

引用格式:李强,柳广弟,宋泽章,等.川中古隆起北斜坡震旦系岩性气藏保存有效性分析——以蓬探1井灯二段气藏为例[J].天然气地球科学,2022,33(8):1276-1285.

LI Qiang, LIU Guangdi, SONG Zezhang, et al. Analysis on preservation effectiveness of lithologic gas reservoirs in north slope of central Sichuan paleo-uplift: Case study of the second member of the Dengying Formation in Well Pengtan-1 [J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(8): 1276-1285.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2022.03.004

川中古隆起北斜坡震旦系岩性气藏保存有效性分析 ——以蓬探1井灯二段气藏为例

李 强^{1,2}, 柳广弟^{1,2}, 宋泽章^{1,2}, 孙明亮^{1,2}, 曹玉顺^{1,2}, 朱联强^{1,2},
田兴旺³, 杨岱林³, 王云龙³, 游富粮^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610041)

摘要:斜坡部位发育的岩性圈闭能否长期有效地保存油气,成为影响四川盆地川中古隆起北斜坡地区下一步天然气勘探目标优选和油气资源规模评价的关键因素。将基于背斜气藏剩余压力与顶部盖层排替压力建立的气藏保存能力评价方法,引入到碳酸盐岩斜坡区的岩性气藏研究,以蓬探1井灯二段气藏为解剖对象,结合地质背景分析与类比、单井资料分析与模拟,论证了川中古隆起北斜坡震旦系岩性圈闭在古油藏形成与裂解、气藏形成与调整等关键时期的油气保存能力。结果表明:古油藏形成后,灯二段储层的剩余压力逐渐增加但远低于顶部筇竹寺组页岩和侧向灯二段泥晶云岩的排替压力,保存条件较好。走滑性质断层的继承性活动,可能使北斜坡地区呈现纵向多层系古油藏分布的特征。裂解气藏形成阶段,气藏剩余压力升高但侧向围岩的封堵始终有效。天然气仅在顶部筇竹寺组盖层和不整合界面处发生部分逸散,剩余的天然气有效保存至今。由于北斜坡地区灯影组气藏侧向的封堵始终有效,其保存条件与高一磨地区灯影组的构造—地层气藏较为相似。基于与高一磨地区灯影组气藏保存条件和资源规模的类比,得益于北斜坡地区厚度更大且质量更高的筇竹寺组泥页岩,灯二段气藏理应具备更优的顶部保存能力,天然气勘探潜力巨大。

关键词:排替压力;侧向封闭;圈闭有效性;灯二段;川中北斜坡

中图分类号:TE122.1

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2022)08-1276-10

0 引言

2020年5月,位于四川盆地川中古隆起北斜坡区(以下简称北斜坡)的蓬探1井于灯影组二段获 $121.98 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流^[1],证实了斜坡构造背景下的岩性圈闭同样具备大气藏形成的条件。相对于高石梯—磨溪古隆起地区(以下简称高一磨地区)灯影组发育的穹状构造—地层圈闭气藏,斜坡部位发育的岩性圈闭封堵油气的的能力是否有效,成

为制约其天然气成藏规模和勘探成效的重要因素。

对于顶部盖层的封盖能力评价已取得较多的研究成果,其中包括盖层排替压力的计算^[2-4]、气藏盖层的分类^[5-6]、筇竹寺组泥页岩的突破压力分析^[7]和基于泥岩脆性与构造应变的盖层评价^[8]。对于碳酸盐岩盖层,泥质含量被认为是控制其封闭性能的主要因素^[9-11]。显然以上分析都只是针对于油气藏的顶部盖层,而对于斜坡区岩性气藏至关重要的侧向封堵条件有效性却缺少相关研究。这将直接影

收稿日期:2021-12-10;修回日期:2022-03-04;网络首发日期:2022-06-27.

基金项目:国家重点研发计划“超深层及中新元古界跨构造期油气成藏机制与模式”(编号:2017YFC0603106)资助.

作者简介:李强(1997-),男,宁夏固原人,博士研究生,主要从事石油地质和油气成藏综合研究. E-mail: liq8013@163.com.

响碳酸盐岩斜坡部位的气藏能否有效保存,进而影响川中古隆起北斜坡区震旦系天然气勘探的进程。为此,本文在前人对顶部盖层封堵有效性研究的基础上,引入斜坡区上倾角分量分析,并通过地质背景分析和单井模拟,探讨圈闭顶部盖层与围岩的保存能力,分析蓬探1井灯二段气藏在垂向和侧向的封堵有效性,以期对川中古隆起北斜坡区的油气成藏综合研究和进一步的勘探工作提供理论支撑。

1 研究区地质背景

四川盆地是我国重要的含油气盆地,总面积约为 $18 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。川中古隆起位于盆地腹部的平缓构造带[图1(a)],安岳气田高一磨地区自2011年在震旦系—寒武系取得突破,现已落实万亿方级别储量^[12]。高一磨地区震旦系灯影组四段气藏的气水界面为 $-5\,230 \text{ m}$,气藏分布主要受构造和地层控制,即受到顶部筇竹寺组泥页岩和西侧德阳—安岳裂陷槽内厚层泥页岩的共同封堵。灯影组二段气

藏的分布完全受背斜构造圈闭所控制,磨溪地区含气区的气水界面为 $-5\,167 \text{ m}$ ^[13]。

北斜坡也称“太和含气区”,位于高一磨含气区北侧[图1(a)],整体呈宽缓的单斜构造形态^[14]。古构造恢复显示北斜坡地区在海西晚期逐渐开始下沉,形成单斜构造。印支晚期至今,其低幅单斜构造背景逐渐加剧并最终定型^[15-16]。北斜坡地区大面积发育的台缘滩体为优质储层和岩性圈闭的形成提供了良好的物质条件,现有预测认为灯二段台缘滩体面积可达 $10\,144 \text{ km}^2$ ^[17]。近期,蓬探1井和中江2井在灯二段取得天然气勘探的突破^[1,18],伴随角探1井在寒武系和二叠系茅口组取得突破,北斜坡有望成为下一个万亿方级别的多层系含气区^[19-20]。

2 蓬探1井气藏解剖

2.1 成藏地质要素特征

蓬探1井紧邻德阳—安岳裂陷槽,灯二段气藏的气水界面为 $-5\,550 \text{ m}$ ^[1]。这不仅与高一磨地区

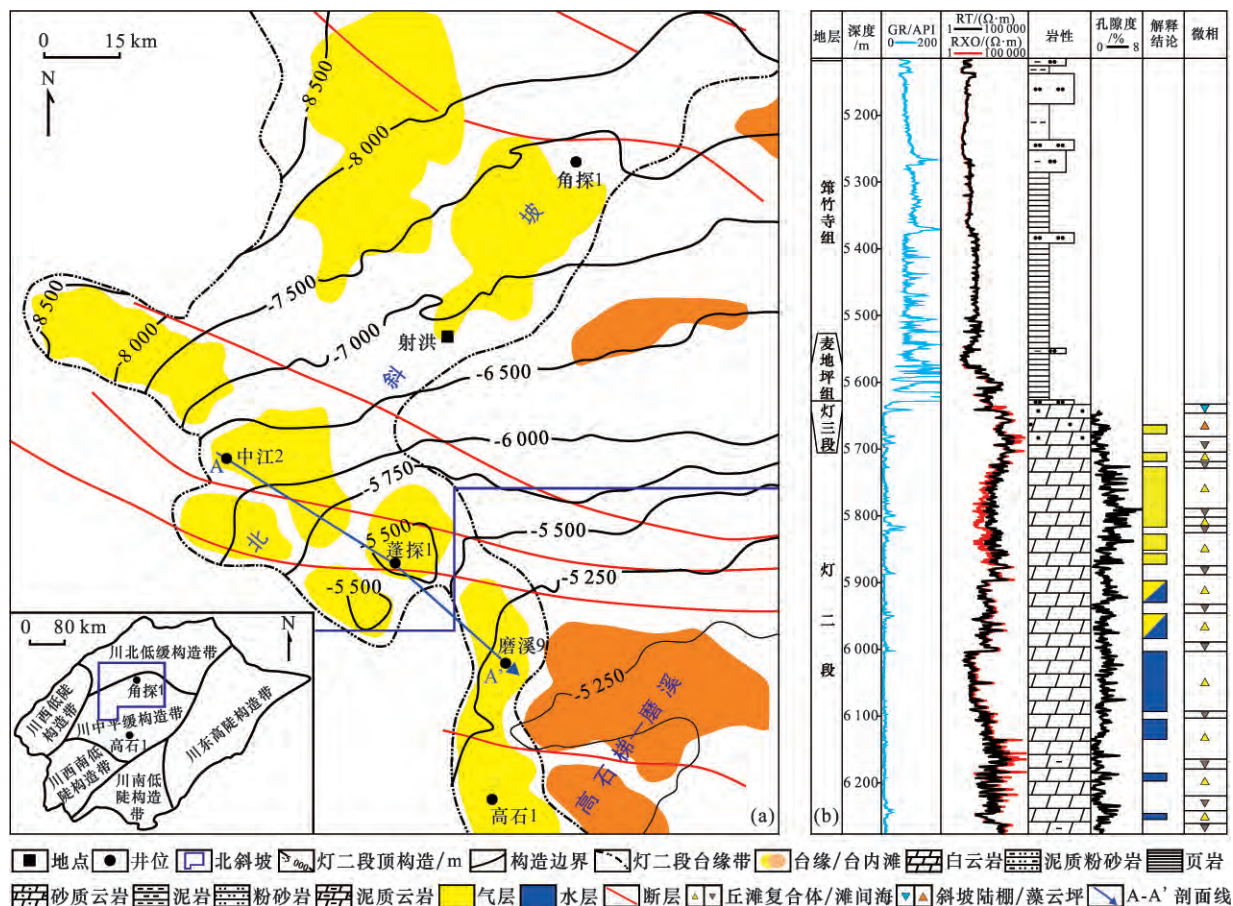


图1 川中古隆起北斜坡灯二段构造图(a)^[17,19]和蓬探1井综合柱状图(b)^[1]

Fig. 1 Structure of the Z₂dn₂ in the north slope of central Sichuan paleo-uplift (a)^[17,19] and comprehensive histogram of Well Pengtan-1 (b)^[1]

灯二段气藏气水界面差异巨大,也与蓬探1井自身所处的低幅背斜构造溢出点海拔存在显著差异^[1]。作为一个构造背景上的岩性圈闭气藏,由于顶部灯四段的缺失,其灯二段的上覆地层直接为灯三段和麦地坪组,以及厚层的筇竹寺组泥页岩[图1(b)];侧向为滩间海弱水动力环境下沉积的泥晶白云岩,主要形成于沉积古地貌洼地或同沉积断裂的低部位(图2)^[1,17,21]。

蓬探1井灯二段天然气甲烷含量为92.83%,非烃气体以二氧化碳(4.42%)和硫化氢(2.11%)为主,为古油藏原油裂解气^[17-18]。岩心中大量发育的储层固体沥青也证实了历史过程中油藏的富集[图3(a),图3(c)—图3(f)]。天然气甲烷碳同位素值为 -34.7‰ ,与高一磨地区灯二段气藏呈现出一定的差异($-33.9\text{‰}\sim-32.0\text{‰}$,均值为 -33.06‰)^[18,22]。

赵文智等^[22]基于天然气氢同位素特征,分析了寒武系筇竹寺组烃源岩和震旦系烃源岩对研究区油气藏的贡献程度。基于寒武系源岩($\delta^2\text{H}=-133\text{‰}$)和震旦系源岩($\delta^2\text{H}=-153\text{‰}$)端元贡献的氢同位素,PT1井灯二段主力烃源岩为筇竹寺组泥页岩(贡献约为65%)。筇竹寺组泥页岩在北斜坡地区厚度更大^[17,21],震旦系灯影组三段和陡山沱组烃源岩在川中地区虽然规模和厚度明显低于筇竹寺组,但古隆起的斜坡部位源岩厚度仍高于古隆起核部^[22-24]。蓬探1井灯二段储层以丘滩复合体沉积亚相为主^[1],具滩间海与水体变浅形成丘滩体沉积的旋回演化过程[图1(b)]。储层岩性主要为藻凝块云岩、砂屑云岩和藻叠层云岩,气藏发育段取心可见小型溶孔和大型残余孔洞发育[图3(a),图3(b),图3(d),图3(e)]。

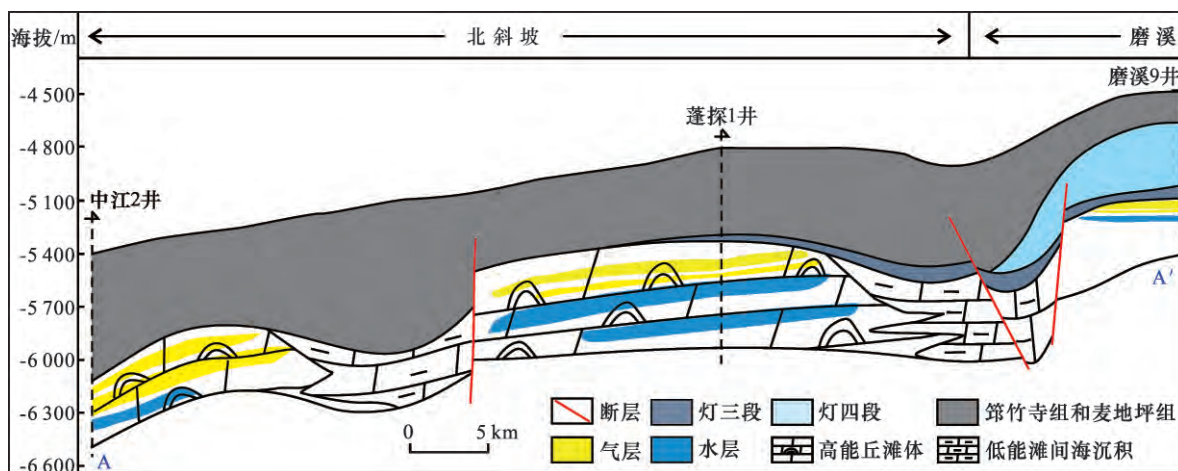


图2 川中古隆起北斜坡灯二段气藏剖面 and 保存模式示意(据文献[1,17]修改,剖面A—A'位置见图1)

Fig. 2 Schematic diagram of gas reservoir and preservation mode of the Z_2dn^2 in the north slope of central Sichuan paleo-uplift (modified by Refs.[1,17], the location of section A-A' is in Fig.1)

2.2 油气演化过程分析

基于PetroMod一维模拟表明,蓬探1井筇竹寺组主力烃源岩自志留纪末其热演化程度大于0.5%,第一次小规模生烃随之开始(图4)。海西期的构造抬升作用使源岩的生烃过程停滞;至晚二叠世—早三叠世,伴随地层快速深埋和峨眉山热效应下大地热流值的急剧升高^[25],大规模的液态烃生成并排出进入岩性圈闭聚集。原油热裂解的实质为液态烃类组分形成更稳定的富氢甲烷气体和富碳储层固体沥青残余物的化学动力学过程^[26]。侏罗纪—早白垩世,在超过200℃的储层温度下,震旦系灯影组古油藏开始大规模的热裂解转化为气藏。伴随后期进一步的热演化历程,重烃气体裂解最终产生大

量的甲烷气体,并在原位残余储层固体沥青[图3(a),图3(c)—图3(f)]。

3 评价方法的建立

油气进入圈闭成藏后,烃类处于再次运移散失和封堵层遮挡的动态平衡能量场中。储—盖层岩性差别导致的物性封闭是盖层围岩封闭的重要机制之一,其实质为物性差异导致的毛细管压力差。付广等^[4,27]建立了天然气藏泥岩盖层封闭能力的评价方法[图5(a)]:

$$P_{cv} = ae^{bZ_{cv}V_1} \quad (1)$$

$$P_e = (K - 1)\rho_w Z \quad (2)$$

式中: P_e 和 P_{cv} 分别为气藏剩余压力和顶部盖层排替

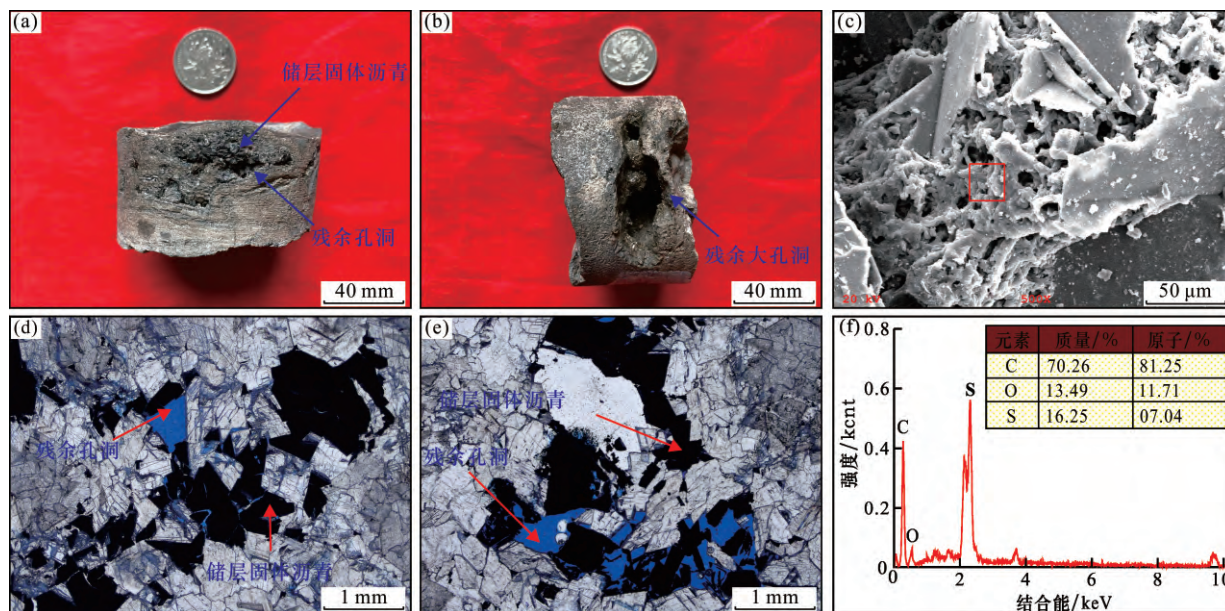


图3 蓬探1井灯二段岩心及薄片特征

Fig. 3 Characteristics of cores and thin slices of the Z_2dn^2 in Well Pengtan-1

(a)蓬探1井, 5 729.44~5 729.49 m, 残余溶蚀孔洞发育, 储层沥青充填程度高; (b)蓬探1井, 5 773.68~5 773.73 m, 发育较大的残余孔洞(箭头所指); (c)蓬探1井, 5 744.9 m, 扫描电镜, 残余孔隙与沥青发育; (d)、(e)蓬探1井, 5 729.94 m, 蓝色铸体, 残余孔隙发育, 储层沥青充填程度高; (f)储层沥青能谱数据, 对应(c)中红色框

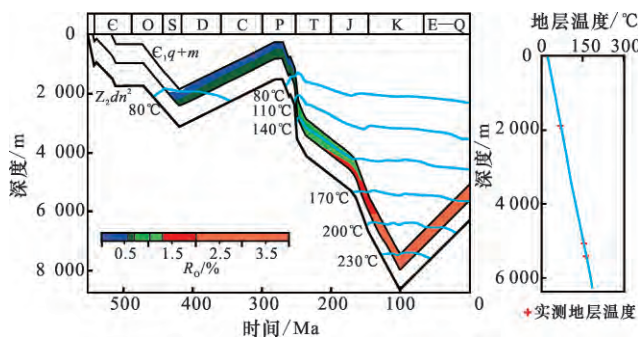


图4 蓬探1井热演化史

Fig.4 Thermal evolution of Well Pengtan-1

压力, MPa; Z_{ev} 和 Z 分别为顶部盖层和气藏埋深, m; V_1 为顶部盖层的泥质含量; K 为气藏压力系数; ρ_w 为地层水密度, g/cm³; a 、 b 为地区特定参数。

若 $P_e > P_{ev}$, 则表示盖层封盖无效。对于研究区斜坡部位的岩性圈闭, 引入侧向倾角 θ , 可得到顶部盖层与侧向围岩封闭能力的评价方法[图 5(b)]。通过 P_{ev} 与 P_{ev} 、 P_{el} 与 P_{cl} 的关系分析其保存能力:

$$P_{el} = (K - 1) \rho_w Z \sin \theta \quad (3)$$

$$P_{ev} = (K - 1) \rho_w Z \cos \theta \quad (4)$$

$$P_{cl} = -2.700 2 \ln(\varphi) + 2.396 1 \quad (5)$$

式中: P_{el} 和 P_{ev} 分别为气藏剩余压力在侧向和垂向的分量, MPa; P_{cl} 为侧向围岩的排替压力, MPa; 研究区灯二段岩性圈闭的侧向围岩为泥晶云岩, 因此对

P_{cl} 的计算引入 LAN 等^[28] 对塔里木盆地塔中地区鹰山组白云岩盖层实测排替压力建立的拟合关系。 φ 为侧向碳酸盐岩围岩的孔隙度, %。若 $P_{el} > P_{cl}$, 则侧向封堵无效, $P_{ev} > P_{ev}$ 则表明垂向封堵无效。

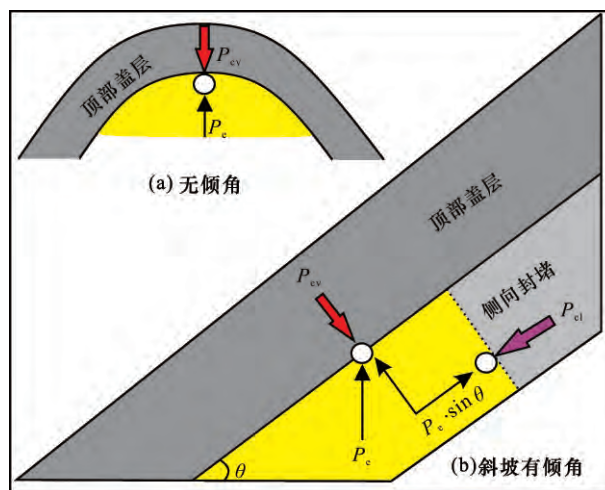


图5 不同圈闭条件下封闭油气的有效性示意

Fig.5 Schematic diagram of hydrocarbon sealing effectiveness under different trap conditions

实际评价中具体参数的获取如下: ① a 、 b 值以及筇竹寺组的排替压力演化, 参考高一磨地区筇竹寺组泥页岩饱和煤油测得并校正的排替压力与泥质含量关系^[29]。排替压力只取决于最大连通孔隙具有的毛细管压力, 其演变受控于埋深和压实成岩

的程度^[30]。②岩性圈闭侧向上倾角 θ 利用PT1井所处灯二段顶部构造梯度整体计算的地层倾角近似代替。古构造演变历史表明北斜坡地区与隆起核部高一磨地区的构造幅度差异自印支期开始逐渐增加,并在中白垩世定型。晚期发生抬升但整体稳定,当前北斜坡的地层倾角为历史时期最大^[15],因此 θ 值定义为现今的地层倾角(约 2.504°)。③灯二段顶部界面的埋藏深度演变基于PetroMod软件模拟(图4)。④ K 值参考高一磨地区灯二段气藏的压

力演化背景^[31-32],并基于PetroMod软件开展蓬探1井灯二段气藏压力演化模拟, ρ_w 值取 1.02 g/cm^3 。⑤下寒武统筇竹寺组泥页岩泥质含量高, V_I 值取1.0。 φ 值基于测井孔隙度最高占比取 0.7% [图6(a)]。蓬探1井灯二段不同沉积微相的孔隙度和泥质含量分布表明,气层发育层段的孔隙度远远高于滩间海致密层(泥晶云岩)。此外,泥晶云岩的泥质含量相对丘滩体沉积物也更高,两者分别为 $0.10\%\sim 10.12\%$ 和 $0.10\%\sim 5.22\%$ [图6(b)]。

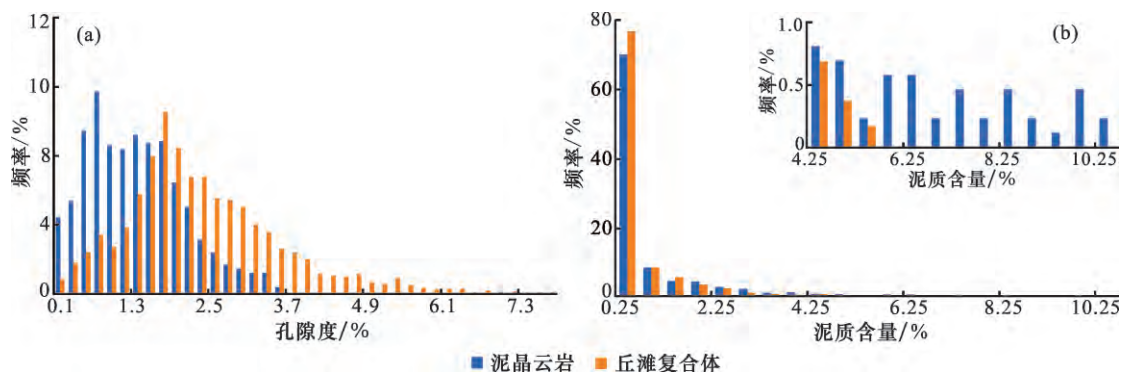


图6 蓬探1井灯二段丘滩体与泥晶云岩测井孔隙度(a)和泥质含量(b)分布

Fig.6 Distribution of porosity (a) and shale content (b) in mound beach and micritic dolomite in the Z_{2dn}^2 of Well Pengtan-1

4 保存有效性分析

4.1 气藏剩余压力演化特征

灯二段气藏剩余压力在古油藏裂解发生以前为0。随着埋深增加,储层温度和热演化程度达到了古油藏热裂解的门限。灯二段的超压幅度随着侏罗纪—白垩纪的快速沉降和裂解气体的大量生成而逐渐增加。原油的化学组成不同,其裂解产物总量略有差别^[33],但总体来说在标准状态下 1 m^3 原油裂解可生成 $534\sim 710\text{ m}^3$ 天然气^[34]。伴随着古油藏原油裂解程度的不断增加,气藏压力系数逐渐达到最大(约为1.69),剩余压力最高可达 55 MPa ^[32]。蓬探1井该时期在垂向与侧向上剩余压力的分量分别为 55 MPa 和 2.4 MPa [图7(a),图7(b)]。100 Ma至今,随着川中地区地层的整体构造抬升,气藏温度逐渐下降(图4),伴随部分烃类气体的散失作用,气藏剩余压力降低。现今气藏中部的地层压力系数为 $1.1\sim 1.12$,在垂向和侧向上剩余压力分量约为 7.32 MPa 和 0.32 MPa 。

4.2 气藏封隔层排替压力演化特征

排替压力是研究盖层与围岩封闭能力的最重

要的微观参数^[2, 35]。蓬探1井灯二段岩性气藏的直接盖层包括顶部筇竹寺组泥页岩和侧向的泥晶云岩。随着筇竹寺组泥页岩和泥晶云岩埋深的逐渐增加,沉积物的压实成岩作用增强,其排替压力也快速增加。泥质含量越高,孔隙越小,碳酸盐岩的排替压力越高。不同孔隙度拟合计算表明当碳酸盐岩围岩孔隙度约为 0.9% 时,排替压力与气藏侧向剩余压力值基本平衡[图7(b)]。当前筇竹寺组泥页岩排替压力可达到 $30\sim 40\text{ MPa}$,侧向泥晶云岩的排替压力较小,约为 3.4 MPa 。

4.3 北斜坡灯二段气藏保存有效性分析

古油藏大规模裂解时期,蓬探1井灯二段气藏垂向上的剩余压力超过顶部筇竹寺组泥页岩的排替压力[图7(a)]。地层压力增高泥页岩往往产生一定程度的微裂隙,伴随天然气从顶部和不整合面逸散,气藏剩余能量与盖层的封堵会逐渐达到新的动态平衡,先存微裂隙将重新愈合^[36]。气藏剩余压力的侧向分量始终小于侧向泥晶云岩的排替压力,天然气不会轻易地从侧向发生逸散。基于储层与盖层围岩的微观保存能力评价表明,现今北斜坡蓬探1井灯二段岩性圈闭气藏虽然在历史时期发生过

顶部的逸散,但总体保存条件良好。

宏观上圈闭的保存能力主要受控于封堵层的厚度、是否发育超压、脆性强度和断裂破坏等因素。高效气藏的盖层厚度通常大于100 m,且排替压力不低于20 MPa^[5]。盖层的厚度越大,对天然气藏的

有效封闭越有利^[37]。筇竹寺组泥页岩是北斜坡地区震旦系灯影组台缘带顶部的直接盖层,该套泥页岩在整个川中地区连续分布,在扬子地区西北部烃源岩厚度可达150~450 m^[21]。蓬探1井筇竹寺组地层厚度可达510 m,是有利的区域性盖层。

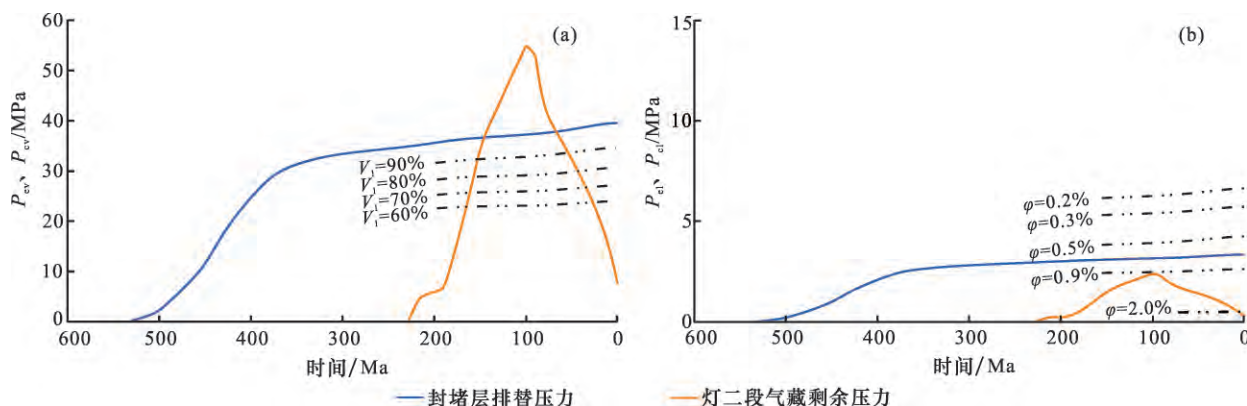


图7 蓬探1井灯二段气藏剩余压力和垂向筇竹寺组(a)与侧向灯二段泥晶云岩(b)排替压力演化

Fig.7 Evolution of residual pressure in the Z_2dn^2 gas reservoir with displacement pressure of the C_1q (a) and micrite dolomite in the Z_2dn^2 (b) of Well Pengtan-1

筇竹寺组泥页岩还是震旦系—寒武系古油藏和气藏油气的主要来源^[22,38-39]。灯二段古油藏形成阶段,顶部的源岩生成油气同样使得筇竹寺组具有异常高压^[40]。生烃增压过程不仅为油气的初次运移提供额外动力,而且抑制了下伏储层中油气的逸散过程。古油藏裂解时期,筇竹寺组源岩内部滞留液态烃的同步裂解使得流体膨胀^[32,40-41],造成中侏罗世—早白垩世期间筇竹寺组的地层压力也不断增加并保持在超压的平衡状态(压力系数约为2.2)^[40]。蓬探1井筇竹寺组泥页岩的声波时差压实曲线表明当前仍存在异常高压(图8)。

泥页岩的脆性强度往往随着地层的抬升而增加,使得脆性破裂更容易发生。基于筇竹寺组页岩脆性和超固结比分析,认为4 km以下不易发生脆性破裂因而保存条件好^[8]。蓬探1井筇竹寺组自生烃后埋藏深度皆大于此标准(图4),晚期整体稳定的抬升和剥蚀并未造成脆性破裂,因而现今保存条件良好。切穿圈闭的断层层位对接和活动历史,对油气藏的形成以及后期保存具有重要意义。川中地区发育北西向的大型走滑断裂带^[19],形成于震旦纪并存在加里东期—海西期的继承性活动^[19,42-43]。走滑性质的断裂附有垂向的错断位移,但整体较小。表现为寒武系断距较大,至上覆二叠系无明显的错断^[42]。因此断裂对油气保存的影响可能主要体现在早期活动性强,有效沟通了纵向上多个层系,对

研究区纵向多层系的古油藏形成具有建设作用;而在晚期至今随着走滑活动的减弱,对气藏的保存有利。

5 对北斜坡油气勘探的启示意义

川中古隆起高一磨含气区灯影组气藏富集区面积达7 500 km²,探明储量约为6 000×10⁸ m³(截至2019年底)^[44]。即使现今高一磨含气区和北斜坡(太和气区)灯二段气藏的类型存在显著差异,但基于排替压力与气藏剩余压力的分析表明,2个地区的圈闭保存能力在本质上是相似的。即斜坡区侧向的保存能力始终有效,与高一磨含气区一样,关键在于顶部泥页岩的保存能力。通过类比高一磨地区灯影组顶部盖层保存的有效性,有理由认为北斜坡地区同样具有高效的气藏保存条件。此外,北斜坡发育更厚层的筇竹寺组泥页岩,这更弥补了顶部盖层的保存能力,使得大规模裂解气形成时期天然气的逸散程度更低。已有研究表明北斜坡灯影组台缘带质量高、范围大且储层条件优越^[17]。因此在源岩质量更高的北斜坡部位,震旦系天然气资源前景相对高一磨地区更加优越。

6 结论

(1)川中古隆起北斜坡地区灯影组岩性气藏受顶部筇竹寺组泥页岩和侧向滩间海较低能水体形

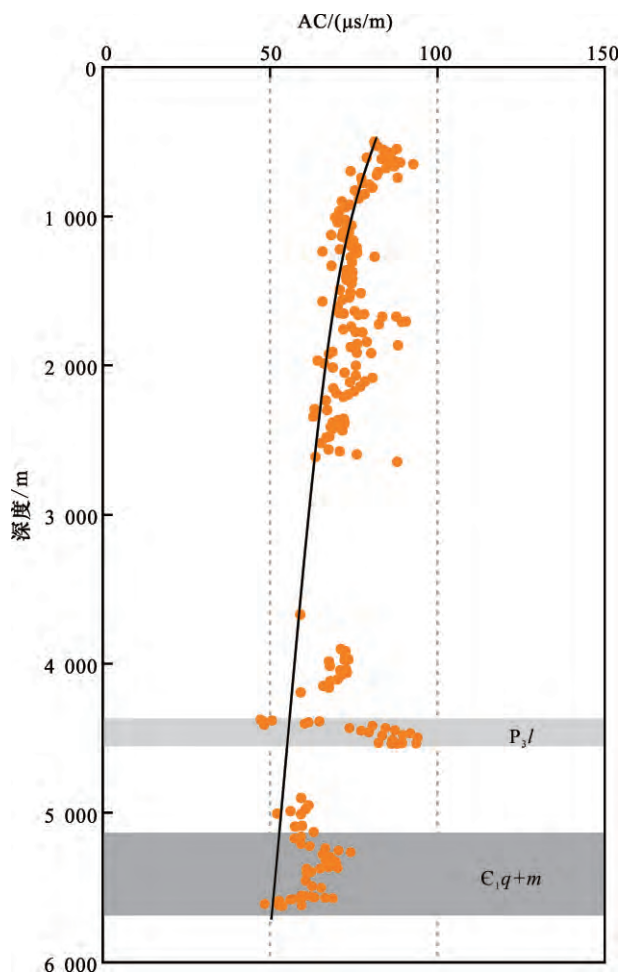


图8 蓬探1井泥页岩声波时差测井响应特征

Fig.8 Response characteristics of sonic data in shale of Well Pengtan-1

成的泥晶云岩共同封堵。通过引入地层倾角,基于气藏剩余压力和围岩排替压力在垂向与侧向的分量,建立了适用于斜坡背景下的岩性圈闭保存条件评价方法。

(2)北斜坡灯影组经历了早期古油藏和裂解气藏的演化过程。气藏剩余压力在大规模裂解气形成时期达到最大(约为55 MPa),随后逐渐降低,现今压力系数约为1.1~1.12。晚二叠世—早三叠世古油藏形成阶段,北斜坡灯二段油藏微观尺度的保存能力良好。侏罗纪—白垩纪裂解气藏形成阶段,急剧升高的气藏剩余压力使得顶部筇竹寺组泥页岩的封堵暂时失效,天然气从顶部微裂隙和不整合面逸散。岩性圈闭上倾侧向发育的泥晶云岩泥质含量高(最高超过10%),相比丘滩体沉积物更加致密。该类泥晶云岩的排替压力始终大于气藏剩余压力分量,使得侧向封闭性始终有效。

(3)泥晶云岩等滩间致密沉积物良好的封堵油

气能力,使得北斜坡地区和高一磨地区灯影组岩性气藏的保存条件要素实质相似。北斜坡地区具备更优质的筇竹寺组源岩和优势的台缘滩体储层,因而更加具备成为大型含气区的有利条件。

参考文献(References)

- [1] 赵路子,汪泽成,杨雨,等.四川盆地蓬探1井灯影组灯二段油气勘探重大发现及意义[J].中国石油勘探,2020,25(3): 1-12.
ZHAO L Z, WANG Z C, YANG Y, et al. Important discovery in the second member of Dengying Formation in Well Pengtan1 and its significance, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3): 1-12.
- [2] 付广,陈章明,姜振学.盖层物性封闭能力的研究方法[J].中国海上油气,1995,9(2): 83-88.
FU G, CHEN Z M, JIANG Z X. Research method on capillary sealing ability of caprocks[J]. China Offshore Oil and Gas, 1995, 9(2): 83-88.
- [3] 付广,陈章明,王朋岩,等.利用测井资料综合评价泥质岩盖层封闭性的方法及应用[J].石油地球物理勘探,1997,32(2): 271-276.
FU G, CHEN Z M, WANG P Y, et al. A method for comprehensively evaluating the sealing ability of overlying mudstone by analyzing log data, and its application effect[J]. Oil Geophysical Prospecting, 1997, 32(2): 271-276.
- [4] 付广,胡欣蕾.盖层封闭天然气有效性定量评价方法及应用[J].山东科技大学学报(自然科学版),2015,34(4): 28-36.
FU G, HU X L. Quantitative evaluation method of sealing gas efficiency of caprock and its application[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2015, 34(4): 28-36.
- [5] 孙明亮,柳广弟,李剑.气藏的盖层特征及划分标准[J].天然气工业,2008,28(8): 36-38.
SUN M L, LIU G D, LI J. Features of caprocks of gas pools and criteria of identification[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(8): 36-38.
- [6] 胡国艺,王晓波,王义凤,等.中国大中型气田盖层特征[J].天然气地球科学,2009,20(2): 162-166.
HU G Y, WANG X B, WANG Y F, et al. Caprock characteristics of medium and large gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2): 162-166.
- [7] 张璐,谢增业,王志宏,等.四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系气藏盖层特征及封闭能力评价[J].天然气地球科学,2015,26(5): 796-804.
ZHANG L, XIE Z Y, WANG Z H, et al. Caprock characteristics and sealing ability evaluation of Sinian-Cambrian gas reservoirs in Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(5): 796-804.
- [8] 鲁雪松,柳少波,田华,等.深层背斜圈闭中泥岩盖层完整性评价方法及其应用——以四川盆地川中地区震旦系气藏为

- 例[J]. 石油学报, 2021, 42(4): 415-427.
- LU X S, LIU S B, TIAN H, et al. An evaluation method for the integrity of mudstone caprock in deep anticlinal traps and its application: A case study of the Sinian gas reservoirs in the central Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(4): 415-427.
- [9] 张璐, 国建英, 林潼, 等. 碳酸盐岩盖层突破压力的影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 461-467.
- ZHANG L, GUO J Y, LIN T, et al. Influencing factors for breakthrough pressure of carbonate caprocks[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(3): 461-467.
- [10] 吕修祥, 屈怡倩, 于红枫, 等. 碳酸盐岩盖层封闭性讨论——以塔里木盆地塔中北斜坡奥陶系为例[J]. 石油实验地质, 2014, 36(5): 532-538.
- LÜ X X, QU Y Q, YU H F, et al. Sealing capacity of carbonate caprocks: A case study of Ordovician in northern slope of central Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(5): 532-538.
- [11] WU J, FAN T L, RIVAS E G, et al. Impact of pore structure and fractal characteristics on the sealing capacity of Ordovician carbonate cap rock in the Tarim Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 102: 557-579.
- [12] 戴金星, 倪云燕, 刘全有, 等. 四川超级气盆地[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1-8.
- DAI J X, NI Y Y, LIU Q Y, et al. Sichuan super gas basin[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2021, 48(6): 1-8.
- [13] 杨跃明, 杨雨, 杨光, 等. 安岳气田震旦系-寒武系气藏成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2019, 40(4): 493-508.
- YANG Y M, YANG Y, YANG G, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies of Sinian and Cambrian gas reservoirs in Anyue Gas Field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(4): 493-508.
- [14] 杨跃明, 王文之, 文龙, 等. 四川盆地大型古隆起斜坡区微生物碳酸盐岩储层沉积演化特征与天然气规模成藏模式[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 38-47.
- YANG Y M, WANG W Z, WEN L, et al. Sedimentary evolution characteristics and large-scale natural gas accumulation pattern of microbial carbonate in the slope area of major paleo-uplift, the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(3): 38-47.
- [15] 马奎, 张玺华, 彭瀚霖, 等. 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[J]. 天然气勘探与开发, 2020, 43(1): 8-15.
- MA K, ZHANG X H, PENG H L, et al. Tectonic evolution of Moxi north slope in Sichuan Basin and its effect on forming Sinian oil and gas reservoirs[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2020, 43(1): 8-15.
- [16] 罗冰, 周刚, 罗文军, 等. 川中古隆起下古生界—震旦系勘探发现与天然气富集规律[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(2): 18-29.
- LUO B, ZHOU G, LUO W J, et al. Discovery from exploration of Lower Paleozoic-Sinian System in central Sichuan Paleozoic-uplift and its natural gas abundance law[J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(2): 18-29.
- [17] 徐春春, 沈平, 杨跃明, 等. 四川盆地川中古隆起震旦系一下古生界天然气勘探新认识及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 1-9.
- XU C C, SHEN P, YANG Y M, et al. New understandings and potential of Sinian-Lower Paleozoic natural gas exploration in the central Sichuan paleo-uplift of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(7): 1-9.
- [18] 谢增业, 李剑, 杨春龙, 等. 川中古隆起震旦系—寒武系天然气地球化学特征与太和气区的勘探潜力[J]. 天然气工业, 2021, 41(7): 1-14.
- XIE Z Y, LI J, YANG C L, et al. Geochemical characteristics of Sinian-Cambrian natural gas in central Sichuan paleo-uplift and exploration potential of Taihe gas area[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(7): 1-14.
- [19] 焦方正, 杨雨, 冉崎, 等. 四川盆地中部地区走滑断层的分布与天然气勘探[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 92-101.
- JIAO F Z, YANG Y, RAN Q, et al. Distribution and gas exploration of the strike-slip faults in the central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 92-101.
- [20] 乐宏, 赵路子, 杨雨, 等. 四川盆地寒武系沧浪铺组油气勘探重大发现及其启示[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 11-19.
- YUE H, ZHAO L Z, YANG Y, et al. Great discovery of oil and gas exploration in Cambrian Canglangpu Formation of the Sichuan Basin and its implications[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(11): 11-19.
- [21] 杨雨, 汪泽成, 文龙, 等. 扬子地区西北缘震旦系油气成藏条件及勘探潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 1-11.
- YANG Y, WANG Z C, WEN L, et al. Sinian hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential at the northwest margin of the Yangtze region, China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2022, 49(2): 1-11.
- [22] 赵文智, 谢增业, 王晓梅, 等. 四川盆地震旦系气源特征与原生含气系统有效性[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1-11.
- ZHAO W Z, XIE Z Y, WANG X M, et al. Sinian gas sources and effectiveness of primary gas-bearing system in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2021, 48(6): 1-11.
- [23] 魏国齐, 王志宏, 李剑, 等. 四川盆地震旦系-寒武系烃源岩特征、资源潜力与勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 1-13.
- WEI G Q, WANG Z H, LI J, et al. Characteristics of source rocks, resource potential and exploration direction of Sinian and Cambrian in Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(1): 1-13.
- [24] 汪泽成, 刘静江, 姜华, 等. 中—上扬子地区震旦纪陡山沱组沉积期岩相古地理及勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 2019,

- 46(1): 39-51.
- WANG Z C, LIU J J, JIANG H, et al. Lithofacies paleogeography and exploration significance of Sinian Doushantuo depositional stage in the middle-upper Yangtze region, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2019, 46(1): 39-51.
- [25] QIU N S, LIU W, FU X D, et al. Maturity evolution of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale of the Sichuan Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 128: 105061.
- [26] BEHAR F, KRESSMANN S, RUDKIEWICZ J L, et al. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking[J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 19(1-3): 173-189.
- [27] 付广, 王彪, 史集建. 盖层封盖油气能力综合定量评价方法及应用[J]. *浙江大学学报(工学版)*, 2014, 48(1): 174-180.
- FU G, WANG B, SHI J J. Comprehensive quantitative evaluation method of sealing oil-gas ability of caprock and its application[J]. *Journal of Zhejiang University(Engineering Science)*, 2014, 48(1): 174-180.
- [28] LAN X D, LYU X X. Carbonate sealing and its controlling factors: Caprock and inner barrier layers of Yingshan Formation on Tazhong Northern Slope, Tarim Basin[J]. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 2014, 23(6): 581-601.
- [29] 展铭望. 川中大气田盖层封闭性定量评价及控藏作用[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015: 25-48.
- ZHAN M W. Quantitative Evaluation for Sealing of Caprock and the Controlling Effect in the Central Sichuan Basin[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015: 25-48.
- [30] 陈章明, 吕延防. 泥岩盖层封闭性的确定及其与源岩排气史的匹配[J]. *东北石油大学学报*, 1990, 14(2): 1-7.
- CHEN Z M, LV Y F. The determination of sealing ability of mudstone cap formation and its accouplement with history of discharge gas of source bed[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 1990, 14(2): 1-7.
- [31] 邱楠生, 刘一锋, 刘雯, 等. 沉积盆地地层古压力定量重建方法与研究实例[J]. *中国科学(地球科学)*, 2020, 50(6): 793-806.
- QIU N S, LIU Y F, LIU W, et al. Quantitative reconstruction of formation paleo-pressure in sedimentary basins and case studies[J]. *Science China (Earth Sciences)*, 2020, 50(6): 793-806.
- [32] LIU W, QIU N S, XU Q C, et al. Precambrian temperature and pressure system of Gaoshiti-Moxi block in the central paleo-uplift of Sichuan Basin, southwest China[J]. *Precambrian Research*, 2018, 313: 91-108.
- [33] 孙玮, 刘树根, 马永生, 等. 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[J]. *地质学报*, 2007, 81(8): 1153-1159.
- SUN W, LIU S G, MA Y S, et al. Determination and quantitative simulation of gas pool formation process of Sinian cracked gas in Weiyuan-Ziyang area, Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2007, 81(8): 1153-1159.
- [34] BARKER C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(8): 1254-1261.
- [35] 黄志龙, 郝石生. 盖层突破压力及排替压力的求取方法[J]. *新疆石油地质*, 1994, 15(2): 163-166.
- HUANG Z L, HAO S S. A method of estimating breakthrough pressure and displacement pressure of caprock[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1994, 15(2): 163-166.
- [36] HAO F, GUO T L, ZHU Y M, et al. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China[J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(5): 611-637.
- [37] 林潼, 王孝明, 张璐, 等. 盖层厚度对天然气封闭能力的实验分析[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(3): 322-330.
- LIN T, WANG X M, ZHANG L, et al. Experimental analysis of the effect of caprock thickness on sealed natural gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(3): 322-330.
- [38] 魏国齐, 谢增业, 白贵林, 等. 四川盆地震旦系一下古生界天然气地球化学特征及成因判识[J]. *天然气工业*, 2014, 34(3): 44-49.
- WEI G Q, XIE Z Y, BAI G L, et al. Organic geochemical characteristics and origin of natural gas in the Sinian-Lower Paleozoic reservoirs, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(3): 44-49.
- [39] 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等. 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[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 278-293.
- ZOU C N, DU J H, XU C C, et al. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2014, 41(3): 278-293.
- [40] 刘雯, 邱楠生, 徐秋晨, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区下寒武统筇竹寺组生烃增压定量评价[J]. *石油科学通报*, 2018, 3(3): 262-271.
- LIU W, QIU N S, XU Q C, et al. The quantitative evaluation of the pressurization caused by hydrocarbon generation in the Cambrian Qiongzhusi Formation of the Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(3): 262-271.
- [41] 刘一锋, 邱楠生, 谢增业, 等. 川中古隆起寒武系超压形成与保存[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(8): 1439-1446.
- LIU Y F, QIU N S, XIE Z Y, et al. The formation and preservation of overpressure in old formations: Taking the Cambrian in the central of Sichuan Basin as an instance[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(8): 1439-1446.
- [42] 马德波, 汪泽成, 段书府, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区走滑断层构造特征与天然气成藏意义[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 795-805.
- MA D B, WANG Z C, DUAN S F, et al. Strike-slip faults and their significance for hydrocarbon accumulation in Gaoshiti-

- Moxi area, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2018, 45(5): 795-805.
- [43] 李文科, 张研, 张宝民, 等. 川中震旦系一二叠系古岩溶塌陷体成因、特征及意义[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(5): 513-522.
- LI W K, ZHANG Y, ZHANG B M, et al. Origin, characteristics and significance of collapsed-paleocave systems in Sinian to Permian carbonate strata in central Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2014, 41(5): 513-522.
- [44] 田兴旺, 杨岱林, 钟佳倚, 等. 基于CT成像技术的白云岩储层微观表征——以川中磨溪—龙女寺台内地区震旦系灯影组四段为例[J]. *沉积学报*, 2021, 39(5): 1264-1274.
- TIAN X W, YANG D L, ZHONG J Y, et al. Microscopic characterization of dolomite reservoirs by CT Imaging: A case study of the Dengsi Formation in Moxi-Longnvsi area, central Sichuan[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(5): 1264-1274.

Analysis on preservation effectiveness of lithologic gas reservoirs in north slope of central Sichuan paleo-uplift: Case study of the second member of the Dengying Formation in Well Pengtan-1

LI Qiang^{1,2}, LIU Guangdi^{1,2}, SONG Zezhang^{1,2}, SUN Mingliang^{1,2}, CAO Yushun^{1,2}, ZHU Lianqiang^{1,2},
TIAN Xingwang³, YANG Dailin³, WANG Yunlong³, YOU Fuliang^{1,2}

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

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

3. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Company, Chengdu 610041, China)

Abstract: The ability of lithologic traps to maintain long-term hydrocarbon preservation in the north slope of the central Sichuan paleo-uplift has a crucial effect on the selection of natural gas exploration targets and the scale evaluation of petroleum resources. In order to determine their capacity, the traditional relationship between the displacement pressure of mudstone surrounding rock and the residual pressure of gas reservoir was introduced into the carbonate lithologic trap of the slope area with lateral inclination angle. The results of this geological analysis, analogy, and simulation in the gas reservoir of the second member of the Dengying Formation (Z_2dn^2) in Well Pengtan-1 proved the preservation ability of the lithologic traps. The results show that after the formation of paleo-reservoir, the residual pressure of the reservoir gradually increased, but it was far less than the displacement pressure in the vertical and lateral surrounding rocks. Therefore, the preservation conditions were good. The inherited activities of strike-slip faults may lead to the distribution of the multi-layer paleo-oil reservoirs. During the formation of the cracked gas reservoir, though the residual pressure of the gas reservoir increased rapidly, the lateral sealing remained effective. As a result, natural gas only escaped from the upper Qiongzhusi Formation (C_{1q}) and unconformity interface, and most of the remaining natural gas was effectively preserved up to now. Because the lateral sealing of the Z_2dn^2 gas reservoir in north slope area was consistently effective, its preservation effects were similar to those in the structure-stratigraphic gas reservoir in the Gaoshiti-Moxi area. Still, compared to the reservoir preservation conditions and resource scale in the Gaoshiti-Moxi area, the Z_2dn^2 gas reservoir in north slope area should have better top preservation abilities and greater potential for natural gas exploration owing to the greater thickness and higher quality of the C_{1q} shale.

Key words: Displacement pressure; Lateral sealing; Trap effectiveness; Second member of the Dengying Formation; North slope of central Sichuan

Foundation item: The National Key R & D Program of China (Grant No. 2017YFC0603106).