

川中古隆起北斜坡蓬莱气区上震旦统一寒武统海相碳酸盐岩天然气多层系立体成藏

张本健¹, 周刚¹, 宋泽章^{2,3}, 严威¹, 汪华¹, 陶佳丽¹, 田兴旺¹, 丁孝恒^{2,3}, 钟原¹,
马奎¹, 杨岱林¹, 李勇¹, 张自力¹, 陈曦¹, 孙奕婷¹, 向柱¹, 黄茂轩¹

1 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院; 2 油气资源与探测国家重点实验室;

3 中国石油大学(北京)地球科学学院

摘要 2022年9月,西南油气田部署于川中古隆起北斜坡(蓬莱气区)的东坝1井在下寒武统龙王庙组取得重大勘探突破,标志着川中古隆起北斜坡上震旦统一寒武统超深层古老海相碳酸盐岩多层系立体成藏的确立。针对蓬莱气区上震旦统一寒武统的多个含气目的层的沉积相、岩相、储层特征进行分析,进而从烃源岩及源-储配置、沉积相及成岩作用、多层系含气特征及圈闭等3个方面着手,对斜坡区多层系含气的有利条件进行解剖,建立了立体成藏模式。结果表明:分布广泛的厚层、优质烃源岩(灯三段泥页岩和筇竹寺组黑色页岩)为多层系天然气成藏提供了良好的物质保障,上生下储、旁生侧储的源-储配置关系保证了天然气的高效充注;震旦系灯影组受多期桐湾运动海平面升降旋回影响发育厚层叠置丘滩体,寒武系沧浪铺组和龙王庙组受古地貌控制发育白云石化的高能颗粒滩相,丘滩体和高能颗粒滩相成储层形成的物质基础,而后期广泛发育的岩溶作用进一步改善了储层的物性条件,直接控制了优质储层的形成和分布;局部发育的小型构造圈闭和斜坡背景下的岩性圈闭、构造-岩性复合圈闭共同控制上震旦统一寒武统多层系含气。

关键词 超深层; 立体成藏; 龙王庙组; 沧浪铺组; 灯影组; 北斜坡; 川中古隆起

中图分类号: TE122.1 **文献标识码**: A

0 前言

近三年来,中国石油西南油气田公司(简称西南油气田)持续深化川中古隆起北斜坡(安岳气田北侧)深层(4 500~6 000 m)一超深层(>6 000 m)天然气勘探。截至2021年底,公司已相继在震旦系灯影组二段^[1]和四段^[2]、下寒武统沧浪铺组一段^[3]、二叠系茅口组二段^[4]取得勘探突破,落实了万亿方新增地质储量,形成了继安岳气区之外的另一个万亿方级大气区——蓬莱气区^[2,5]。2022年9月,东坝1井在下寒武统龙王庙组测试获气 $20.28 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,首次在川中古隆起北斜坡龙王庙组获工业性气流,深

层天然气勘探再次获重大战略突破。

回顾西南油气田在川中古隆起北斜坡上震旦统一寒武统的油气勘探与突破,大致经历了以下几个阶段:

(1) 灯影组二段(灯二段)勘探突破

2020年5月,风险探井蓬探1井在灯二段获 $121.98 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流^[3],反映出灯二段良好的含气性和勘探潜力^[6]。此外,蓬探1井西北侧的中江2井在灯二段同样揭示了良好的含气储层(储层总厚度100.6 m,测井解释气层33.6 m)及油气显示(测试获气 $3.36 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)^[7]。

(2) 沧浪铺组勘探突破

收稿日期: 2023-04-25; 改回日期: 2023-05-30; 网络出版日期: 2023-09-23

本文受国家自然科学基金面上项目“深层、超深层热液活动及其对古油藏改造效应定量表征”(编号: 42272161),中国石油西南油气田公司项目“蓬莱气区灯影组储层特征及成因机理研究”(编号: 20220301-01-01),中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“四川盆地风险勘探领域和目标研究、工程技术攻关及现场试验”(编号: 2022KT0503),四川科力特油气技术服务有限公司项目“超深层微生物白云岩储层孔隙结构多尺度定量表征”(编号: SCKLT-JSZS-2022-0044)联合资助

第一作者: 张本健,博士,中国石油西南油气田公司高级工程师,主要从事油气勘探与综合研究。通信地址: 610051 四川省成都市府青路一段3号; E-mail: zbjian@petrochina.com.cn

通信作者: 宋泽章,2011年获中国石油大学(北京)学士学位,2016年获俄罗斯国立石油天然气大学博士学位,现任中国石油大学(北京)副教授,主要从事深层油气成藏及非常规致密储层评价工作。通信地址: 102249 北京市昌平区府学路18号; E-mail: songzz@cup.edu.cn

2020年,风险探井角探1井在沧浪铺组一段揭示了厚度约30 m的鲕粒白云岩储层(测井解释孔隙度约为3.8%),初试获 $51.62 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,首次取得沧浪铺组碳酸盐岩储层的勘探突破,表明北斜坡沧浪铺组具备形成规模气藏的条件^[8]。2020年底开始钻进的风险探井东坝1井未揭示沧浪铺组储层,这为界定沧浪铺组储层的展布范围提供了依据。

(3)灯影组四段(灯四段)勘探突破

2021年8月,部署在射洪—盐亭区块东坝1井区的蓬深1井在灯四段测试获得天然气 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,证实了蓬莱气区灯四段台缘带发育大型单斜构造背景下的地层-岩性气藏。东坝1井区灯四段不仅整体储集条件优越(地层厚度达350 m,平均孔隙度为3.5%),而且含气性好,是规模增储的现实区块。2022年9月,东坝1井区蓬深13井灯四上亚段(6 655.0~6 680.0 m、6 740.0~6 775.0 m)酸化后初测产气 $10.56 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;2022年2月和4月,分别对东坝1井灯四下亚段、上亚段进行酸化改造和测试求产,获气 $28.54 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (5月)。

(4)龙王庙组勘探突破

西南油气田对斜坡区龙王庙组天然气的勘探潜力进行了多年的论证。早在2015年12月,部署于磨溪地区北部(紧邻北斜坡)的磨溪52井在龙王庙组测试平均产气 $18.42 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,推测斜坡区龙王庙组同样具有良好的勘探潜力。之后,位于北斜坡南部的南充1井和立探1井分别揭示龙王庙组有效储层厚度约为24 m和27 m,而且储层固体沥青充填严重,证实了北斜坡龙王庙组储层中曾发生大规模油气充注,形成了古油藏且发生了古油藏的裂解^[9]。2022年9月,东坝1井在龙王庙组测试获工业性气流($20.28 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),标志着斜坡区龙王庙组勘探取得重大突破。至此,西南油气田在川中古隆起北斜坡上震旦统一寒武统实现了多层系勘探突破。

本文以东坝1井龙王庙组重大勘探突破为契机,对蓬莱气区特别是东坝1井区上震旦统一寒武统的沉积相、岩相、储层进行分析,在此基础上,从烃源岩及源-储配置、沉积相及成岩作用、多层系含气特征及圈闭等3个方面着手,对斜坡区多层系、立体含气的成藏条件进行解剖,旨在深化川中古隆起北斜坡上震旦统一寒武统多层系天然气立体成藏的认识。

1 东坝1井震旦系—寒武系地层特征

蓬莱气区面积约为 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$,构造上位于四川盆地中部,其南部紧邻安岳气田,西侧紧邻德阳—安岳裂陷槽,北侧以九龙山为界;地理上位于遂宁以北,东靠南充,西临德阳,北至绵阳。东坝1井区位于蓬莱气区西南部大型斜坡区(图1a)^[10]。

东坝1井于2020年12月17日开钻,钻井深度为6 720 m,自上而下揭示侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、沙溪庙组、自流井组,三叠系须家河组、雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组,二叠系长兴组、龙潭组、茅口组、栖霞组、梁山组,下寒武统龙王庙组、沧浪铺组、筇竹寺组,上震旦统灯影组四段和三段。对东坝1井上震旦统一寒武统(图1b)分述如下:

灯影组 厚度为434 m,其中,灯三段厚85 m,灯四段厚349 m,测井响应以低自然伽马、高电阻率为特征。灯三段岩性以灰岩为主;灯四段可细分为2段:灯四上亚段(6 286 m~6 485 m)以藻白云岩为主,仅在顶部发育少量灰岩;灯四下亚段(6 485 m~6 635 m)以泥粉晶白云岩为主。

筇竹寺组 上部主要发育灰色、深灰色泥岩夹少量粉砂质泥岩;下部发育灰色、深灰色页岩。测井响应以典型的高自然伽马、低电阻率为特征。烃源岩(含麦地坪组)厚度大(329 m)。

沧浪铺组 厚度为146 m,可进一步细分为2段:沧浪铺组一段(沧一段)厚59 m,底部岩性以碎屑岩为主,中上部以鲕粒白云岩为主,夹杂砂质白云岩、碎屑白云岩;沧浪铺组二段(沧二段)厚87 m,中下部以白云岩为主,夹碎屑岩,上部为碎屑岩。

龙王庙组 顶部与下二叠统梁山组泥岩呈整合接触,底部与沧浪铺组砂岩呈整合接触,地层总厚度为86 m,发育有效储层28.3 m。龙王庙组岩性以泥粉晶白云岩为主,夹砂屑白云岩。

2 沉积相及储层

2.1 沉积相

灯影组沉积时期,蓬莱气区以典型的台地相沉积为主(图2a)。灯四段沉积早期,水体整体贫藻,蓬莱气区的沉积环境主要为滩间海,多沉积泥晶白云岩;灯四段沉积中、晚期,水体变浅,各类菌藻大量生长,为微生物白云岩的沉积创造了有利条件,因此灯四段藻白云岩十分发育^[11]。东坝1井位于灯

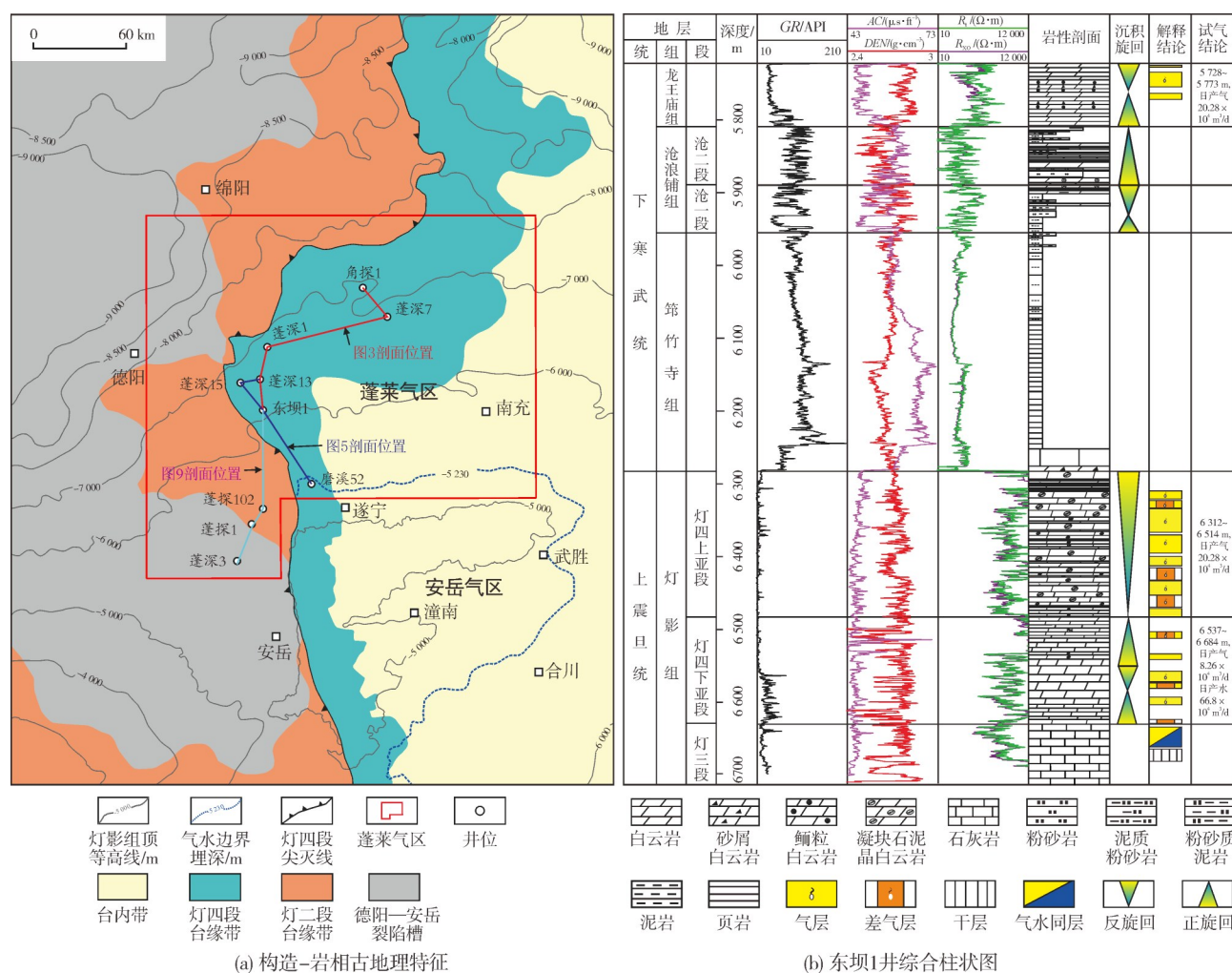


图1 蓬莱气区上震旦统一下寒武统地质背景及综合柱状图

Fig. 1 Geological background and stratigraphic column of Upper Sinian-Lower Cambrian in Penglai gas area

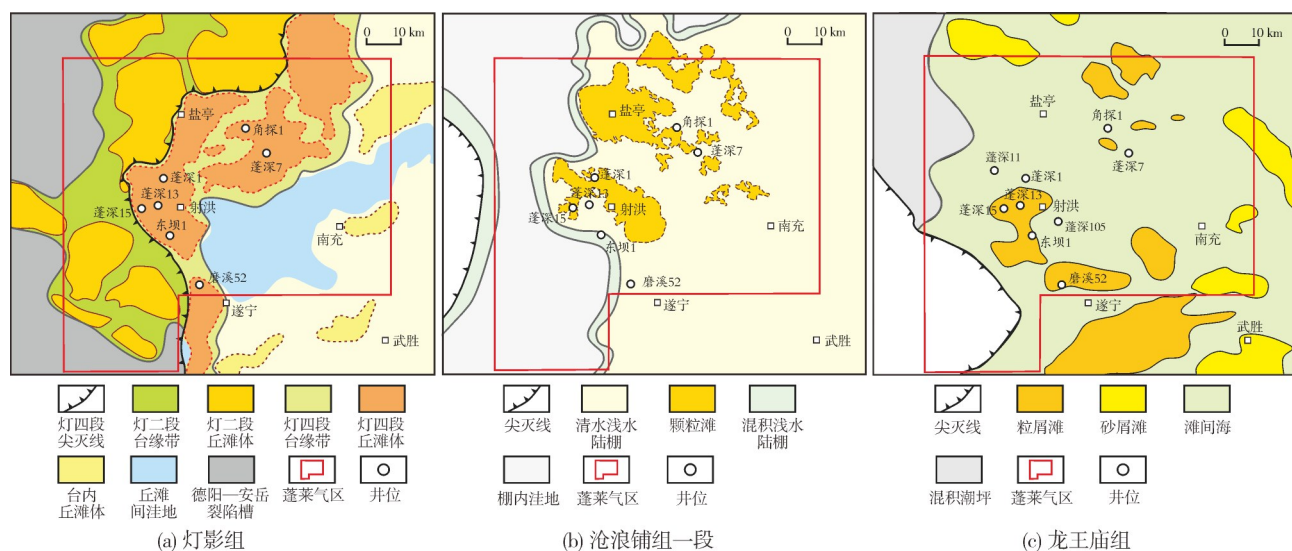


图2 蓬莱气区上震旦统一下寒武统沉积微相展布图

Fig. 2 Sedimentary microfacies plans of Upper Sinian-Lower Cambrian in Penglai gas area

四段台缘带丘滩相发育有利区。

蓬莱气区沧一段主体沉积环境为清水、浅水陆棚(图2b)。沧一段沉积早期,气区西部为滨岸-混积陆棚相,以碎屑岩沉积为主;东部则主要为清水陆棚相,沉积碳酸盐,陆棚边缘发育颗粒滩相白云岩。沧一段沉积晚期,发生大规模海退,形成混积浅水陆棚沉积^[12]。东坝1井位于混积浅水陆棚相区。

龙王庙组沉积时期,蓬莱气区为局限台地沉积环境,发育台内滩、潮坪、潟湖等沉积亚相(图2c),厚层颗粒滩是优质储层发育的有利相带。龙王庙组纵向上发育完整的海侵海退旋回(图1b),海平面升降控制了高能滩体的发育。龙王庙组沉积早期,伴随海平面上升,水体能量逐渐减弱,陆源供给减少,发育了第一套滩体,岩性主要为砂屑白云岩和鲕粒白云岩;龙王庙组沉积中、晚期,伴随海平面下降,水体能量逐渐增强,发育了第二套滩体。受控于西高东低的古地貌格局,龙王庙组总体表现出西薄东厚的沉积特征,自西向东由混积潮坪相过渡至

粒屑滩-砂屑滩-滩间海相,颗粒滩广泛发育,为优质储层发育奠定了良好基础^[13]。东坝1井位于粒屑滩相,靠近龙王庙组剥蚀边界,岩溶作用强烈。

2.2 储层

2.2.1 储层岩性

蓬莱气区灯四段储层岩性主要为白灰色夹黑色藻白云岩、泥晶白云岩和晶粒白云岩(图1b)。灯四上亚段丘滩相发育,以藻凝块、藻叠层白云岩为主;灯四下亚段丘滩体欠发育,以泥粉晶白云岩为主,顶部为硅质白云岩和泥晶白云岩。受丘滩体分布控制,灯四上亚段储层较发育,是主力储层段^[14]。蓬莱气区灯四段台缘带被滩间海分隔成多个独立的丘滩体,且与磨溪台缘带分隔开来。东坝1井所在丘滩体沿台缘呈近南北向分布^[15-16](图2a)。由连井储层对比剖面(图3)可见:横向上灯四上亚段丘滩体储层(孔隙度>3%)厚度从东坝1井区(164 m)向角探1井区(80 m)逐渐变小,下亚段丘滩体储层厚度从东坝1井区(15 m)向角探1井区(45 m)逐渐变

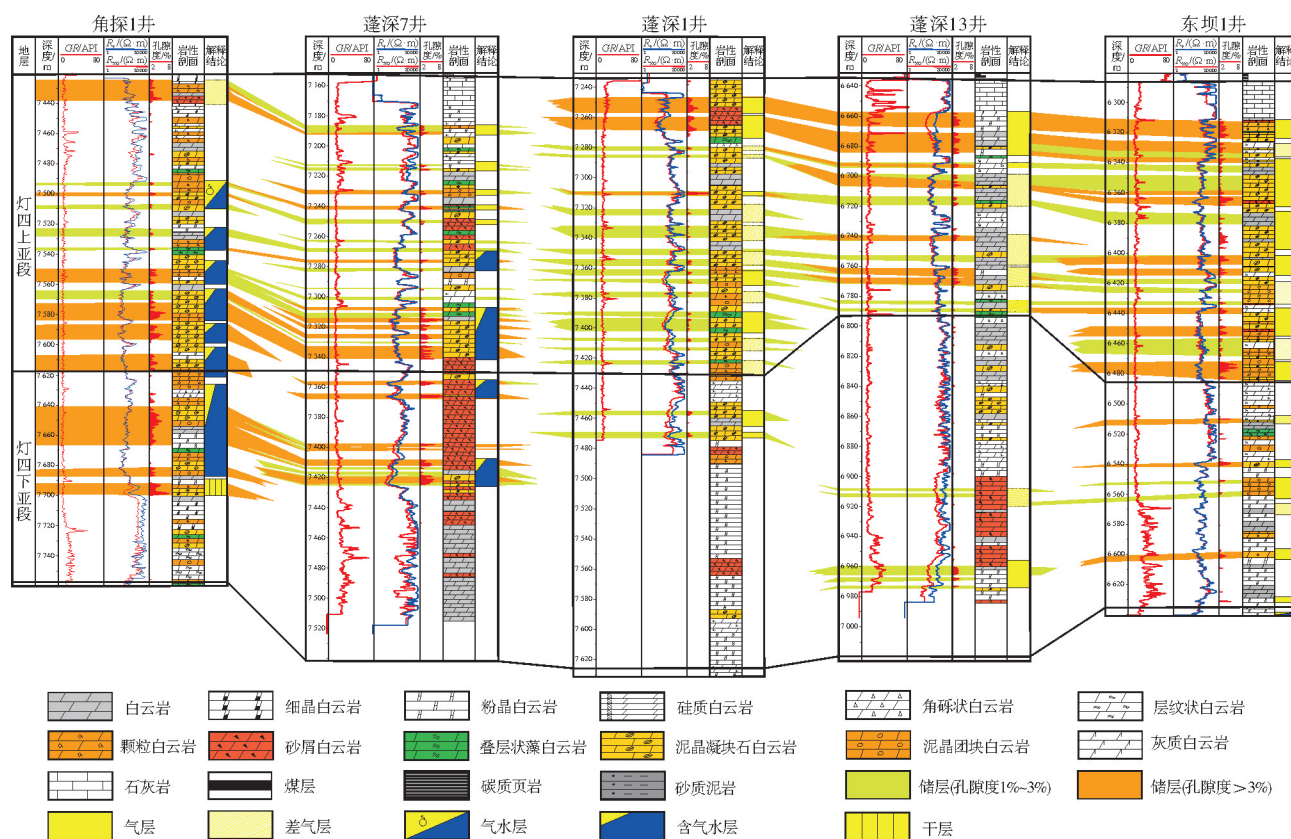


图3 蓬莱气区灯四段储层连井对比剖面(剖面位置见图1a)

Fig. 3 Inter-well reservoir correlation profile of the Dengying Member 4 in Penglai gas area (location is shown in Fig. 1a)

大。蓬莱气区灯四段孔洞型优质储层发育,储集条件优越:储集空间主要为溶蚀孔、洞,并以中、小型孔洞为主,常见白云石、石英或沥青充填(图4a,多为半充填),局部发育较大溶洞(直径最大可达3 cm),偶见溶蚀缝。铸体薄片镜下显示,灯四段溶蚀孔以粒间溶孔和晶间溶孔为主(图4b)。

蓬莱气区沧浪铺组储层主要发育于沧一段^[17],

主要为灰黑色鲕粒白云岩夹砂质白云岩、砂屑白云岩(图4c),多见水平层理,裂缝不发育;储集空间以溶蚀孔、洞为主,裂缝不发育,沥青沿孔隙周边填充(图4d),说明固体沥青的填充晚于溶蚀孔洞的形成^[18]。平面上,沧一段碳酸盐岩厚值区主要分布于射洪西南部及北部。东坝1井揭示沧浪铺组厚度为146 m,测井解释为干层,岩心几乎未见孔隙。

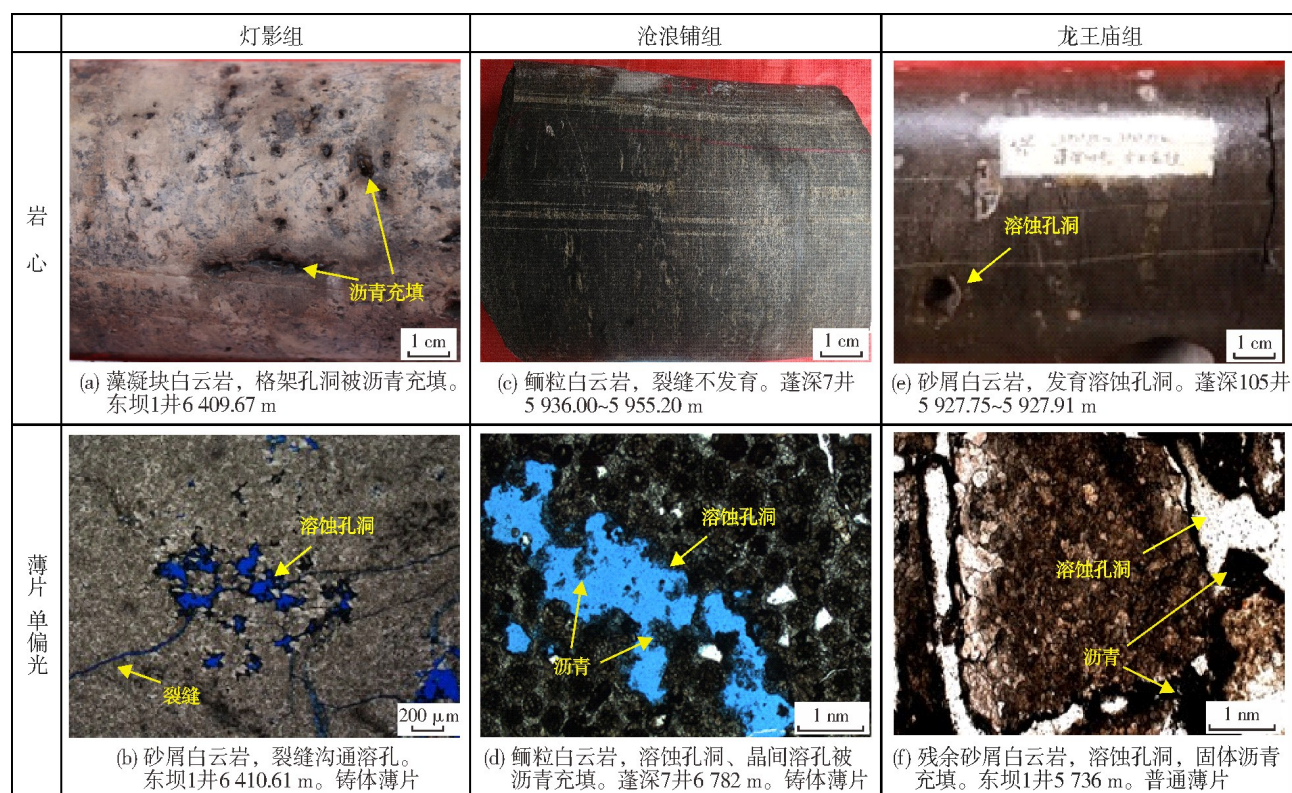


图4 蓬莱气区上震旦统一下寒武统储层岩性及孔隙结构

Fig. 4 Lithology and pore structure of Upper Sinian-Lower Cambrian reservoirs in Penglai gas area

受古地貌控制,蓬莱气区龙王庙组广泛发育高能颗粒滩相,为优质储层发育奠定了良好的基础。基于储层连井对比剖面(图5)分析:纵向上,高能颗粒滩体主要发育在龙王庙组中上部;横向上,高能滩相白云岩储层(孔隙度 $>3\%$)稳定发育,厚度分布在12~40 m之间(东坝1井处厚28.1 m)。储层岩性以砂屑白云岩、细一中晶白云岩为主。东坝1井龙王庙组主要为粉晶白云岩与砂屑白云岩互层,发育4套砂屑白云岩。龙王庙组储集条件优越,储集空间以粒间(溶)孔、溶洞为主(图4e),固体沥青在孔隙网络中广泛分布,呈半充填—全充填(图4f),指示古油藏的存在。

2.2.2 储层物性

东坝1井灯四段、沧浪铺组、龙王庙组均为典型的致密碳酸盐岩,属低孔、超低渗储层(图6)。本次岩心分析测试结果表明:①灯四段储层孔隙度变化范围在2.1%~4.9%之间,平均值为2.7%,并以2%~3%为主(图6a,占样品总数的81%);渗透率变化范围在 $(0.190\sim1.534)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.339\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。东坝1井灯四段储层非均质性相对较弱,孔隙度—渗透率的相关性较好(图6b)。②沧浪铺组储层孔隙度变化范围在2.3%~7.9%之间(蓬深1井、蓬深7井等井),平均值为2.7%;渗透率变化范围在 $(0.002\sim2.675)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.254\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。③龙王庙

组储层孔隙度变化范围在2.9%~5.1%之间(东坝1井、蓬深1井等井),平均值为3.8%,且主要分布于3%~4%(占样品总数的56%);渗透率变化范围在

$(0.001 \sim 0.910) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.227 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与灯影组样品相比,沧浪铺组和龙王庙组样品的孔隙更发育,但非均质性更强、渗透率更低。

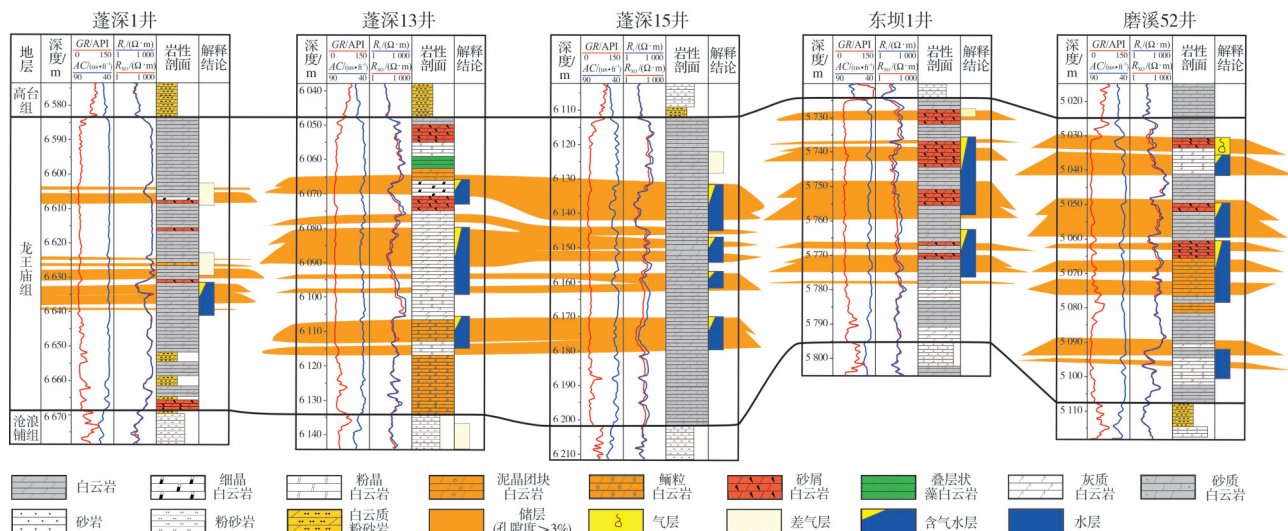


图5 蓬莱气区龙王庙组储层连井对比剖面(剖面位置见图1a)

Fig. 5 Inter-well reservoir correlation profile of Longwangmiao Formation in Penglai gas area (location is shown in Fig. 1a)

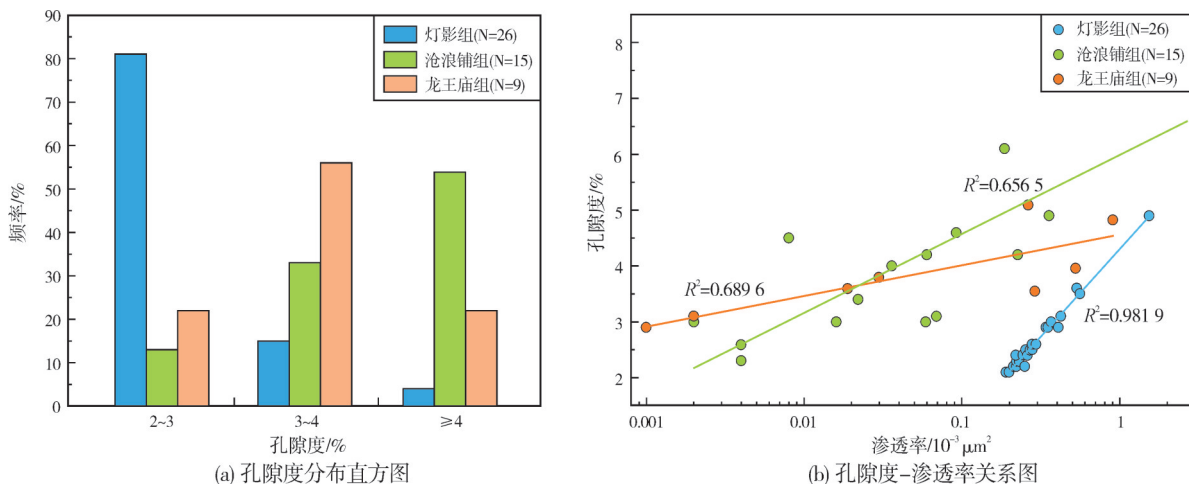


图6 蓬莱气区上震旦统一寒武统储层孔隙度分布直方图和孔渗关系图

Fig. 6 Porosity histogram and porosity-permeability correlations of Upper Sinian-Lower Cambrian reservoirs in Penglai gas area

3 震旦系—寒武系成藏条件

蓬莱气区上震旦统一寒武统多层系(灯影组四段、沧浪铺组、龙王庙组)天然气富集的主控因素可以归纳为以下3个方面:①烃源岩质量和规模均较好,近源成藏。②受古地貌控制,丘滩相广泛发育,横向稳定分布;溶蚀等后期成岩作用改造强度大,有利于孔洞型优质储层发育,储集条件优越。③目的层系长期稳定处于北斜坡部位,受构造和岩

性控制,发育大型单斜构造背景下相互独立的岩性圈闭和构造-岩性复合圈闭。

3.1 优质烃源岩分布广泛,近源成藏

蓬莱气区上震旦统一寒武统共发育2套烃源岩:灯三段泥页岩和筇竹寺组黑色页岩^[5]。与筇竹寺组相比,灯三段烃源岩厚度小,虽对天然气成藏有一定贡献,但不是主力烃源岩^[19-20]。平面上,筇竹寺组烃源岩在蓬莱气区分布范围广,厚度变化范围

大(120~650 m):西北部厚度最大(>600 m),向东南方向逐渐减薄(图7a)。筇竹寺组烃源岩有机质丰度较高^[7,21], TOC 介于 0.35%~2.53%, 平均值为 0.92%, TOC 大于 1% 的实测数据点占 56%(图7b), 主要集中在筇竹寺组下段。

上震旦统一寒武统存在 3 套源-储组合,由筇竹寺组(源)分别与灯影组、沧浪铺组和龙王庙组(储)构成。筇竹寺组作为主力烃源岩,供烃能力强,为灯四段、沧浪铺组和龙王庙组油气成藏奠定了充足的资源基础。筇竹寺组烃源岩层侧向接触或直接覆盖在灯四段储层之上,两者之间所形成的

半包裹型源-储配置关系^[22]更有利于油气充注,成藏效率更高,在空间上表现为上生下储、旁生侧储。沧浪铺组储层直接覆盖在筇竹寺组之上,沧一段颗粒滩是筇竹寺组优质烃源岩之上的第一套优质储层,具有直接充注、优先捕获油气的有利条件^[8],筇竹寺组烃源岩排出的油气可原地直接向上运移、聚集成藏。龙王庙组储层虽然在垂向上距离筇竹寺组较远,但川中地区发育多条基底断裂,形成良好的油气输导通道,油气可沿断裂向上运移充注^[5];同时,龙王庙组广泛发育的颗粒滩相优质储层对烃类在目的层内部的运移输导十分有利。

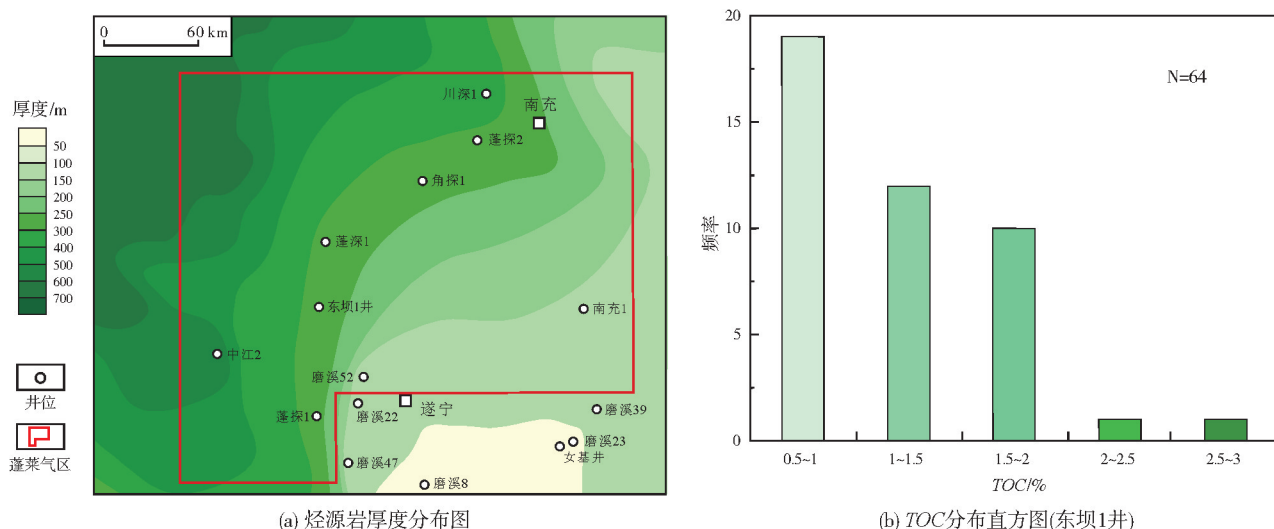


图7 蓬莱气区筇竹寺组烃源岩分布及 TOC 直方图

Fig. 7 Thickness contour and TOC histogram of the source rock of Qiongzhusi Formation in Penglai gas area

3.2 高能颗粒滩是储层发育的基础,岩溶作用是改善储层物性条件的关键

灯四段储层的形成和演化受沉积作用和成岩作用的双重控制。蓬莱气区灯四段沉积时期,在海平面下降过程中,水体中藻类逐渐繁育,上亚段发育多套丘滩;随着海平面持续下降,到灯四晚期逐渐转变为浅水高能环境,发育厚层叠置丘滩体(图2)。灯影组经历了多期次岩溶作用,其中桐湾期表生岩溶对改善储层起到主要作用^[23-24]。地表垂向节理和裂缝较为发育,为流体下渗提供了通道,大气淡水沿节理和裂缝不断向下渗透、淋滤,导致了长时间、大规模的岩溶,最终形成大量具有储集意义的溶蚀孔、洞和晶间孔(图8a—8d)^[25]。

沧一段滩相白云岩储层主要受白云石化颗粒

滩相分布及加里东末期岩溶作用的双重影响^[12]。蓬莱气区处于裂陷槽东侧古台缘高部位,受海平面下降的影响,沧浪铺组发育白云石化颗粒滩相,为后期滩相储层的形成提供了良好的物质基础^[26]。川中古隆起在加里东运动时期持续抬升,导致沧浪铺组遭受剥蚀,形成剥蚀区。根据阴极发光特征(图8e,8f)分析,后期地表淡水对北斜坡区颗粒滩体进行表生溶蚀改造,沿剥蚀区潜流带和垂直渗流带进入沧一段中,进一步改善了沧一段颗粒白云岩储层。

龙王庙组白云岩储层的形成、发育受沉积相^[27]与岩溶作用共同控制。蓬莱气区龙王庙组为局限台地沉积环境,发育粒屑滩、砂屑滩、滩间海、混积潮坪(图2)。在海平面下降的过程中,形成台内高能颗粒滩并发生白云石化,成为龙王庙组优质储层发育的基础。晚期在大气淡水溶蚀的影响

下,古隆起上的颗粒白云岩储层进一步改善。东坝1井区靠近剥蚀边界,岩溶作用强烈,储集空间

以溶蚀孔、晶间孔、裂缝为主(图8g—8i),多数被沥青充填。

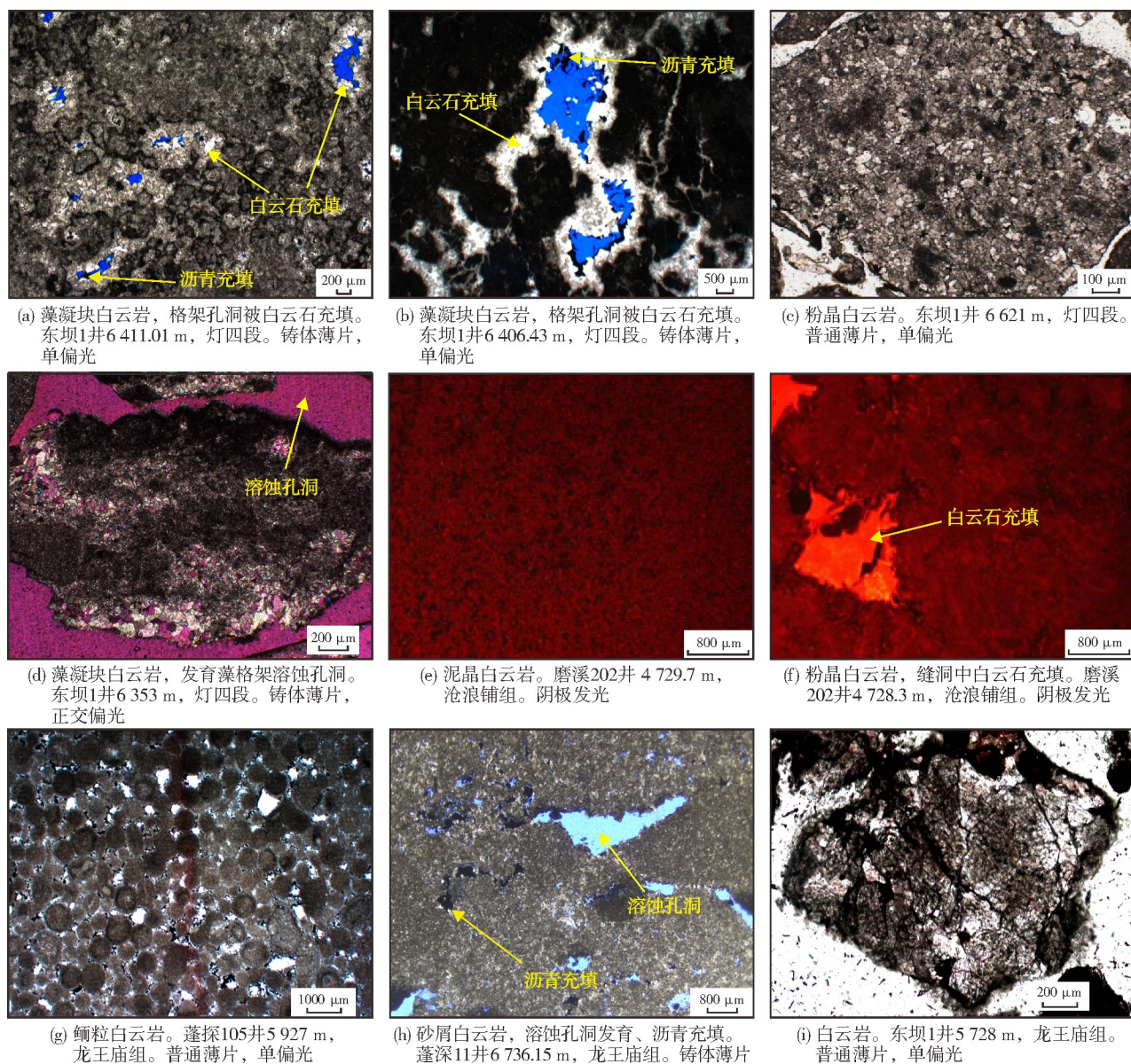


图8 蓬莱气区上震旦统一寒武统典型岩相和孔隙微观结构

Fig. 8 Typical lithofacies and pore microstructure of Upper Sinian–Lower Cambrian in Penglai gas area

3.3 斜坡背景上发育多个相互独立的岩性圈闭,形成岩性气藏群

蓬莱气区位于川中古隆起北斜坡,构造特征为向北倾斜的单斜构造,局部发育小型构造圈闭,但构造圈闭对气藏不起主要控制作用。灯四段气藏受斜坡构造背景和岩性圈闭共同控制。纵向上,灯四上、下亚段受丘间岩性致密带分隔,形成相对独

立、互不连通的大型天然气藏(图3)。东坝1井灯四上亚段为主要的含气层段,测试不产地层水,产气 $20.28 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (稳定油压为 24.51 MPa),气藏压力系数为 1.05,为常压气藏;灯四下亚段储层局部发育,横向不连片,测试日产气 $8.26 \times 10^4 \text{ m}^3$ (稳定油压为 2.97 MPa),日产水 $66.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。横向上,蓬莱气区不同井区灯四上亚段的气层底界各不相同,角探1井区、蓬深7井区和东坝1井区分别为-7 110 m、

-6 860 m和-6 350 m(图9)。构造位置较低的角探1井区灯四上亚段气藏底部见水,而构造高部位的东坝1井区灯四上亚段整体含气,未发现气水界面,这表明东坝1井区灯四上亚段藻丘滩岩性圈闭顶底板及上倾方向发育的岩性致密带的封堵是成藏关键因素。

沧浪铺组气藏分布受岩性与构造共同控制,在二者的共同作用下形成了具有北低南高单斜构造背景的构造-岩性复合圈闭。沧浪铺组上部发育的致密砂泥岩层和龙王庙组致密厚层碳酸盐岩是直接盖层(图1b),相变的致密灰岩等碳酸盐岩和砂泥岩形成侧向遮挡。沧浪铺组颗粒白云岩储层含气性好,为天然气富集带,横向上形成相对独立

的岩性气藏(图9)。沧浪铺组气层底界各不相同,角探1井区、蓬深1井区气层底界海拔分别为-6 600 m、-6 300 m。角探1井区沧一段气层厚度为14.5 m,测试日产气 $51.62 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。东坝1井则不在有利区里。

龙王庙组在斜坡背景上发育多个相互独立的岩性圈闭,形成岩性气藏群,构造高部位整体含气(图9)。龙王庙组气层底界也各不相同,东坝1井区、蓬深1井区气层底界的海拔分别为-5 731 m、-6 157 m。东坝1井区龙王庙组储层厚度为28.1 m,主要为颗粒白云岩,在5 727.8~5 772.7 m井段测井解释有3个气层,测试日产气 $20.28 \times 10^4 \text{ m}^3$ (稳定油压为25.06 MPa)。

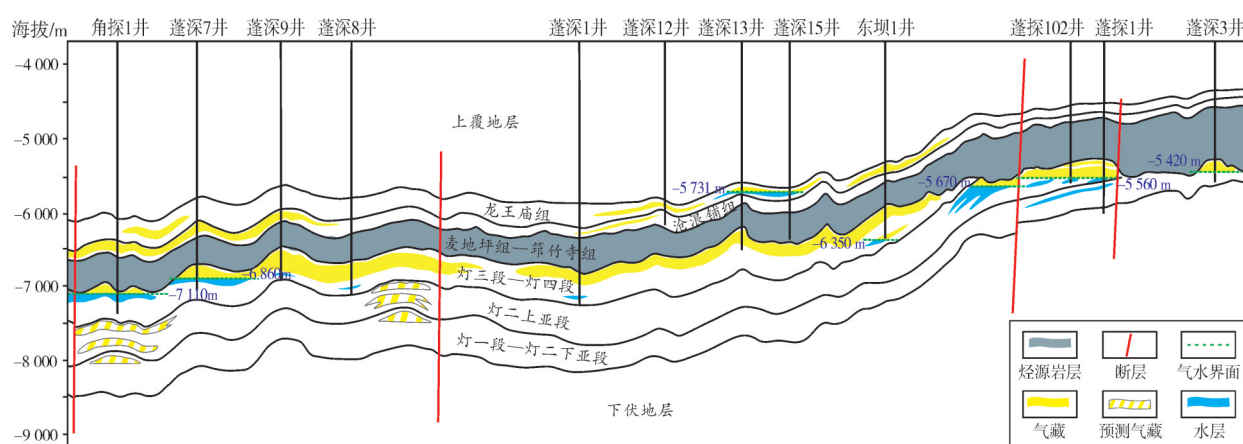


图9 蓬莱气区上震旦统一寒武统碳酸盐岩天然气立体成藏模式(剖面位置见图1a)

Fig. 9 Three-dimensional natural gas accumulation model of the Upper Sinian-Lower Cambrian carbonate rocks in Penglai gas area (location is shown in Fig. 1a)

截至2022年底,西南油气田在蓬莱气区灯四段刻画岩性圈闭面积累计约2 280 km²,落实资源量约 $5 400 \times 10^8 \text{ m}^3$ (其中,东坝1井区灯四上亚段新增天然气含气面积807.3 km²,新增天然气控制地质储量 $2 386.53 \times 10^8 \text{ m}^3$);在沧一段刻画岩性圈闭7个,含气面积为1 400 km²,预计储量规模为 $2 800 \times 10^8 \text{ m}^3$;在龙王庙组刻画圈闭5个,总面积为2 050 km²,落实资源量 $4 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ (其中,东坝1井所在岩性圈闭含气面积为238 km²,储量规模达 $480 \times 10^8 \text{ m}^3$)。东坝1井的突破,标志着龙王庙组成为蓬莱气区震旦系—寒武系立体勘探、规模增储的重要新层系。

4 勘探突破经验

坚持不懈探索,突破地质认识,是川中古隆起斜坡区超深层天然气勘探取得突破的关键。蓬莱气区的勘探部署工作持续4年时间,在地质上敢于

突破传统理论认识,在技术上综合应用超深层信号采集技术、高精度测井技术及地震储层预测技术,形成优化钻完井及储层改造技术系列,为超深层钻探目标的落实及实施提供了有效支撑;围绕气藏描述和储量参数开展了大量攻关研究,为储量估算提供了坚实的地质认识和技术支撑;积极探索斜坡区台缘带大型岩性圈闭目标,在前期“构造-岩性控圈、立体成藏、复式聚集”认识的基础上,持续深化岩性圈闭形成条件及成藏富集规律研究,有效支撑蓬莱气区整体部署、立体勘探,最终实现了灯四段、沧浪铺组及龙王庙组勘探重大突破。勘探实践表明,四川盆地超深层油气资源丰富,持续深化超深层成储、成藏地质理论认识,注重地质理论和工程技术齐头并进、相互促进,继续向万米超深层进军,必将开启优质规模增储上产新领域。

5 结 论

东坝1井下寒武统龙王庙组取得重大勘探突破,证实了川中古隆起北斜坡上震旦统一寒武统超深层古老海相碳酸盐岩地层多层系立体成藏:分布广泛的下寒武统筇竹寺组厚层、优质烃源岩,为多层系立体成藏奠定了良好的物质基础;良好的源-储配置关系(上生下储、旁生侧储)保证了斜坡区多层系天然气高效充注;沉积微相(高能颗粒滩相)是多套优质储层形成的基础,而后期广泛发育的岩溶作用进一步改善了储层的物性条件,直接控制了优质储层的形成和分布;大型单斜构造背景下相互独立的岩性圈闭和构造-岩性复合圈闭广泛发育,形成纵向上互相叠置、横向上连片的岩性气藏群。深化超深层成储、成藏地质认识,将会推动持续开拓四川盆地超深层油气增储上产新领域。

参考文献

- [1] SONG Zezhang, DING Xiaoheng, ZHANG Benjian, et al. Dynamic reconstruction of the hydrocarbon generation, accumulation, and evolution history in ultra-deeply-buried strata [J]. *Frontiers in earth science*, 2022, 10: 927903.
- [2] 宋泽章, 柳广弟, 罗冰, 等. 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[J]. *沉积学报*, 2021, 39(1): 197-211.
SONG Zezhang, LIU Guangdi, LUO Bing, et al. Logging evaluation of solid bitumen in tight carbonate in deep-buried and ultra-deep-buried strata of the central Sichuan Basin [J]. *Acta sedimentologica sinica*, 2021, 39(1): 197-211.
- [3] 王文之, 范毅, 赖强, 等. 四川盆地寒武统沧浪铺组白云岩分布新认识及其油气地质意义[J]. *天然气勘探与开发*, 2018, 41(1): 1-7.
WANG Wenzhi, FAN Yi, LAI Qiang, et al. A new understanding of dolomite distribution in the Lower Cambrian Canglangpu Formation of Sichuan Basin: implication for petroleum geology [J]. *Natural gas exploration and development*, 2018, 41(1): 1-7.
- [4] 肖钦仁, 袁海锋, 叶子旭, 等. 川中北部地区八角场构造二叠系茅口组白云岩储层成因机制[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(7): 1218-1236.
XIAO Qinren, YUAN Haifeng, YE Zixu, et al. Genetic mechanism of dolomite reservoir in Permian Maokou Formation in Bajiaochang structure in North Central Sichuan [J]. *Natural gas geoscience*, 2023, 34(7): 1218-1236.
- [5] 杨雨, 文龙, 宋泽章, 等. 川中古隆起北部蓬莱气区多层系天然气勘探突破与潜力[J]. *石油学报*, 2022, 43(10): 1351-1368, 1394.
- [6] 欧家强, 李祖兵, 杨洋, 等. 四川盆地蓬探1井区震旦系灯影组二段储层特征及主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(12): 1997-2007.
OU Jiaqiang, LI Zubing, YANG Yang, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of the second member of the Dengying Formation in Pengtan 1 well area, Sichuan Basin [J]. *Natural gas geoscience*, 2022, 33(12): 1997-2007.
- [7] 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.
- [8] 严威, 罗冰, 周刚, 等. 川中古隆起寒武系沧浪铺组下段天然气地质特征及勘探方向[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(2): 290-302.
YAN Wei, LUO Bing, ZHOU Gang, et al. Natural gas geology and exploration direction of the Cambrian Lower Canglangpu Member in central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum exploration and development*, 2021, 48(2): 290-302.
- [9] 马奎, 沈平, 汪泽成, 等. 从“四古”特征论四川盆地川中古隆起北斜坡龙王庙组天然气勘探潜力[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(10): 1451-1464.
MA Kui, SHEN Ping, WANG Zecheng, et al. Natural gas exploration potential of Longwangmiao Formation on the north slope of Chuanzhong paleo-uplift from the characteristics of “Four Paleo” [J]. *Natural gas geoscience*, 2019, 30(10): 1451-1464.
- [10] 马新华, 闫海军, 陈京元, 等. 四川盆地安岳气田震旦系气藏叠合岩溶发育模式与主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1281-1294, 1333.
MA Xinhua, YAN Haijun, CHEN Jingyuan, et al. Development patterns and constraints of superimposed karst reservoirs in Sinian Dengying Formation, Anyue gas field, Sichuan Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2021, 42(6): 1281-1294, 1333.
- [11] 李安鹏, 高达, 胡明毅, 等. 川中地区灯影组四段微生物岩沉积模式及主控因素[J]. *沉积学报*, 2023, 41(4): 1080-1096.
LI Anpeng, GAO Da, HU Mingyi, et al. Deposition model and main factors controlling depositional processes for microbialites in the fourth member, Dengying Formation, central Sichuan Basin [J]. *Acta sedimentologica sinica*, 2023, 41(4): 1080-1096.

- 1080-1096.
- [12] 屈海洲, 邹兵, 张连进, 等. 川中北部地区寒武系第二统沧浪铺组一段孔隙特征、成因及演化模式[J/OL]. 沉积学报: 1-20. (2023-02-15)[2023-08-15]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2022.156>.
- QU Haizhou, ZOU Bing, ZHANG Lianjin, et al. Pore characteristics, genesis, and evolution model of the first member of the Canglangpu Formation from the Cambrian series 2 in the central and northern Sichuan Basin[J/OL]. Acta sedimentologica sinica: 1-20. (2023-02-15)[2023-08-15]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2022.156>.
- [13] 宋金民, 张亚雄, 尹柯惟, 等. 四川盆地中部地区下寒武统龙王庙组混积特征及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 627-638, 701.
- SONG Jinmin, ZHANG Yaxiong, YIN Kewei, et al. Characteristics and geological significance of mixed sediments in the Lower Cambrian Longwangmiao Formation, central Sichuan Basin[J]. Oil & gas geology, 2021, 42(3): 627-638, 701.
- [14] 罗青云, 王剑, 杜秋定, 等. 川北地区灯影组四段白云岩成岩演化对优质储层的控制作用[J/OL]. 沉积学报: 1-19. (2023-03-30)[2023-08-15]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2023.019>.
- LUO Qingyun, WANG Jian, DU Qiuding, et al. Controls on the high-quality dolomite reservoir of the 4th member of Dengying Formation related to the diagenetic evolution, northern Sichuan Basin[J/OL]. Acta sedimentologica sinica: 1-19. (2023-03-30)[2023-08-15]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2023.019>.
- [15] 李剑, 杨春龙, 谢武仁, 等. 四川盆地安岳气田震旦系台缘带和台内地区天然气成藏差异性及其勘探领域[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 34-45.
- LI Jian, YANG Chunlong, XIE Wuren, et al. Differences of natural gas accumulation and play fairways in the marginal zone and interior of Sinian platform in Anyue gas field, Sichuan Basin[J]. Oil & gas geology, 2023, 44(1): 34-45.
- [16] FENG Qingfu, XIAO Yuxiang, HOU Xiulin, et al. Logging identification method of depositional facies in Sinian Dengying Formation of the Sichuan Basin[J]. Petroleum science, 2021, 18(4): 1086-1096.
- [17] 严威, 钟原, 周刚, 等. 四川盆地寒武统沧浪铺组岩相古地理特征及对储层发育的控制作用[J]. 天然气勘探与开发, 2020, 43(4): 22-32.
- YAN Wei, ZHONG Yuan, ZHOU Gang, et al. Lithofacies paleogeography features of the Lower Cambrian Canglangpu Formation in Sichuan Basin and their control on reservoir development[J]. Natural gas exploration and development, 2020, 43(4): 22-32.
- [18] 张辉, 陈勇, 王学军, 等. 准噶尔盆地中部侏罗系三工河组储层沥青地球化学特征及其对油气成藏过程的指示[J]. 石油实验地质, 2021, 43(6): 1054-1063.
- ZHANG Hui, CHEN Yong, WANG Xuejun, et al. Geochemical characteristics of solid bitumen in the Jurassic Sangonghe Formation in the central Junggar Basin and its implications for hydrocarbon accumulation process[J]. Petroleum geology & experiment, 2021, 43(6): 1054-1063.
- [19] ZHU Lianqiang, LIU Guangdi, SONG Zezhang, et al. Reservoir solid bitumen-source rock correlation using the trace and rare earth elements: implications for identifying the natural gas source of the Ediacaran-Lower Cambrian reservoirs, central Sichuan Basin[J]. Marine and petroleum geology, 2022, 137: 105499.
- [20] 朱联强, 柳广弟, 宋泽章, 等. 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[J]. 石油科学通报, 2021, 6(3): 344-355.
- ZHU Lianqiang, LIU Guangdi, SONG Zezhang, et al. 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 examples[J]. Petroleum science bulletin, 2021, 6(3): 344-355.
- [21] 魏国齐, 杨威, 谢武仁, 等. 四川盆地震旦系一寒武系天然气成藏模式与勘探领域[J]. 石油学报, 2018, 39(12): 1317-1327.
- WEI Guoqi, YANG Wei, XIE Wuren, et al. Accumulation modes and exploration domains of Sinian-Cambrian natural gas in Sichuan Basin[J]. Acta petrolei sinica, 2018, 39(12): 1317-1327.
- [22] 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 Luzi, WANG Zecheng, YANG Yu, 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.
- [23] 莫静, 王兴志, 冷胜远, 等. 川中地区震旦系灯影组储层特征及其主控因素[J]. 中国地质, 2013, 40(5): 1505-1514.
- MO Jing, WANG Xingzhi, LENG Shengyuan, et al. Reservoir characteristics and control factors of Sinian Dengying Formation in central Sichuan[J]. Geology in China, 2013, 40(5): 1505-1514.
- [24] 李启桂, 李克胜, 周卓铸, 等. 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, et al. Palaeogeomorphology and karst distribution of Tongwan unconformity in Sichuan Basin[J]. Oil & gas geology, 2013, 34(4): 516-521.
- [25] 姚根顺, 郝毅, 周进高, 等. 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, et al. Formation and evolution of reservoir spaces in the Sinian Dengying Fm of the Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2014, 34(3): 31-37.
- [26] 马石玉, 谢武仁, 杨威, 等. 四川盆地及其周缘下寒武统沧浪铺组下段岩相古地理特征[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(9): 1324-1333.

- MA Shiyu, XIE Wuren, YANG Wei, et al. Lithofacies and paleogeography of the Lower Canglangpu Formation of the Lower Cambrian in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Natural gas geoscience*, 2021, 32(9): 1324–1333.
- [27] 王瀚, 李智武, 刘树根, 等. 川北地区下寒武统龙王庙组混积特征及其对储层的影响 [J]. *石油实验地质*, 2019, 41(5): 663–673.
- WANG Han, LI Zhiwu, LIU Shugen, et al. Characteristics of mixed sediments and influence on reservoir of Lower Cambrian Longwangmiao Formation, northern Sichuan Basin [J]. *Petroleum geology & experiment*, 2019, 41(5): 663–673.

编辑:董庸

Multi-layers three-dimensional natural gas accumulation of the Upper Sinian–Lower Cambrian marine carbonate rocks in Penglai gas area, north slope of central Sichuan paleo-uplift

ZHANG Benjian, ZHOU Gang, SONG Zezhong, YAN Wei, WANG Hua, TAO Jiali, TIAN Xingwang, DING Xiaoheng, ZHONG Yuan, MA Kui, YANG Dailin, LI Yong, ZHANG Zili, CHEN Xi, SUN Yiting, XIANG Zhu, HUANG Maoxuan

Abstract: In September 2022, the Well Dongba-1, deployed by PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company on the north slope of the central Sichuan paleo-uplift (Penglai gas area), achieved a significant exploration breakthrough in the Longwangmiao Formation of Lower Cambrian. The breakthrough conform the multi-layers three-dimensional natural gas accumulation in ultra deep and ancient marine carbonate rocks of Upper Sinian–Lower Cambrian in the north slope of central Sichuan paleo-uplift. First, this article analyzes the sedimentary facies, lithofacies, and reservoirs of multiple gas-bearing layers of Upper Sinian–Lower Cambrian in Penglai gas area. Then, starting from three aspects: source rock and source reservoir configuration, sedimentary facies and diagenesis, multi-layers gas bearing characteristics and traps, the favorable conditions for multi-layers gas bearing in the slope area are dissected, and a three-dimensional reservoir formation model is established. The results indicate the widely distributed thick and high-quality source rock such as the mud shale of the Dengying Member 3 and the black shale of Qiongzhusi Formation, provides a good material guarantee for multi-layers natural gas accumulation. The source–reservoir assemblages of upper generation–lower storage and side generation–side storage ensures the efficient filling of natural gas into the reservoir. The Sinian Dengying Formation is influenced by multiple cycles of Tongwan movement and sea level’s rising and falling, and thick stacked mound–shoals are developed. The Cambrian Canglangpu Formation and Longwangmiao Formation are controlled by paleogeomorphology to develop high-energy granular shoals of dolomitization. The mound–shoals and high-energy granular shoals form the material basis for reservoir formation, and the widely developed karst process in the later stage further improves the physical conditions of the reservoir, directly controlling the formation and distribution of high-quality reservoirs. Locally developed small-scale structural traps, together with lithological traps and structural–lithological composite traps in the slope background, control the multi-layers gas bearing. Exploration practice has shown that the Sichuan Basin is rich in ultra-deep oil and gas resources. Continuously deepening the understanding of ultra-deep reservoir formation and geological theory, emphasizing the simultaneous advancement and mutual promotion of geological theory and engineering technology, and continuing to advance towards the 10 000 meter’s ultra-deep layer will inevitably open up new fields of high-quality scale reserve and production.

Key words: ultra-deep layer; three-dimensional natural gas accumulation; Longwangmiao Formation; Canglangpu Formation; Dengying Formation; north slope; central Sichuan paleo-uplift

ZHANG Benjian, First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in oil and gas exploration and comprehensive research. Add: PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, No. 3, Section 1 of Fuqing Rd., Chengdu, Sichuan 610051, China

SONG Zezhong, Corresponding author: PhD, Associate Professor and the deputy Director of the Department of Petroleum Geology at China University of Petroleum (Beijing), mainly engaged in deep oil and gas accumulation mechanisms and unconventional tight reservoir evaluation. Add: No. 18 Fuxue Rd., Changping District, Beijing 102249, China