

胡浩,汪敏,隆辉,等.高石梯区块震旦系灯四段台缘与台内综合对比及开发对策建议[J].中国岩溶,2025,44(2):434-444.
DOI: 10.11932/karst20250217

高石梯区块震旦系灯四段台缘与台内 综合对比及开发对策建议

胡浩¹,汪敏¹,隆辉¹,江林¹,沈秋媛¹,吴东¹,田兴旺²

(1. 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿,四川 泸州 646200; 2. 中国石油西南油气田分公司
勘探开发研究院,四川 泸州 646200)

摘要:安岳气田高石梯区块震旦系灯影组四段储层岩性复杂、非均质性强,台缘带和台内区单井产能差异大,生产效果也存在明显的差异。为实现台缘带灯四段气藏的长期稳产开发,台内区灯四段气藏高效建产。基于大量的地质、测井、气藏工程等资料,应用动静态相结合的方法全面剖析台缘带-台内区气藏共性及差异性特征,明确导致其差异性的控制因素。结果表明:①台缘带与台内区储层岩石类型、储集空间及类型差异不大,但两者的储层发育规模、溶蚀孔洞发育程度、储层物性、渗流特征和气井生产特征存在差异性。②有利丘滩沉积岩体的发育规模、表生岩溶作用和源储匹配程度是决定差异性的因素。③基于上述气藏的差异性认识,结合目前开发生产的需求形势,有针对性的提出了台缘带精细开发,实现持续稳产;台内区落实高产井模式和有利区分布,加快效益建产的开发建议。笔者提出的台缘带和台内区气藏差异性对比和主控因素分析的思路,为高石梯区块灯四气藏的有效开发,提供了科学开发的依据。

关键词:高石梯区块;台缘带;台内区;差异性;渗流特征

创新点:针对台缘带和台内区气井生产效果的差异性,从地质开发一体化的角度,基于区内生产井的动态数据和渗流规律,进一步深刻剖析影响台缘带和台内区开发生产差异性控制因素,为下一步两个区带的气藏开发指出了方向。

中图分类号: P618.13 文献标识码: A

文章编号: 1001-4810(2025)02-0434-11

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 引言

2011年,安岳气田高石梯区块高石1井震旦系灯影组四段测试获气 $138.25 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,揭开了四川盆地下古生界—震旦系勘探的序幕^[1-6]。据前人研究成果和十余年的勘探开发实践证实,安岳气田海拔-5 230 m之上 $7\,500 \text{ km}^2$ 大面积整体含气^[7-8]。截至目前,高石梯区块震旦系灯四段气藏平均单井测试

产量 $64.1 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,已投入生产井46口,累产天然气已超百亿立方米,是四川盆地勘探油气开发的主力阵地。2019年针对台缘带编制了 $25 \text{ 亿 m}^3 \cdot \text{a}^{-1}$ 的开发方案,实际开发效果已超过方案预期,台缘带展现出良好的开发前景,近几年灯四段气藏勘探开发重心由台缘带逐步向台内区拓展。从目前台内区开发情况来看,单井产能差异大,生产效果明显差于台缘带。为进一步明确台缘带和台内区开发生产特征

资助项目: 国家科技重大专项专题“四川盆地震旦系—古生界深层勘探目标评价”(2017ZX05008-005-003); 中国石油西南油气田分公司科技处项目(20210301-02)

第一作者简介: 胡浩(1987—),男,工程师,研究生,主要研究方向开发地质学。E-mail: 676569615@qq.com。

收稿日期: 2023-12-16

差异性的控制因素,提高灯四气藏开发效果,田兴旺等^[9]分析了四川盆地川中地区灯四气藏台缘带—台内区储层差异性,明确有利丘滩复合体发育规模和桐湾Ⅱ幕表生岩溶作用强度是影响差异的主控因素。田兴旺等^[10]进一步论证储集层纵向发育程度和发育位置、距生烃中心横向距离等因素同样影响两个区带差异性。夏青松等^[11]从不同类型白云石化作用分析其对灯四段优质储层发育和分布的影响。前人成果更多基于气藏评价和气藏描述的角度进行分析,鲜有文章从地质开发一体化的角度分析两个区带的差异性。基于 46 口生产井的动态数据和试井资料,创新性地加入开发生产和气藏渗流特征的差异性分析,进一步深刻剖析影响台缘带和台内区开发生产差异性控制因素,并为下一步两个区带的气藏开发指出了方向,为台缘带长期稳产、台内区高效建产奠定基础。

1 区域地质背景

安岳气田位于四川省遂宁市大英县、资阳市安岳县、重庆市潼南区境内^[3]。区域构造属于四川盆地

川中古隆平缓构造区。东至广安构造,西邻威远构造,南与川东南中隆高陡构造区相接^[12]。高石梯区块位于四川盆地川中平缓构造区的中部(图 1)。

伴随着四川盆地多次沉积和构造演化史,中三叠世及其以前时期的地层岩性以海相碳酸盐岩为主,上三叠世—侏罗纪以陆相砂泥岩沉积为主^[13]。震旦系灯影组地层与下伏陡山沱组呈整合接触,上覆筇竹寺组呈不整合接触^[9]。灯影组内部按岩性、电性、不整合面特征划分为 4 段,位于顶部的灯四段岩性以砂屑云岩和藻白云岩为主,含少量菌藻类及叠层石,厚度小于 400 m,是灯影组内部主力产气层段之一。受桐湾活动影响,灯四段地层整体被抬升,造成了区内地层厚度由西向东逐步减薄的构造格局^[14],灯四段顶部局部遭受剥蚀淋滤作用,形成了一套由藻砂屑白云岩和藻白云岩构成的丘滩复合体风化壳岩溶储层^[15]。

2 台缘和台内区气藏特征对比

安岳气田灯四段气藏是一套碳酸盐岩台地沉积,台缘带和台内区的岩性、物性、储集空间类型差异

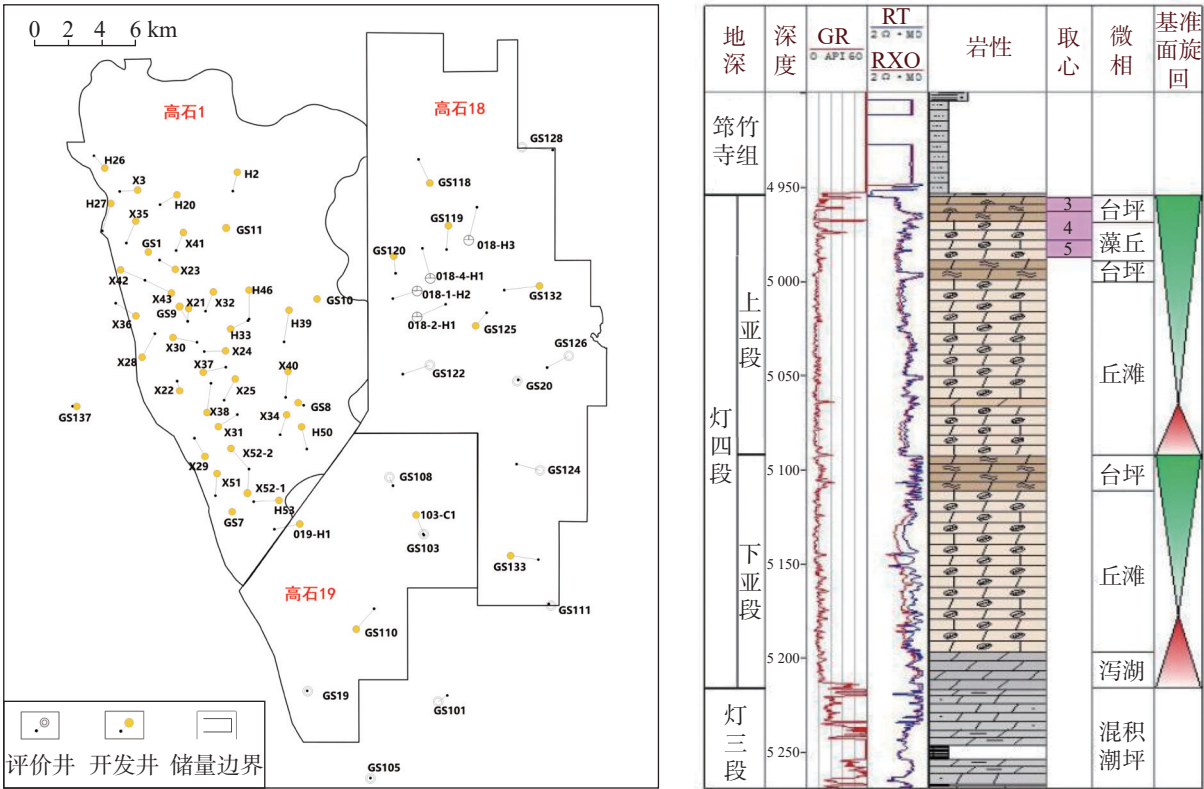


图 1 四川盆地高石梯区块井位分布及地层综合柱状图

Fig. 1 Distribution of well positions and comprehensive stratigraphic histogram in Gaoshiti block of Sichuan Basin

性不大,但受控于沉积分异作用的差异性、岩溶作用的强度差异性和成藏条件的差异性,导致台缘带和台内区灯四段气藏存在地质特征和生产动态的差异性。

2.1 共性特征

通过台缘带 7 口井 356.86 m 岩心 700 余项分析化验资料及台内区 9 口井 316.74 m 岩心 434 张薄片分析结果显示,高石 1 井区与高石 18-19 井区岩性、储集空间、储集类型差异性不大。两区带岩性主要包括砂屑云岩、藻叠层云岩和藻凝块云岩(图 2)。

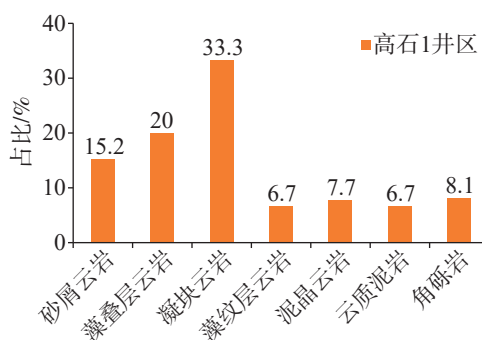


a. GS1 井, 灯四段, 藻叠层云岩, 孔洞发育

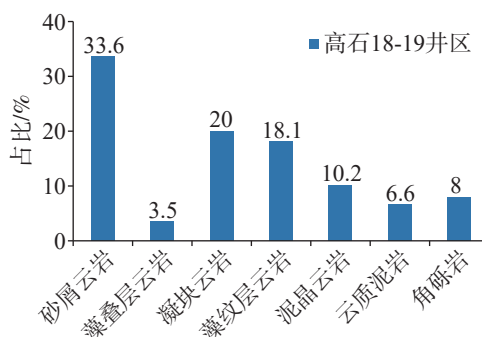


c. GS18 井, 灯四段, 藻砂屑云岩, 溶蚀孔洞发育

据岩心薄片、铸体薄片、电镜扫描资料显示,台缘带和台内区灯四段溶蚀孔洞较发育,储集空间以溶洞为主(直径 ≥ 2 mm),次为粒间溶孔、晶间溶孔。储层岩心孔隙度 2.0%~7.3%,平均 3.5%,渗透率 0.1~113.0 mD,平均 5.832 mD,储层物性呈现出低孔低渗的特征,储集类型以裂缝—孔隙(洞)型为主(图 2)。裂缝较发育,包括构造缝、压溶缝和构造扩溶缝,构造缝多以高角度缝出现,能有效沟通储层孔隙(洞),提高渗流能力。压溶缝充填物以泥质和碳质为主,分布形态以平缝和低角度缝为主,对渗流贡献作用较小^[16]。



b. 台缘带岩性特征对比直方图



d. 台内区岩性特征对比直方图

图 2 台缘带—台内区储层特征基本情况

Fig. 2 Basic information on reservoir characteristics in platform margin and inner platform area

2.2 差异性特征

2.2.1 测试产量差异性

分析对比台缘带 35 口井、台内区 20 口气井的平均单井测试产量、一点法无阻流量^[17]、灯四段储层垂直厚度,台缘带单井测试产量 $26.42 \times 10^4 \sim 130.34 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,平均单井测试产量 $80.50 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,测试产量大于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 的单井占比 84%,平均单井无阻流量 $170.41 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,平均单井灯四段储层垂直厚度 170.6 m;台内区单井测试产量 $0.05 \times 10^4 \sim$

$109.45 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,平均单井测试产量 $40.23 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,平均单井无阻流量 $67.15 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,平均单井灯四段储层垂直厚度 65.7 m。从三者的因素来看,相较于台内区,台缘带储层发育规模更大(图 3)。

从台缘带和台内区单井测试产量分级评价来看(图 4,图 5),台缘带 35 口井测试以高产井为主,测试产量超 $100 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 以上占比达到 37%;台内区单井测试产量超 $100 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 以上的仅占 20%,单井测试产量小于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 占比 55%,进一步证实了台缘带单井储层更发育,规模发育更大。

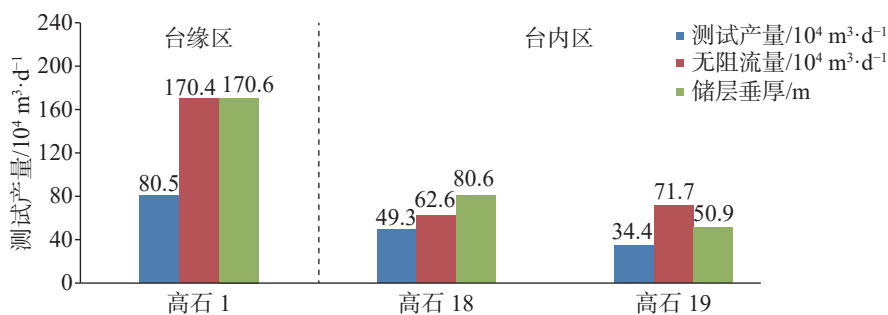


图3 高石梯区块灯四气藏测试产量和无阻流量直方图

Fig. 3 Test production and open flow histogram of Member 4 gas reservoir in Gaoshiti block

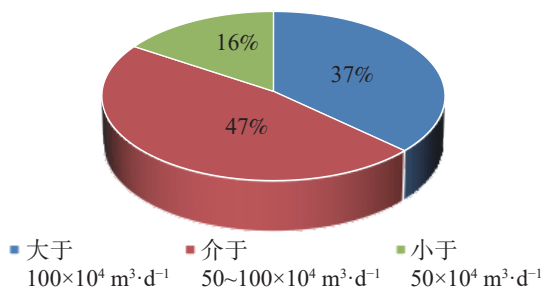


图4 台缘带测试产量饼图(35口井)

Fig. 4 Production pie chart of platform margin (35 Wells)

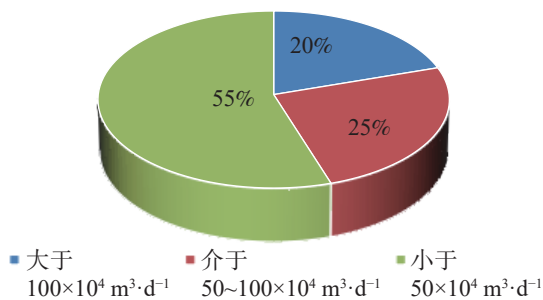


图5 台内区测试产量饼图(20口井)

Fig. 5 Production pie chart of inner platform area (20 wells)

2.2.2 储层溶蚀孔洞发育程度差异性

根据碳酸盐岩含气储层评价分类标准,依据孔洞直径长度,大洞 $>10 \text{ mm}$, $5 \text{ mm} < \text{中洞} < 10 \text{ mm}$, $2 \text{ mm} < \text{小洞} < 5 \text{ mm}$ ^[18]。台缘带大孔洞所占比例9.8%~20.9%,平均14.7%,中洞所占比例26.8%,小洞所占比例43.6%~75.7%,平均58.5%(图6),裂缝密度分布2.1~5.5条/m,平均3.6条/m(图7)。台内区大洞发育比例0.1%~7.4%,平均3.8%,中洞4.5%~26.8%,平均12.6%,小洞65.8%~93.0%,平均83.6%,裂缝分布密度0.16~0.9条 $\cdot \text{m}^{-1}$,平均0.64条 $\cdot \text{m}^{-1}$ 。对比分析台缘带和台内区储层孔洞分布比例和裂缝发育密度程度,结果表明台缘带与台内区储层整体以中小孔洞分布为主,但在一定程度上台缘带裂缝发育更加

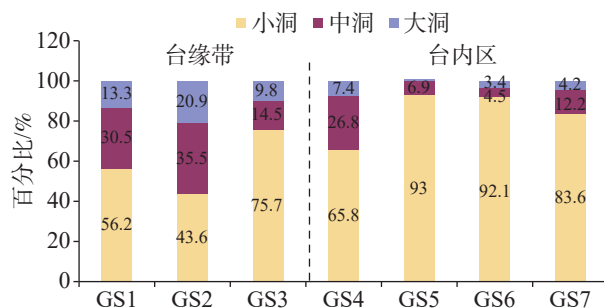


图6 台缘带—台内区岩心储层孔洞发育比例直方图

Fig. 6 Hole development ratio histogram of core reservoir in platform margin and inner platform area

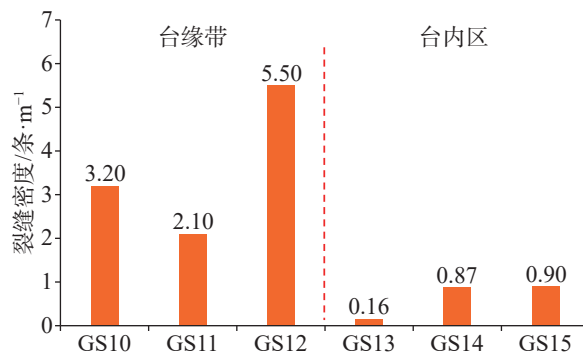


图7 台缘带—台内区取心井段宏观裂缝密度直方图

Fig. 7 Fracture density histogram of core reservoir in platform margin and inner platform area

富集,大孔洞发育程度更高。

2.2.3 气藏生产特征和渗流特征差异性

2.2.3.1 单井生产特征差异性

高石梯区块灯四气藏投产井数44口,其中台缘带投产井数35口,目前均能实现连续性生产,开井率100%,平均单井日产气 $23.3 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$;台内区历年投产井9口,气井受低产能、不同程度堵塞等原因,制约了台内区开发井生产效果,开井率仅44%,单井日产气 $14.5 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ (表1)。对比台缘带和台内区

表 1 台缘区和台内区生产井统计表

Table 1 Statistical table of production wells in platform margin and inner platform area

区块	投产井数/口	开井数/口	开井率/%	日产气/10 ⁴ m ³	单井日产气/10 ⁴ m ³	累产气/10 ⁸ m ³
台缘区	35	35	100.00	814.98	23.29	98.01
台内区	9	4	44.44	58.18	14.54	2.24

的生产效果,台缘带气井整体呈现出高产稳产的特征,日产气量 $2.2\times10^4\sim62.5\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$,平均日产气量 $23.3\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$,日产气量大于 $20\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ 的气井占比45.7%;台内区气井生产差异较大,目前仅4口连续生产井,日产气 $14.5\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ 。

2.2.3.2 气藏渗流特征差异性

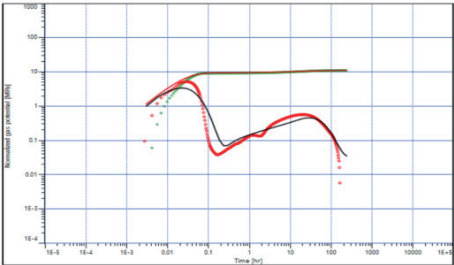
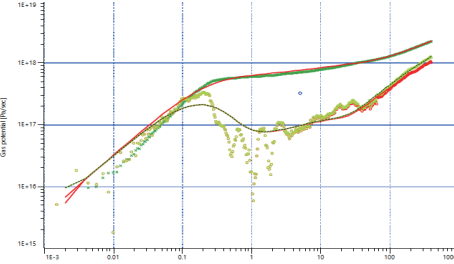
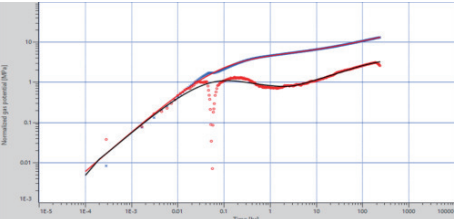
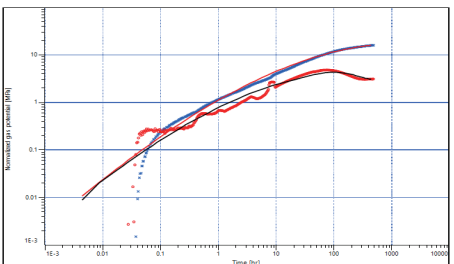
试井分析是认识气藏内部渗流特征的重要手段,基于静态气藏认识,合理指导气藏的后期开发^[19]。

不同类型气藏对应的试井曲线特征也不径相同。在储层类型划分的基础上,结合宏观渗流特征,建立台缘带-台内区灯四气藏试井响应分类图版(表2):

(1)台缘带储层类型以裂缝—孔洞型为主,内部细化为缝洞型、复合型(内差外好、内好外差)。该类气井主要渗流通道裂缝和缝洞系统,测试产量较高,生产阶段具备高产稳产的条件。试井曲线前段压力导数以二分之一斜率持续上翘,压力双对数曲

表 2 高石梯地区灯四气藏储层分类综合图版

Table 2 Comprehensive map of reservoir classification for Member 4 gas reservoir in Gaoshiti block

区带	储层类型	典型井	井型	试井曲线	井控半径/m	渗透率/mD	渗流特征
台缘	裂缝—孔洞型	H27	水平井		400	4.47↑44.7	采用“水平井+径向复合”模型解释,井控半径大,远井区物性变好,反映储层物性变好,该井目前日产气 $54\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$,生产效果好
		X25	水平井		450	5.57↓0.51	采用“水平井+径向复合”模型解释,井控半径大,近井区存在高渗介质,渗透性较好,该井目前日产气 $60\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$,生产效果好
	孔洞型	103C1	水平井		160	0.54↓0.24	采用“水平井+无限大边界”模型解释,探测半径较近,远井区物性变差,该井目前日产气 $17\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$,生产效果较稳定
台内	孔隙型	G10	水平井		50	0.02↑0.08	采用“无限导流+复合”模型解释,探测半径较近,整体物性较差,该井目前日产气仅 $5\times10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$,生产效果一般

线中段表现水平径向流特征,反映在一定渗流范围内气源补给充足,气井渗流半径较大。压力导数后段呈现上升或者下掉现象,反映远端储层物性变差或者变好。从目前台缘带气井生产效果看,具备裂缝—孔洞型的试井曲线特征时,其生产效果体现为“产量高、压力足、生产稳”。

(2)孔洞型储层气井主要渗流通道溶洞和孔喉,该类气井试井曲线无明显裂缝发育特征,初期测试产量不高,储层呈现视均质特征,近井区和远井区储层类型、物性特征差异性不大,后期气井稳产能力与初期评估差异小。

(3)孔隙型储层气井主要渗流通道为孔隙喉道,初期测试产量低,试井曲线表现为压力双对数曲线后段急剧上翘,压力导数曲线和双对数曲线之间开口较小,无水平径向流曲线特征,气井渗流半径小,远井区物性急剧下降,该类气井主要分布在台缘带东侧和台内区,其生产效果表现为“低压小产”。

3 台缘带和台内区储层差异性控制因素

高石梯区块灯四段气藏整体大面积含气,但台缘带和台内区储层条件差异性较大,导致测试产量和生产能力存在一定差异,台缘带平均单井测试产量 $80.5 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,台内区储层厚度整体较薄,单井测试产量低,平均单井测试产量 $40.2 \times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 。综合沉积环境、成岩作用、成藏条件匹配、岩溶改

造作用等四个方面分析了其差异性原因。明确了沉积环境和成藏条件控制储层发育规模,后期岩溶改造作用是决定气井渗流特征和生产差异的关键因素^[20]。

3.1 有利丘滩体控制优质储层分布

有利丘滩沉积环境是灯四段优质储层发育的主控因素之一。灯四段储层形成于碳酸盐岩局限台地沉积环境,以藻丘、颗粒滩和台坪沉积为主。其中藻丘、颗粒滩作为灯四段主要储集相类型,其分布决定了储层发育分布格局;另一方面,有利的沉积环境为优质储集体的形成提供了基础,优质储集体组合类型表现为丘滩体平面上连续稳定发育,纵向上相互叠置,整体由丘核、丘盖、丘翼和丘滩组成。其中丘滩相储层孔隙度明显大于台坪及泻湖相物性分布。灯四段有利丘滩相控制优质储层分布。丘核主体岩性为藻凝块云岩。丘盖主体由藻叠层云岩构成。丘翼以藻砂屑云岩为主^[21]。

通过地质钻井单因素分析及地震相特征,编绘了丘滩厚度/地层厚度(后续简称丘地比)等值线图(图8),以丘地比大于0.4作为灯四段藻丘、颗粒滩优势相划分的依据,采用优势相法编制了安岳气田灯四段沉积相图。研究结果显示高石梯区块台缘带灯四气藏丘滩整体发育,主体部位均位于丘滩体发育区,平均丘地比大于0.8;由西向东丘滩体发育程度变低,高石18~19井区台内地区丘地比数值明显减少,一般为0.3~0.7。

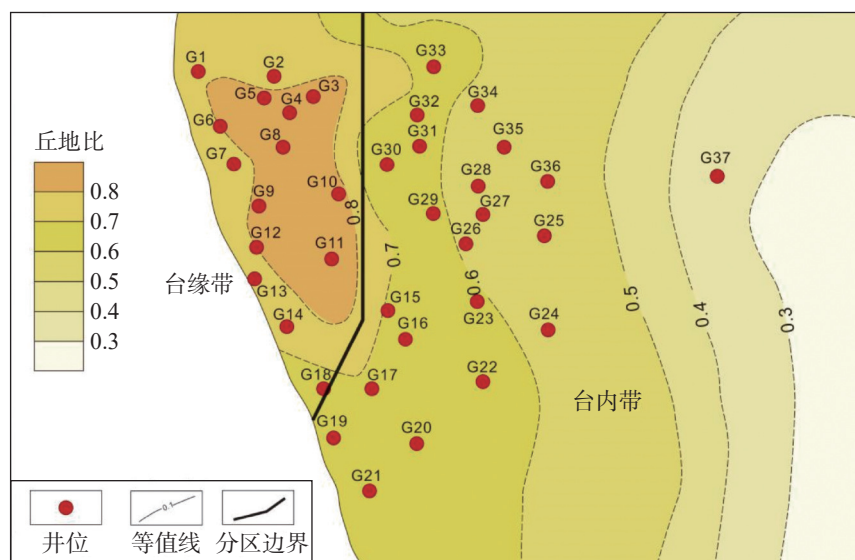


图8 高石梯区块灯四段丘地比等值线图

Fig. 8 Contour map of the Member 4 hill to ground ratio of the Gaoshiti block

3.2 桐湾期表生岩溶作用

震旦纪末期的桐湾运动导致四川盆地整体抬升,上震旦统灯影组地层直接暴露于大气环境下,风化淋滤作用和表生岩溶剥蚀部分灯四段地层,造成震旦系与上覆寒武系呈假整合接触关系^[22]。受风化壳岩溶控制作用,纵向上可划分出垂直渗流、水平潜流及深部缓流三个岩溶带。

岩溶储层发育带与古岩溶地貌的正相关关系已被勘探实践所证实。岩溶储层主要分布于岩溶高地边缘和岩溶斜坡区,岩溶沟谷储层发育较差。台缘带主要为岩溶斜坡,该区垂直渗流岩溶带厚度较小,水平潜流岩溶带发育良好,地表侵入水体数量大,更有利于水平潜流岩溶带的发育,为岩溶型储层发育

的有利地带,台缘带岩溶作用影响程度更大,水平潜流带厚度一般 236.4~316.0 m,平均为 264.5 m,溶蚀孔洞更发育。台内区以表生岩溶作用为主,存在垂直渗流带,但是其垂向渗流带厚度一般 2.6~13.3 m,平均 6.1 m;

统计单井在钻遇过程中的井漏和放空距离灯四段顶部的距离,定性的判断受表生岩溶作用的强弱。研究对象以钻穿灯四段的直井和定向井为主,台缘带单井的井漏距灯四顶距离 173~280 m(图 9),而统计 6 口台内区气井,2 口井钻遇过程中未出现井漏现象,其余 4 口单井井漏距顶距离 39~108 m,均小于台缘带气井的最大井漏深度。也侧面佐证了台缘带岩溶作用强度要大于台内区。

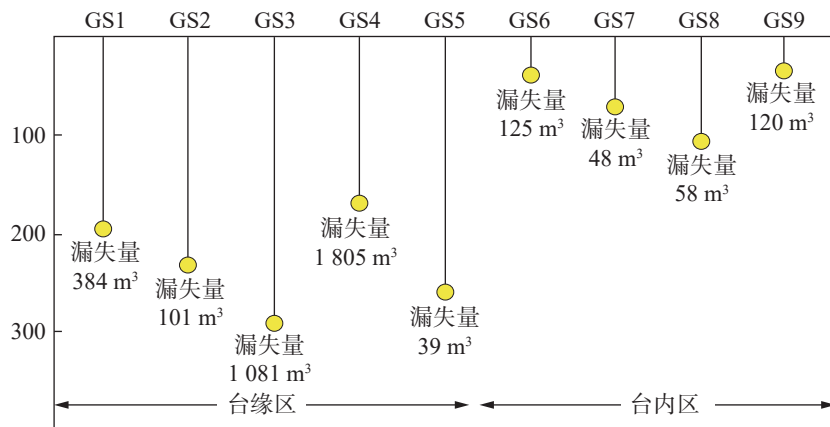


图 9 高石梯地区灯四段放空、井漏分布

Fig. 9 Distribution of Member 4 emptying and well leakage in the Gaoshiti area

3.3 源储匹配关系影响运聚效率

近南北向分布的德阳—安岳克拉通台内裂陷控制高石梯区块整体构造格局,是震旦系—早寒武统时期形成的拉张侵蚀槽,它控制着优质烃源岩的发育和震旦系气藏的成藏匹配^[23-24]。拉张侵蚀槽内优质烃源岩厚度大,分布面积 $5.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ 以上,为高石梯地区震旦系气藏提供充足的源岩。除此之外,这一套下寒武统泥页岩,为台缘带和台内区的震旦系气藏起到了一定的侧向封堵作用。台缘带西侧毗邻德阳—安岳拉张侵蚀槽,更靠近烃源岩中心,气源运移时间短,侧向封堵更有效,提高了台缘带油气运聚效率,更有利于震旦系气藏的成藏,单井测试产量高,生产效果更稳定;高石 18~19 井区台内地区距生烃中心 20~80 km,气源运移距离较远,影响了油气运聚效率,成藏匹配条件较台缘带差,单井测试产量低,

生产井稳定性较差。

4 台缘带和台内区差异性开发建议

对比上述台缘带和台内区多方面成果,台缘带储层厚度大,物性好,储集空间以裂缝—孔洞型为主,井控半径大,渗流效果更好,目前高产井比例更大,生产效果具备长期高产稳产的潜质。台内区储层厚度相对更薄一些,物性相当,储层横向非均质性强,导致优质储层发育差异性更大,气井产能以中、低产井为主,稳定生产井比例小。基于本次对 2 个区带的差异性对比,结合高石梯区块生产开发需求,提出差异化的生产建议:

(1) 台缘带落实优质储渗体精细刻画,部署开发补充井,实现气藏稳产。台缘带优质储层发育规模大,平面上储层分布较台内区更稳定,优质储渗体成

片状分布。且台缘带目前井网控制程度高,处于开发稳产阶段,可以充分利用动静态成果认识,精细刻画优质储渗体分布,明确有利区分布。目前初步认为优质储渗体主要集中于GS1、GS6井区西侧,靠近西侧拉张侵蚀槽。结合气藏长期稳产的需求,部署下一步计划开发补充井,实现台缘带的产量接替。

(2) 台内区落实“甜点”有利区分布,部署建产井,实现气藏高效建产。台内区灯四气藏非均质性更强,单井测试产量差异大,气井开井率不足50%,试井解释单井井控范围小,远井区储层物性急剧变差。台内区作为安岳气田下一步建产的重要领域,高产井的布井模式和“点状”有利区的刻画是亟需解决的问题。

(3) 实施差异化工艺技术对策,提高气藏最终采出程度。台缘带气井关停比例11.4%,关停原因主要为井筒和地面堵塞;工艺措施主要是加注解堵剂;台内区关停井气井关停比例54.5%,关停原因是产能不足和地层附近堵塞,工艺措施主要采用重复性酸化压裂、加注解堵剂、连油气举措等。

5 结 论

(1) 台缘带与台内区灯影组四段储层储集岩性、储集空间、储集类型差异性不大。相较于台缘带,台内地区的储层发育规模、溶蚀孔洞发育程度、物性特征均逐步变差,气藏的渗流特征和生产特征存在明显差异。

(2) 两个区带的产量差异大的原因是利丘滩复合体控制优质储层分布、桐湾期表生岩溶作用导致溶蚀改造作用的不同、源储匹配影响油气运聚效率。

(3) 基于两个区带的各项储层参数对比,结合高石梯区块的实际生产需求,提出不同的开发建议:台缘带落实精细优质储渗体刻画,部署开发补充井,实现长期稳产;台内区聚焦建设高产井模式,基于台内区评价井试油效果和已开发井生产特征,复核高产井模式,进一步明确有利靶区。

参考文献

- [1] 马新华. 四川盆地天然气发展进入黄金时代[J]. 天然气工业, 2017, 37(2): 1-10.
MA Xinhua. A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(2): 1-10.

- [2] 罗文军, 季少聪, 刘曦翔, 淡永, 梁彬, 聂国权. 四川盆地高石梯一磨溪地区震旦系灯影组白云岩溶蚀差异实验研究[J]. *中国岩溶*, 2023, 42(6): 1312-1321.
LUO Wenjun, JI Shaocong, LIU Xixiang, DAN Yong, LIANG Bin, NIE Guoquan. Experiment for the differential dissolution of dolomite of Sinian Dengying Formation in the Gaoshiti-Moxi area, the Sichuan basin[J]. *Carsologica Sinica*, 2023, 42(6): 1312-1321.
- [3] 罗冰, 杨跃明, 罗文军, 文龙, 王文之, 陈康. 川中古隆起灯影组储层发育控制因素及展布[J]. *石油学报*, 2015, 36(4): 416-426.
LUO Bing, YANG Yuemin, LUO Wenjun, WEN Long, WANG Wenzhi, CHEN Kang. Controlling factors and distribution of reservoir development in Dengying Formation of palco-uplift in central Sichuan Basin[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2015, 36(4): 416-426.
- [4] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 徐春春, 邹才能, 谢武仁, 曾富英, 武赛军. 四川盆地震旦纪一早寒武世克拉通内裂陷地质特征[J]. *天然气工业*, 2015, 35(1): 24-35.
WEI Guoqi, YANG Wei, DU Jinghu, XU Chunchun, ZOU Caineng, XIE Wuren, ZENG Fuying, WU Saijun. Geological characteristics of the Sinian-Early Cambrian intracratonic rift, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(1): 24-35.
- [5] 罗平, 王石, 李朋威, 宋金民, 金廷福, 王果谦, 杨式升. 微生物碳酸盐岩油气储层研究现状与展望[J]. *沉积学报*, 2013, 31(5): 807-823.
LUO Ping, WANG Shi, LI Pengwei, SONG Jingmin, JING Tingfu, WANG Guoqian, YANG Shishen. Review and prospective of microbial carbonate reservoirs[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2013, 31(5): 807-823.
- [6] 胡修权, 鲁洪江, 易驰, 李江寒, 陈克勇, 鲁杰, 肖陈静. 川中高石梯一磨溪地区震旦系灯影组储层构型研究[J]. *中国岩溶*, 2022, 41(6): 847-859.
HU Xiuquan, LU Hongjiang, YI Chi, LI Jianghan, CHEN Keyong, LU Jie, XIAO Chenjing. A study of reservoir architecture of Dengying formation in Gaoshiti-Moxi area in Sichuan Basin[J]. *Carsologica Sinica*, 2022, 41(6): 847-859.
- [7] 周正, 李大华, 张烨, 陈洪凯, 王兴志, 廖云平, 祁永爱, 王宝亮. 川中地区震旦系灯影组优质储层的形成条件研究[J]. *中国岩溶*, 2023, 42(4): 853-862.
ZHOU Zheng, LI Dahua, ZHANG Ye, CHEN Hongkai, WANG Xingzhi, LIAO Yunping, QI Yongai, WANG Baoliang [J]. *Carsologica Sinica*, 2023, 42(4): 853-862.
- [8] 刘曦翔, 淡永, 罗文军, 梁彬, 徐亮, 聂国权, 季少聪. 四川盆地高石梯地区灯影组四段顶岩溶古地貌、古水系特征与刻画[J]. *中国岩溶*, 2020, 39(2): 206-214.
LIU Xixiang, DAN Yong, LUO Wenjun, LIANG Bin, XU Liang, NIE Guoquan, JI Shaocong. Characterization of karst paleo-geomorphology and the paleo-water system on the top of the 4th member of the Dengying formation in the Gaoshiti area, Sichuan basin[J]. *Carsologica Sinica*, 2020, 39(2): 206-214.
- [9] 田兴旺, 彭瀚霖, 王云龙, 杨岱林, 孙奕婷, 张玺华, 文龙, 罗冰, 洪海涛, 王文之, 马奎, 叶茂, 薛玖火. 川中安岳气田震旦

- 系灯影组四段台缘—台内区储层差异及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(9): 1225-1238.
- TIAN Xing-wang, PENG Han-lin, WANG Yun-long, YANG Dailin, SUN Yiting, ZHANG Xihua, WEN Long, LUO Bing, HONG Haitao, WANG Wenzhi, MA Kui, YE Mao, XUE Jiuhuo. Analysis of reservoir difference and controlling factors between the platform margin and the inner area of the fourth member of Sinian Dengying Formation in Anyue Gas Field, central Sichuan[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(9): 1225-1238.
- [10] 田兴旺, 张玺华, 彭瀚霖, 马奎, 杨岱林, 孙奕婷. 川中高石梯—磨溪地区震旦系灯影组四段气藏产能差异[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(6): 673-679.
- TIAN Xingwang, ZHANG Xihua, PENG Hanlin, MA Kui, YANG Dailin, SUN Yiting. Productivity differences of gas reservoirs in the fourth member of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi area, central Sichuan Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(6): 673-679.
- [11] 夏青松, 黄成刚, 杨雨然, 彭军, 陶艳忠, 周翔. 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[J]. 地质论评, 2021, 67(2): 441-458.
- XIA Qingsong, HUANG Chenggang, YANG Yuran, PENG Jun, TAO Yanzhong, ZHOU Xiang. Reservoir characteristics and main controlling factors of oil and gas accumulation of Dengying Formation, Sinian System, in Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin[J]. *Geological Review*, 2021, 67(2): 441-458.
- [12] : 张哲夫. 高石梯—磨溪区块碳酸盐岩储层测井评价研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- ZHANG Zhefu. Research on well logging evaluation of carbonate reservoir in Gaoshiti-Moxi Block[D]. QingDao: China University of Petroleum (EastChina), 2019.
- [13] 谷一凡, 周路, 蒋裕强, 倪佳, 李俊良, 朱讯, 付永红, 蒋增政. 四川盆地高石梯区块震旦系灯影组四段储层类型及气井产能模式[J]. 石油学报, 2020, 41(5): 574-583.
- GU Yifan, ZHOU Lu, JIANG Yuqiang, NI Jia, LI Junliang, ZHU Xun, FU Yonghong, JIANG Zengzheng. Reservoir types and gas well productivity models for Member 4 of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti block, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(5): 574-583.
- [14] 杨雨, 黄先平, 张健, 杨光, 宋家荣, 宋林珂, 洪海涛, 谭秀成, 文龙. 四川盆地寒武系沉积前震旦系顶界岩溶地貌特征及其地质意义[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 38-43.
- YANG Yu, HUANG Xianping, ZHANG Jian, YANG Guang, SONG Jiarong, SONG Linke, HONG Haitao, TAN Xiucheng, WEN Long. Features and geologic significances of the top Sinian karst landform before the Cambrian deposition in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(3): 38-43.
- [15] 朱讯, 谷一凡, 蒋裕强, 唐廷科, 徐伟, 李开鸿, 邓惠. 川中高石梯区块震旦系灯影组岩溶储层特征与储渗体分类评价[J]. 天然气工业, 2019, 39(3): 38-46.
- ZHU Xun, GU Yifan, JIANG Yuqiang, TANG Tingke, XU Wei, LI Kaihong, DENG Hui. Characteristics and reservoir body classification&evaluation of Sinian Dengying karst reservoirs in the Gaoshiti Block of central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(3): 38-46.
- [16] 姚根顺, 郝毅, 周进高, 蒋伟雄, 文龙, 倪超, 潘立银, 张建勇. 四川盆地震旦系灯影组储层储集空间的形成与演化[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 31-37.
- YAO Genshun, HAO Yi, ZHOU Jingao, JIANG Weixiong, WEN Long, NI Chao, PAN Liyin, ZHANG Jianyong. Formation and evolution of reservoir spaces in the Sinian Dengying Formation of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(3): 31-37.
- [17] 陈元千. 确定气井绝对无阻流量和产能的一个简易方法[J]. 天然气工业, 1987, 7(4): 38-43.
- CHEN Yuanqian. A Simple method to determine absolute open flow and capacity of gas well[J]. *Natural Gas Industry*, 1987, 7(4): 38-43.
- [18] 国家经济贸易委员会. 碳酸盐岩气藏开发地质特征描述: SY/T6110-2002[S]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- State Economic and Trade Commission. The description of exploitation geologic characteristics for carbonate gas reservoir: SY/T 6110-2002[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [19] 严鸿, 商绍芬, 张铭, 季晓婧. 安岳气田高石梯区块上震旦统灯四段气藏动态监测及认识[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(4): 5-11.
- YAN Hong, SHANG Shaofen, ZHANG Ming, JI Xiaojing. Performance monitoring and understandings on gas reservoirs of the Upper Sinian Dengying 4 Member, Gaoshiti block, Anyue gas-field, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2020, 14(4): 5-11.
- [20] 王文之, 杨跃明, 文龙, 罗冰, 罗文军, 夏茂龙, 孙赛男. 微生物碳酸盐岩沉积特征研究: 以四川盆地高磨地区灯影组为例[J]. 中国地质, 2016, 43(1): 306-318.
- WANG Wenzhi, YANG Yueming, WEN Long, LUO Bing, LUO Wenjun, XIA Maolong, SUN Sainan. A study of sedimentary characteristics of microbial carbonate: A case study of the Sinian Dengying Formation in Gaomo area, Sichuan Basin[J]. *Geology in China*, 2016, 43(1): 306-318.
- [21] 郭恒玮, 伏美燕, 宋荣彩, 刘文, 赵亮, 沈秋媛. 川中高石梯地区灯四段藻丘类型与沉积模式[J]. 沉积学报, 2022, 40(1): 217-228.
- GUO Hengwei, FU Meiyun, SONG Rongcai, LIU Wen, ZHAO Liang, SHEN Qiuyuan. Algal Type and Sedimentary Model of the 4th Member, Dengying Formation in the Gaoshiti Area of Chuanzhong[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(1): 217-228.
- [22] 李启桂, 李克胜, 周卓铸, 燕继红, 唐欢阳. 四川盆地桐湾不整合面古地貌特征与岩溶分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 516-521.
- LI Qigui, LI Kesheng, ZHOU Zhuozhu, YAN Jihong, TANG Huanyang. Palaeogeomorphology and karst distribution of Tongwan unconformity in Sichuan Basin[J]. *OIL & GAS GEOLOGY*

- OGY, 2013, 34(4): 516-521.
- [23] 李忠权, 刘记, 李应, 杭文艳, 洪海涛, 应丹琳, 陈骁, 刘冉, 段新国, 彭戟. 四川盆地震旦系威远—安岳拉张侵蚀槽特征及形成演化[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(1): 26-33.
- LI Zhongquan, LIU Ji, LI Ying, HANG Wenyan, HONG Haitao, YING Danlin, CHEN Xiao, LIU Ran, DUAN Xinguo, PENG Ji. Formation and evolution of Weiyuan-Anyue extension-erosion groove in Sinian system, Sichuan basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(1): 26-33.
- [24] 聂国权, 淡永, 徐亮, 梁彬, 李景瑞. 蜀南 Z 工区茅口组顶岩溶古地貌、古水系特征与刻画[J]. *中国岩溶*, 2020, 39(6): 911-917.
- NIE Guoquan, DAN Yong, XU Liang, LIANG Bin, LI Jingrui. Characteristics and characterization of karst paleo-geomorphology and paleo-water system on the top of the Maokou formation in the Z area in southern Sichuan basin[J]. *Carsologica Sinica*, 2020, 39(6): 911-917.

Comprehensive comparison and development strategy suggestions between the edge and interior of the fourth section of the Sinian series lamps in the Gaoshiti block

HU Hao¹, WANG Min¹, LONG Hui¹, JIANG Lin¹, SHEN Qiuyuan¹, WU Dong¹, TIAN Xingwang²

(1. Southern Sichuan Gas District of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Luzhou, Shichang 646200, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Luzhou, Shichang 646200, China)

Abstract The fourth section of Dengying Formation in the Gaoshiti block of the Anyue Gas Field is of complex lithology and strong heterogeneity. There is a significant difference in the single-well production capacity as well as in production efficiency between the platform margin and the intra-platform. To achieve long-term stable development of the gas reservoir in the fourth section of Dengying Formation at the platform margin, as well as efficient production of the corresponding section in the intra-platform, the controlling factors leading to the observed differences have been identified. This was accomplished through a combination of dynamic and static methods, which allowed for a comprehensive analysis of the common and distinct characteristics of the gas reservoirs in both the platform margin and intra-platform. This analysis was based on a substantial amount of geological, logging, gas reservoir engineering and other relevant data.

The reservoir rock types and reservoir space in both the platform margin and the intra-platform share common characteristics. The lithology is primarily composed of doloarenite, algal-laminated dolomite, and algal-clotted dolomite. These rocks are all well developed in terms of dissolution pores. The porosity of the reservoir core ranges from 2.0% to 7.3%, with an average of 3.5%. The permeability ranges from 0.1 mD to 113 mD, with an average of 5.832 mD. The reservoir properties exhibit low porosity and low permeability, and the reservoir type is primarily characterized as fracture-pore (cave) type.

However, there are differences between the platform margin and the intra-platform in terms of reservoir development scale, degree of dissolution pore development, reservoir physical properties, seepage characteristics, and characteristics of gas well production. At the platform margin, the proportion of wells with single-well test output larger than 500,000 cubic meters of gas is higher. The development degree of large pores and caves is greater, and the density of fracture development is also higher. In terms of production, the gas wells at the platform margin generally exhibit high and stable production, with an average daily gas production of 233,000 cubic meters per well. In contrast, the gas wells in the intra-platform show significant production differences, with a daily gas production of 145,000 cubic meters. In terms of seepage characteristics, the reservoir type at the platform margin is primarily classified as fracture-pore type, with fractures and fracture-cave systems serving as the main seepage channels. These wells exhibit relatively high test production rates and are capable of maintaining high and stable production.

This paper comprehensively analyzes the reasons for the differences from four aspects, sedimentary environment, diagenesis, matching of reservoir conditions, and karst transformation. It clarifies that the sedimentary environment and reservoir conditions control the scale of reservoir development, while karst transformation in later stages plays a decisive role in the seepage characteristics and production differences of gas wells. The favorable shoal and lagoon

bodies control the distribution of high-quality reservoirs, and the intensity of epigenetic karst transformation during the Tongwan Period determines the strength of dissolution and transformation. Additionally, the relationship between source and reservoir affects the efficiency of hydrocarbon migration and accumulation. Therefore, the development scale of shoal and lagoon deposits, the intensity of epigenetic karst transformation, and the source-reservoir relationship are the primary controlling factors determining the differences between the platform margin and the intra-platform.

Based on a comprehensive comparison between the platform margin and the intra-platform, the former exhibits the thicker reservoir, superior physical properties, and dominant storage space types characterized by fracture-pore (cave) patterns. It also features a larger controlled radius, better fluid flow, a higher proportion of high-yield wells, and the potential for long-term, stable high production. In contrast, the intra-platform has the relatively thinner reservoir, comparable physical properties, and greater horizontal heterogeneity, resulting in more significant differences in the development of high-quality reservoirs. The production capacity of gas wells primarily comes from medium-and-low-yield wells, with a smaller proportion of wells capable of stable production. Given this comparison between the two zones and the production and development needs of the Gaoshiti block, the differentiated production suggestions are proposed. For the platform margin, the detailed characterization of high-quality seepage bodies within reservoir should be conducted, and the development of supplementary wells should be implemented to achieve stable production of gas reservoirs. For the intra-platform, the identification of favorable site distributions should be prioritized, and the production wells should be deployed to ensure efficient production.

Key words Gaoshiti area, platform margin belt, inner platform area, difference, transfusion characteristic

(编辑 张玲)