. Journal of Xi' an Shiyou University (Natural Science Edition): 22(4): 27~30 (in Chinese with English abstract).

Liu Dehan, Xiao Xiangming, Tian Hui, Shen Jiagui. 2013. Methodology and results of dynamic and thermodynamic simulation for oil-cracked gas pool of Puguang. Natural Gas Geoscience, 21(2): 175~185 (in Chinese with English abstract).

Liu Shugen, Li Zeqi, Deng Bing, Sun Wei, Li Zhiwu, Ding Yi, Song Jinmin Wu Juan. 2021. Occurrence morphology of bitumen in Dengying Formation deep and ultra-deep carbonate reservoirs of the Sichuan basin and its indicating significance to oil and gas reservoirs. Natural Gas Industry, 41(8): 102~112 (in Chinese with English abstract).

Liu Yan, Zhong Ningning, Chen Jianfa, Tian Yongjing, Qi Wen, Tang Youjun. 2013. Accumulation history of the Changxing-Feixianguan oil cracked gas reservoirs in northeastern Sichuan. Scientia Sinica Terrae, 43: 1819~1827 (in Chinese).

Liu Zhuangxiaoxue, Zheng Min, Yu Jingdu, Zhang Wei, Yi Qing. 2021. Quantitative analysis and prediction model of oil migration and accumulation coefficient in hydrocarbon resources evaluation. Marine Origin Petroleum Geology, 36(1): 35~42 (in Chinese with English abstract).

Lu Shuangfang, Xue Haitao, Zhong Ningning. 2002. The chemical kinetics study of the oil preservation threshold. Petroleum Exploration and Development, 29(6): 1~3 (in Chinese with English abstract).

Luo Bing, Zhou Gang, Luo Wenjun, Xia Maolong. 2015. Discovery from exploration of lower Paleozoic-Sinian system in central Sichuan palaeo-uplift and its natural gas abundance law. China Petroleum Exploration, 20(2): 18~29 (in Chinese with English abstract).

Ma Wenxin, Liu Shugen, Huang Wenming, Zhang Changjun, Xu Guosheng, Yuan Haifeng. 2012. Characteristics of Silurian paleo-oil reservoirs and their significance for petroleum exploration on the southeast margin of Sichuan basin. Oil & Gas Geology, 33(3): 432~441 (in Chinese with English abstract).

Ma Xinhua, Yang Yu, Wen Long, Luo Bing. 2019. Distribution and exploration direction of medium- and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan basin, SW China. Petroleum Exploration and Development, 46(1): 1~13 (in Chinese with English abstract).

Schenk H J, Di Primio R, Horsfield B. 1997. The conversion of oil into gas in petroleum reservoirs. Part 1: comparative kinetic investigation of gas generation from crude oils of lacustrine, marine and fluviodeltaic origin by programmed-temperature closed-system pyrolysis. Organic Geochemistry, 26(7/8): 467~481.

- Shuai Yanhua, Zhang Shuichang, Hu Guoyi, Li Wei, Wang Tongshan, Qin Shengfei. 2019. Thermochemical sulphate reduction of Sinian and Cambrian natural gases in the Gaoshiti-Moxi area, Sichuan basin, and its enlightenment for gas sources. *Acta Geologica Sinica*, 93(7): 1754~1766 (in Chinese with English abstract).
- Shuai Yanhua, Liu Keyu, Hu Guoyi, Wang Tongshan, Tian Xingwang, Zhang Bin, Chen Zhuxin. 2021. Gas accumulation mechanisms of the Sinian reservoir in the Sichuan basin and their significance for deep gas exploration. *Acta Geologica Sinica*, 95(11): 3400~3412 (in Chinese with English abstract).
- Song Zezhang, Liu Guangdi, Luo Bing, Zeng Qingcai, Tian Xingwang, Dai Xin, Jiang Ren, Wang Yunlong, Li Qiang, Zhao Yunyi, Abide Abula, Zang Jianpeng. 2021. Logging evaluation of solid bitumen in tight carbonate in deep buried and ultra-deep-buried strata of the central Sichuan basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 39(1): 198~221 (in Chinese with English abstract).
- Sun Dongsheng, Li Shuangjian, Li Jianjiao, Li Yingqiang, Yang Tianbo, Feng Xiaokuan, Li Huili, Han Zuozhen, He Zhiliang. 2022. Insights from a comparison of hydrocarbon accumulation conditions of Sinian-Cambrian between the Tarim and the Sichuan basins. *Acta Geologica Sinica*, 96(1): 249~264. doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2022274 (in Chinese with English abstract).
- Sun Wei, Liu Shugen, Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Xu Guosheng, Wang Guozhi, Yong Ziquan, Yuan Haifeng, Pan Changlin. 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 Hui, Wang Zhaoming, Xiao Zhongyao, Li Qianqing, Xiao Xianming. 2006. Kinetic simulation of crude oil cracking into gas and its significance. *Scientific Bulletin*, 51(15): 1821~1827 (in Chinese with English abstract).
- Tian Hui, Xiao Xianming, Wilkins R, Tang Yongchun. 2008. New insights into the volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs: implications for the in-situ accumulation of gas cracked from oils. *AAPG Bulletin*, 92(2): 181~200.
- Tian Jixian, Li Jian, Zeng Xu, Kong Hua, Sha Wei, Guo Zeqing, Zhang Jing, Fu Yanshuang. 2020. Discovery and accumulation model of oil cracking gas reservoirs in Dongping area, Qaidam basin. *Acta Petrolei Sinica*, 41(2): 154~162, 225 (in Chinese with English abstract).
- Wang Min, Huang Jingxuan, Lu Shangfang, Wang Yongxing, Xue Haitao, Li Jijun, Yang Jinxiu, Zhang Liang, Zhang Hong. 2017. Kinetic features of gas oil cracking for the different types of crude oil in China. *Marine Origin Petroleum Geology*, 22(2): 8~16 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zecheng, Wang Tongshan, Wen Long, Jiang Hua, Zhang Baomin. 2016. Basic geological characteristics and accumulation conditions of Anyue giant gas field, Sichuan basin. *China Offshore Oil and Gas*, 28(2): 45~52 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhaoyun, Ma Chao, Gong Deyu, Jiang Hua. 2020. The origin of bitumen and its significance for hydrocarbon accumulation process. *Acta Geologica Sinica*, 94(11): 3436~3448 (in Chinese with English abstract).
- Waples D W. 2000. The kinetics of in-reservoir oil destruction and gas formation: constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics. *Organic Geochemistry*, 31(6): 553~575.
- Wei Guoqi, Du Jinhu, Xu Chunchun, Zou Caineng, Yang Wei, Shen Ping, Xie Zengye, Zhang Jian. 2015a. Characteristics and accumulation modes of large gas reservoirs in Sinian-Cambrian of Gaoshiti-Moxi region, Sichuan basin. *Acta Petrolei Sinica*, 36(1): 1~12 (in Chinese with English abstract).
- Wei Guoqi, Xie Zengye, Song Jiarong, Yang Wei, Wang Zhihong, Li Jian, Wang Dongliang, Li Zhisheng, Xie Wuren. 2015b. Features and origin of natural gas in the Sinian-Cambrian of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 42(6): 702~711 (in Chinese with English abstract).
- Wei Guoqi, Xie Zengye, Li Jian, Yang Wei, Zhang Shuichang, Zhang Qi, Liu Xinshe, Wang Dongliang, Cheng Honggang. 2017. New research progress of natural gas geological theories in China during the 12th Five-Year Plan period. *Natural Gas Industry*, 37(8): 1~13 (in Chinese with English abstract).
- Wu Juan, Liu Shugen, Zhao Yihua, Sun Wei, Song Linke, Song Jinmin, Liang Feng, Tian Yanhong, Long Yi, Li Junliang. 2014. Fluid characteristics of Upper Sinian-Lower Cambrian petroliferous strata in Gaoshiti-Moxi structure of Sichuan basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 41(6): 713~722 (in Chinese with English abstract).
- Xia Qingsong, Huang Chenggang, Yang Yuran, Peng Jun, Tao Yanzhong, Zhou Xiang. 2021. Reservoir characteristics and main controlling factors of oil and gas accumulation of Dengying Formation, Sinian System, in Gaoshiti-Moxi area, Sichuan basin. *Geological Review*, 67(2): 441~458 (in Chinese with English abstract).
- Xie Zengye, Li Jian, Yang Chunlong, Tian Xingwang, Zhang Lu, Li Jin, Li Zhisheng, Guo Jianying, Xie Wuren, Guo Zeqing, Qi Xueming, Hao Aisheng. 2021. Geochemical characteristics of Sinian-Cambrian natural gas in central Sichuan paleo-uplift and exploration potential of Taihe gas area. *Natural Gas Industry*, 41(7): 1~14 (in Chinese with English abstract).
- Xu Chunchun, Shen Ping, Yang Yeming, Huang Jianzhang, Jiang Xingfu, Xie Jirong, Ceng Yongjing. 2014. Accumulation conditions and enrichment patterns of natural gas in the Lower Cambrian Longwangmiao Fm reservoirs of the Leshan-Longnüsi paleohigh, Sichuan basin. *Natural Gas Industry*, 34(3): 1~7 (in Chinese with English abstract).
- Xu Shiyu, Lin Yi, Yang Fan, Chen Wen, Yang Jing, He Kailai, Zeng Yiyang, Li Yang, Zhao Chunni. 2021. Quantitative classification and evaluation on deep fractured-vuggy carbonate reservoirs: an example of Dengying 4 Member, Anyue gas field, Sichuan basin. *Natural Gas Exploration and Development*, 44(2): 1~10 (in Chinese with English abstract).
- Yang Yueming, Wen Long, Luo Bing, Wang Wenzhi, Shan Shujiao. 2016. Hydrocarbon accumulation of Sinian natural gas reservoirs, Leshan-Longnüsi paleo high, Sichuan basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(2): 179~188 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Boquan, Guan Zhenliang, Pan Lin. 1995. Compaction of carbonate rocks in Ordos basin. *Earth Science- Journal of China University of Geosciences*, 20(3): 299~305 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Xuan, Chen Kang, Ma Bo, Rang Qi, Cheng Xiao, Zou Dingyong, Lv Wenzheng, Zhao Chunni. 2018. The structural evolution characteristics of the Sinian Dengying Formation gas reservoir and its controlling mechanism in the Anyue gas field, Sichuan basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 45(6): 698~708 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Wenzhi, Wang Zecheng, Jiang Hua, Fu Xiaodong, Xie Wuren, Xu Anna, Shen Anjiang, Shi Shuyuan, Huang Shipeng, Jiang Qingchun. 2020. Exploration status of the deep Sinian strata in the Sichuan basin: formation conditions of old giant carbonate oil/gas fields. *Natural Gas Industry*, 40(2): 1~10 (in Chinese with English abstract).
- Zhou Jingao, Yao Genshun, Yang Guang, Zhang Jianyong, Hao Yi, Wang Fang, Gu Mingfeng, Li Wenzheng. 2015. Genesis mechanism of the Sinian-Cambrian reservoirs in the Anyue gas field, Sichuan basin. *Natural Gas Industry*, 35(1): 36~44 (in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Du Jinhu, Xu Chunchun, Wang Zecheng, Zhang

Baomin, Wei Guoqi, Wang Tongshan, Yao Genshun, Deng Shenghui, Liu Jingjiang, Zhou Hui, Xu Anna, Yang Zhi, Jiang Hua, Gu Zhidong. 2014. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3): 278~293 (in Chinese with English abstract).

参 考 文 献

- 曹自成, 徐勤琪, 余腾孝, 秦华, 耿锋, 郝建龙, 邓尚. 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.
- 代寒松, 刘树根, 孙玮, 韩克猷, 罗志立, 谢志良, 黄耀宗. 2009. 龙门山—米仓山地区下组合地表沥青特征研究. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 36(6): 687~696.
- 韩世庆, 王守德, 胡惟元. 1982. 黔东麻江古油藏的发现及其地质意义. *石油与天然气地质*, 3(4): 315~326.
- 何坤, 张水昌, 米敬奎. 2011. 原油裂解的动力学及控制因素研究. *天然气地球科学*, 22(2): 211~218.
- 赖强, 谢冰, 吴煜宇, 黄科, 刘兴刚, 金燕, 罗文军, 梁涛. 2017. 沥青质碳酸盐岩储集层岩石物理特征及测井评价——以四川盆地安岳气田寒武系龙王庙组为例. *石油勘探与开发*, 44(6): 889~895.
- 李平平, 郭旭升, 郝芳, 邹华耀, 余新亚, 王广伟. 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.
- 李贤庆, 仰云峰, 王萌, 黄孝波, 冯松宝, 卢玉红. 2013. 塔里木盆地原油裂解成气动力学实验. *新疆石油地质*, 34(4): 432~435.
- 李艳霞. 2007. 塔里木盆地塔东英南2气藏气源分析. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 22(4): 27~30.
- 刘德汉, 肖贤明, 田辉, 申家贵. 2013. 论普光原油裂解气藏的动力学和热力学模拟方法与结果. *天然气地球科学*, 21(2): 175~185.
- 刘树根, 李泽奇, 邓宾, 孙玮, 李智武, 丁一, 宋金民, 吴娟. 2021. 四川盆地震旦系灯影组深层碳酸盐岩储层沥青赋存形态及其油气藏示踪作用. *天然气工业*, 41(8): 102~112.
- 刘岩, 钟宁宇, 陈践发, 田永晶, 齐雯, 唐友军. 2013. 川东北长兴—飞仙关组原油裂解型气藏成藏史分析. *中国科学*, 43(11): 1819~1827.
- 柳庄小雪, 郑民, 于京都, 张蔚, 易庆. 2021. 油气资源评价中石油运聚系数的量化分析与预测模型. *海相油气地质*, 26(1): 35~42.
- 卢双舫, 薛海涛, 钟宁宇. 2002. 石油保存下限的化学动力学研究. *石油勘探与开发*, 29(6): 1~3.
- 罗冰, 周刚, 罗文军, 夏茂龙. 2015. 川中古隆起下古生界—震旦系勘探发现与天然气富集规律. *中国石油勘探*, 20(2): 18-29.
- 马文辛, 刘树根, 黄文明, 张长俊, 徐国盛, 袁海锋. 2012. 四川盆地东南缘志留系古油藏特征及其油气勘探意义. *石油与天然气地质*, 33(3): 432~441.
- 马新华, 杨雨, 文龙, 罗冰. 2019. 四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向. *石油勘探与开发*, 46(1): 1~13.
- 帅燕华, 张水昌, 胡国艺, 李伟, 王铜山, 秦胜飞. 2019. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系天然气 TSR 效应及气源启示. *地质学报*, 93(7): 1754~1766.
- 帅燕华, 刘可禹, 胡国艺, 王铜山, 田兴旺, 张斌, 陈竹新. 2021. 四川盆地深层前寒武系天然气超晚期成藏及勘探意义. *地质学报*, 95(11): 3400~3412.
- 宋泽章, 柳广弟, 罗冰, 曾庆才, 田兴旺, 戴鑫, 姜仁, 王云龙, 李强, 赵珺仪, 阿比德·阿不拉, 臧建鹏. 2021. 深层、超深层致密碳酸盐岩储层固态沥青测井评价——以川中地区上震旦系灯影组四段为例. *沉积学报*, 39(1): 198~221.
- 孙冬胜, 李双建, 李建交, 李英强, 杨天博, 冯小宽, 李慧莉, 韩作振, 何治亮. 2022. 塔里木与四川盆地震旦系—寒武系油气成藏条件对比与启示. *地质学报*, 96(1): 249~264. doi:10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2022274.
- 孙玮, 刘树根, 马永生, 蔡勤勇, 徐国盛, 王国芝, 雍自权, 袁海锋, 盘昌林. 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.
- 田辉, 王招明, 肖中尧, 李贤庆, 肖贤明. 2006. 原油裂解成气动力学模拟及其意义. *科学通报*, 51(15): 1821~1827.
- 田继先, 李剑, 曾旭, 孔骅, 沙威, 郭泽清, 张静, 付艳双. 2020. 柴达木盆地东坪地区原油裂解气的发现及成藏模式. *石油学报*, 41(2): 154~162, 225.
- 汪泽成, 王铜山, 文龙, 姜华, 张宝民. 2016. 四川盆地安岳特大型气田基本地质特征与形成条件. *中国海上油气*, 28(2): 45~52.
- 王民, 黄靖轩, 卢双舫, 王永兴, 薛海涛, 李吉君, 杨金秀, 张亮, 张宏. 2017. 我国不同原油裂解成气动力学研究. *海相油气地质*, 22(2): 8~16.
- 王铜山, 汪泽成, 胡素云, 姜华, 鲁卫华. 2015. 深层古老天然气藏的晚期充注与保存——以四川盆地灯影组为例. 第八届中国含油气系统与油气藏学术会议论文集, 286~287.
- 王兆云, 马超, 龚德瑜, 姜华. 2020. 沥青成因及反映的油气成藏过程. *地质学报*, 94(11): 3436~3448.
- 魏国齐, 杜金虎, 徐春春, 邹才能, 杨威, 沈平, 谢增业, 张健. 2015a. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系大型气藏特征与聚集模式. *石油学报*, 36(1): 1~12.
- 魏国齐, 谢增业, 宋家荣, 杨威, 王志宏, 李剑, 王东良, 李志生, 谢武仁. 2015b. 四川盆地川中古隆起震旦系—寒武系天然气特征及成因. *石油勘探与开发*, 42(6): 702~711.
- 魏国齐, 谢增业, 李剑, 杨威, 张水昌, 张奇, 刘新社, 王东良, 程宏岗. 2017. “十二五”中国天然气地质理论研究新进展. *天然气工业*, 37(8): 1~13.
- 吴娟, 刘树根, 赵异华, 孙玮, 宋林珂, 宋金民, 梁锋, 田艳红, 龙翼, 李俊良. 2014. 四川盆地高石梯—磨溪构造震旦系—寒武系含气层系流体特征. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 41(6): 713-722.
- 夏青松, 黄成刚, 杨雨然, 彭军, 陶艳忠, 周翔. 2021. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系灯影组储层特征及主控因素. *地质论评*, 67(2): 441-458.
- 谢增业, 李剑, 杨春龙, 田兴旺, 张璐, 李谨, 李志生, 国建英, 谢武仁, 郭泽清, 齐雪宁, 郝爱胜. 2021. 川中古隆起震旦系—寒武系天然气地球化学特征与太和区区的勘探潜力. *天然气工业*, 41(7): 1~14.
- 徐春春, 沈平, 杨跃明, 黄建章, 江兴福, 谢继容, 岑永静. 2014. 乐山—龙女寺古隆起震旦系—下寒武统龙王庙组天然气成藏条件与富集规律. *天然气工业*, 34(3): 1~7.
- 徐诗雨, 林怡, 杨帆, 陈文, 杨京, 何开来, 曾乙洋, 黎洋, 赵春妮. 2021. 深层缝洞型碳酸盐岩储层定量分类与评价——以四川盆地安岳气田灯影组四段储层为例. *天然气勘探与开发*, 44(2): 1~10.
- 杨跃明, 文龙, 罗冰, 王文之, 山述娇. 2016. 四川盆地乐山—龙女寺古隆起震旦系天然气成藏特征. *石油勘探与开发*, 43(2): 179~188.
- 张博全, 关振良, 潘琳. 1995. 鄂尔多斯盆地碳酸盐岩的压实作用. *地球科学—中国地质大学学报*, 20(3): 299~305.
- 张旋, 陈康, 马波, 冉崎, 陈骁, 邹定永, 吕文正, 赵春妮. 2018. 川中安岳气田灯影组气藏构造演化特征及控藏机制. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 45(6): 698~708.
- 赵文智, 汪泽成, 姜华, 付小东, 谢武仁, 徐安娜, 沈安江, 石书缘, 黄土鹏, 江青春. 2020. 从古老碳酸盐岩大油气田形成条件看四川盆地深层震旦系的勘探地位. *天然气工业*, 40(2): 1~10.
- 周进高, 姚根顺, 杨光, 张建勇, 郝毅, 王芳, 谷明峰, 李文正. 2015. 四川盆地安岳大气田震旦系—寒武系储层的发育机制. *天然气工业*, 35(1): 36~44.
- 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 汪泽成, 张宝民, 魏国齐, 王铜山, 姚根顺, 邓胜徽, 刘静江, 周慧, 徐安娜, 杨智, 姜华, 谷志东. 2014. 四川盆地震旦系—寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现. *石油勘探与开发*, 41(3): 278~293.

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

GUO Zeqing*, LIANG Kun, WU Peihong, RAN Qigui, KONG Fanzhi,
YU Huaqi, KONG Hua, XING Ya, HU Junwen

Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

** Corresponding author: gzq69@petrochina.com.cn*

Abstract

In the calculation of oil reserves of paleo oil reservoirs, the area of paleo oil reservoirs is generally determined according to the distribution area of asphalt or according to the area of paleo traps. These methods have limitations. In view of the defects and deficiencies in the existing methods for determining the petroleum reserves of paleo oil reservoirs, considering the Sinian Dengying Formation gas field of the Anyue gas field in the Sichuan basin as an example, the calculation formula of paleo oil reservoirs was established. At the same time the relationship between paleo oil reservoir area and current gas reservoir area, and the relationship between paleo oil reservoir porosity and current gas reservoir porosity was established. Taking into consideration multiple parameters of the current gas reservoir, including gas bearing area, reservoir physical properties, gas saturation, original gas deviation coefficient, formation temperature, the formation pressure of gas reservoir, natural gas density, and the oil density, oil volume coefficient and asphalt density of similar oil reservoirs, oil reserves of paleo oil reservoirs were quantitatively calculated according to the law of material conservation, which improved the reliability and accuracy of the results. This will provide a new idea for the reserve recovery of paleo oil reservoirs in marine high over mature areas in China. At the same time, the reserve recovery of ancient reservoir is of great significance to reproduce the dynamic evolution process of reservoir formation.

Key words: paleo oil reservoirs; Sinian; Sichuan basin; Anyue gas field; the calculation formula of reserves