

文章编号: 0253-2697(2023)10-1739-16 DOI:10.7623/syxb202310012

鄂尔多斯盆地青石峁气田成藏条件及勘探开发关键技术

赵伟波 黄道军 王康乐 胡新友 惠洁 陈宇航

(低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院 陕西西安 710018)

摘要:2022年探明的青石峁气田,其探明区域的面积为2151 km²,探明储量为1459×10⁸ m³,是长庆油田第8个千亿立方米大气田。通过回顾青石峁气田的勘探历程,总结了其天然气成藏的地质特征,研究表明:青石峁气田的主力含气层为二叠系下石盒子组8段;主要烃源岩为石炭系本溪组、二叠系太原组和山西组的煤层和暗色泥岩,具有广覆式生烃的特点;发育三角洲前缘亚相沉积体系,其中,多物源、多水系、强供给、多期河道控制了砂体的展布特征;储层为水下分流河道砂体,平均孔隙度为7.9%,平均渗透率为0.363 mD,储层致密,砂体的连通性受控于砂体的展布方向;气藏压力系数为0.78~0.90,属于低压气藏;低生烃强度背景下的长期连续充注、断裂系统对致密储层的调整改造、较高的源-储压差造就了岩性-构造控制下的改造型气藏;三维地震勘探技术、砂体精细刻画技术和复杂气水关系下的井位优选技术是青石峁气田勘探开发的关键技术。

关键词:青石峁气田;成藏条件;地质条件;勘探开发;关键技术

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Accumulation conditions and key technologies of exploration and development for Qingshimaog gas field in Ordos Basin

Zhao Weibo Huang Daojun Wang Kangle Hu Xinyou Hui Jie Chen Yuhang

(National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields; Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China)

Abstract: Qingshimaog gas field was explored in 2022, which has the proved area of 2151 km² and proved reserves of 1459×10⁸ m³, making it the eighth gas field of hundred billion cubic meters in Changqing oilfield. By reviewing the exploration history of Qingshimaog gas field, the geological characteristics of natural gas accumulation are summarized as follows. The main gas-bearing stratum of Qingshimaog gas field is the Member 8 of the Permian Xiashihezi Formation; the main source rocks are coal seams and dark mudstones in Carboniferous Benxi Formation, Permian Taiyuan Formation and Shanxi Formation, characterized by widespread hydrocarbon generation. Delta front subfacies sedimentary system is developed, where the distributions of sand bodies are controlled by multiple provenances, multiple drainage systems, strong supply and multiple channel. The reservoir is dominated by fluvial channel sandstones with an average porosity of 7.9% and an average permeability of 0.363 mD, indicating a tight reservoir, and the connectivity of sand bodies is controlled by their distribution. The pressure coefficients of gas reservoir range from 0.78 to 0.90, demonstrating a low pressure gas reservoir. The reconstructed gas reservoir under the control of lithology and structure was formed due to long-term continuous charging under low hydrocarbon generation intensity, adjustment and transformation of tight reservoirs by fault systems, and high source-reservoir pressure difference. The three-dimensional seismic exploration, sand body fine characterization, and well location selection under complex gas-water relationships are key technologies for exploration and development of Qingshimaog gas field.

Key words: Qingshimaog gas field; accumulation condition; geological condition; exploration and development; key technology

引用:赵伟波,黄道军,王康乐,胡新友,惠洁,陈宇航.鄂尔多斯盆地青石峁气田成藏条件及勘探开发关键技术[J].石油学报,2023,44(10):1739-1754.

Cite: ZHAO Weibo, HUANG Daojun, WANG Kangle, HU Xinyou, HUI Jie, CHEN Yuhang. Accumulation conditions and key technologies of exploration and development for Qingshimaog gas field in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(10): 1739-1754.

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性科技项目“致密气新区新领域资源潜力与富集规律研究”(2021DJ2101)资助。

第一作者: 赵伟波,男,1980年3月生,2021年获中国石油勘探开发研究院博士学位,现为中国石油长庆油田公司勘探开发研究院高级工程师,主要从事天然气勘探部署研究工作。Email: zhaowb_cq@petrochina.com.cn

通信作者: 惠洁,女,1995年8月生,2022年获中国科学院大学博士学位,现为中国石油长庆油田公司勘探开发研究院工程师,主要从事天然气勘探综合研究工作。Email: huijie_cq@petrochina.com.cn

青石崮地区位于鄂尔多斯盆地西北部,邻近苏里格气田西部,面积约为 6 510 km²。其行政区划隶属于宁夏盐池县、陕西定边县与甘肃环县,主体处于宁夏盐池县。青石崮地区北部为风沙草地覆盖,地形平坦,南部为黄土塬地貌,地表梁峁交错、沟壑纵横。青石崮气田发现于 2022 年,具有上、下古生界多层系复合含气的特点,上古生界下石盒子组 8 段(盒 8 段)、山西组、太原组、羊虎沟组以及下古生界乌拉力克组均有含气显示,其中,盒 8 段是主力含气层。上古生界气藏整体具有埋藏深、层系多、物性差、高含水、低产量的特点^[1]。青石崮气田在盒 8 段的探明面积为 2 151 km²,探明储量为 1 459 × 10⁸ m³。随着气田勘探开发进程的稳步推进,青石崮气田的“上、下古生界立体勘探”将为鄂尔多斯盆地油气的增储上产贡献力量^[2-3]。笔者回顾了气田的勘探历程,总结了气田的地质特征、成藏特征以及勘探开发关键技术,旨在为同类气田的勘探开发工作提供借鉴。

1 气田勘探历程

鄂尔多斯盆地西部的油气勘探始于 20 世纪 50 年代,至今已走过近 70 年的勘探历程^[4-5]。20 世纪 60—70 年代,鄂尔多斯盆地古生界天然气勘探按照寻找古潜山的思路在西缘“L”型沉积带上钻探了参数井,其中,1969 年 5 月在宁夏盐池地区刘家庄背斜构造上钻探的刘庆 1 井获得了 5.78 × 10⁴ m³/d 的工业气流,突破了出气关。20 世纪 80—90 年代,鄂尔多斯盆地西部以复式油气聚集带勘探为重点,在上古生界探明了胜利井等一批小气藏,其中,天 1 井在下古生界奥陶系获得了 6 × 10⁴ m³/d 的工业气流。之后,鄂尔多斯盆地西部断续钻探了 40 余口探井,但因断块破碎、圈闭面积小,难以形成规模含气区,勘探一直未能取得大的突破。

近年来,随着国家对天然气需求的逐渐增大,中国石油长庆油田公司加大了对鄂尔多斯盆地西部复杂构造区的天然气勘探^[6-7],提出了“宁夏地区再深化认识”的二次加快发展规划,并于 2019 年对宁夏地区的天然气勘探潜力进行了重新评价研究,其中,李 57 井取得了高产工业气流,标志着青石崮地区的天然气勘探取得重大突破。截至 2022 年底,在青石崮地区上古生界累计提交探明储量 1 459 × 10⁸ m³,探明了长庆油田第 8 个千亿立方米大气田。

2 天然气成藏地质条件

2.1 地质背景

青石崮气田位于鄂尔多斯盆地天环坳陷中部隆起区(图 1),为天环坳陷与西缘冲断带的外围地区,是在

西缘冲断带、伊陕斜坡“西冲东抬”作用下形成的负向构造单元,整体表现为 SN 走向的不对称向斜形态,具有明显的南北分段、东西分带的特征。自北向南分为北部凹陷区、中部隆起区和南部凹陷区。天环坳陷东西两翼的构造形态具有明显差异:东翼作为伊陕斜坡的延续部分,发育平缓的西倾单斜构造,断裂发育有限;西翼处于西缘冲断带影响区域,地层陡倾,发育多期张性断裂,裂缝发育程度与断裂匹配程度良好,构造活动具有明显“西强东弱”,断裂和裂缝具有“西多东少”的特点,断裂-裂缝输导体系为天然气的运聚提供了良好的运移通道。

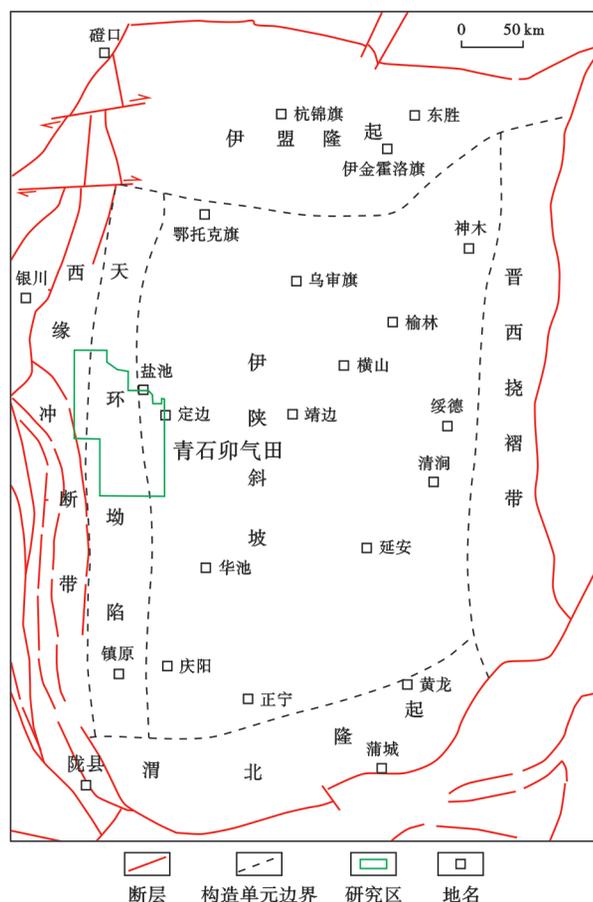


图 1 鄂尔多斯盆地构造单元及研究区位置
Fig. 1 Tectonic units and study area in Ordos Basin

2.2 烃源岩特征

鄂尔多斯盆地作为构造简单的多旋回克拉通盆地,其在晚石炭世一早二叠世受平缓古构造格局影响,以发育海陆交互沉积为主^[8-10](图 2),海水进退频繁且波及范围广,使得大面积暴露的滨岸地带受水体入侵影响成为泥炭沼泽。在稳定的构造条件、平缓的古地形以及温湿的古气候等因素的共同影响下,鄂尔多斯盆地的上古生界沼泽相煤系烃源岩具有广覆式分布的特点,沼泽相煤系烃源岩的岩性以煤和暗色泥岩为主。

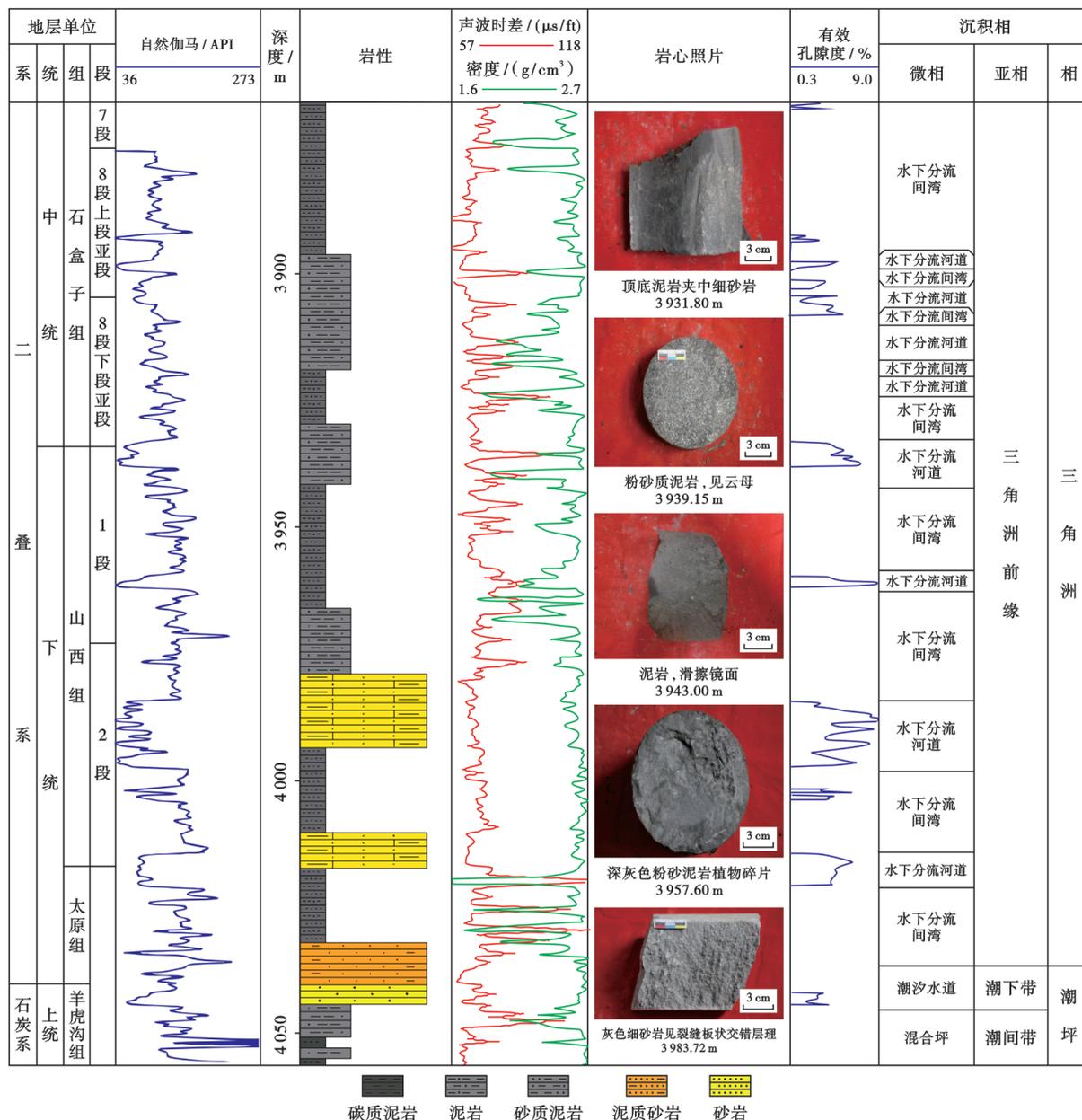


图 2 青石岭地区上古生界综合地层特征

Fig. 2 Comprehensive stratigraphic characteristics of Upper Paleozoic in Qingshimao area

青石岭地区的烃源岩主要位于石炭系羊虎沟组、二叠系太原组和山西组^[11-12](图 2)。羊虎沟组和太原组烃源岩形成于滨海沼泽或潟湖环境,山西组烃源岩形成于湿地沼泽环境。研究区内的煤层主要分布在羊虎沟组和太原组,厚度为 1.0~5.0 m,平均为 3.1 m,整体呈南北厚、中间薄的特点[图 3(a)];暗色泥岩主要分布在太原组和山西组,厚度为 25.0~70.0 m,平均可达 44.5 m,具有北薄南厚的特征[图 3(b)]。

煤层的有机质丰度较高,总有机碳含量为 31.96%~81.00%,平均为 55.15%;生烃潜力为 18.47~26.49 mg/g,

平均为 22.36 mg/g;氢指数为 24.58~56.91 mg/g,平均为 42.57 mg/g;烃指数为 1.55~5.20 mg/g,平均为 2.98 mg/g。

暗色泥岩的总有机碳含量为 0.11%~20.22%,平均为 3.32%,整体表现为自下而上逐渐减小的特征;生烃潜力为 0.12~20.36 mg/g,平均为 1.61 mg/g;氢指数为 12.00~404.00 mg/g,平均为 42.82 mg/g;烃指数为 0.95~384.50 mg/g,平均为 13.25 mg/g。

煤系烃源岩的岩石热解分析显示:镜质体反射率为 1.6%~2.2%,平均为 1.83%,有机质的演化程度高,处于高成熟—过成熟阶段。综合煤系烃源岩的总

有机碳含量、生烃潜力、氢指数、烃指数和烃源岩成熟度,研究区的烃源岩品质评价结果显示,煤层整体属于较差—较好的烃源岩,暗色泥岩属于较好—好的烃源岩(表1),因此,在生烃能力上暗色泥岩的生烃贡献率大。

生烃强度与天然气的聚集效率密切相关,受煤层/暗色泥岩厚度、热演化成熟度、生烃转化率和埋藏史等因素影响。青石崮地区属于低生烃强度区,其 $(10\sim 20)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[13]的生烃强度明显低于盆地中东部地区的生烃强度 $[(24\sim 40)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2]$,也低于中国大部分大—中型气田的生烃强度,生烃强度由南向北呈逐渐降低的趋势^[13](图4)。盆地的勘探实践表

明,当生烃强度大于 $10\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 时可以形成大规模天然气聚集,青石崮地区具备形成天然气富集区的烃源条件。

2.3 沉积特征

早二叠世,随着古亚洲洋的持续俯冲,鄂尔多斯盆地北部抬升,构造格局由南隆北倾转为北隆南倾,海水向西南和东南方向撤出,盆地进入海陆过渡阶段^[14]。中二叠世,古亚洲洋俯冲消亡,华北板块与西伯利亚板块碰撞,鄂尔多斯盆地北部迅速隆升,而盆地南部南秦岭洋的洋壳向北俯冲强度也增强,来自盆地南部的物源逐渐丰富。同时,盆地古气候也由潮湿转变为热带—亚热带的干旱气候^[15-16],受多物源/强物源供给、

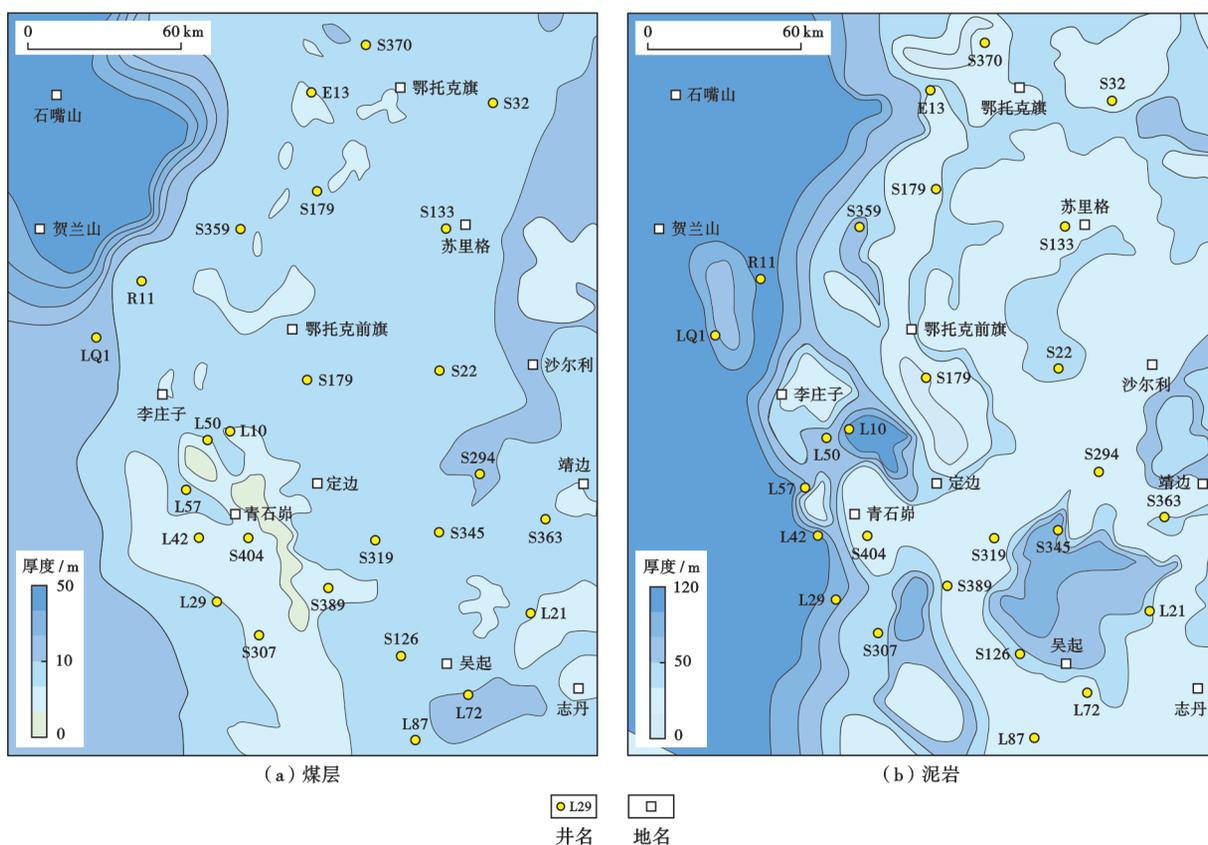


图3 青石崮地区上古生界煤层、暗色泥岩厚度分布

Fig. 3 Thickness distribution of the Upper Paleozoic coalbeds and dark mudstone in Qingshimo area

表1 青石崮地区上古生界烃源岩评价参数

Table 1 Evaluation parameters of the Upper Paleozoic source rocks in Qingshimo area

地层	岩性	总有机碳含量/%	生烃潜力/(mg/g)	氢指数/(mg/g)	烃指数/(mg/g)	评价结果
山西组	暗色泥岩	0.11~15.84/1.52	0.12~20.36/2.02	12.00~404.00/69.91	0.95~384.50/29.33	好
	煤层	41.60~57.87/49.74	21.89~22.19/22.04	35.89~49.62/42.75	2.45~3.00/2.73	较差
太原组	暗色泥岩	0.62~20.22/3.85	0.15~3.15/1.46	14.46~53.86/32.97	1.34~13.88/4.67	好
	煤层	31.96~81.00/53.01	19.57~26.49/26.49	47.89~56.91/56.69	3.44~5.20/4.60	较差
羊虎沟组	暗色泥岩	0.70~9.89/4.59	0.15~3.66/1.36	17.14~36.03/25.59	4.28~9.47/5.75	较好
	煤层	55.41~70.68/62.70	18.47~18.65/18.56	24.58~31.96/28.27	1.55~1.70/1.63	较差

注:“/”后为平均值。

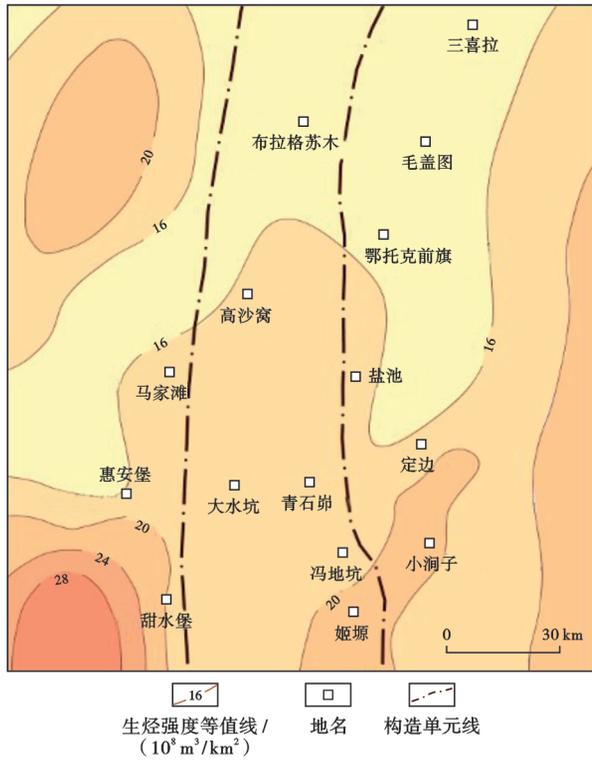


图 4 天环坳陷北段上古生界生烃强度分布(据文献[13]修改)
 Fig. 4 Distribution of hydrocarbon-generating intensity of the Upper Paleozoic in the northern section of Tianhuan depression

多水系发育、高流速河流和平缓古地貌等因素共同控制,盒 8 段沉积期发育大型缓坡型三角洲沉积体系,由北向南依次发育冲积平原、三角洲平原、三角洲前缘和浅湖沉积,而由南向北则不发育冲积平原沉积(图 5),南北双物源体系使得盒 8 段的砂体具有广覆式大面积分布的特征^[17]。

青石砬地区位于古隆起西侧,在盒 8 段沉积期,沉积水体较深,湖盆开阔,发育河流—三角洲相沉积体系,主体类型以三角洲前缘亚相为主^[18]。研究区的主砂带为水下分流河道砂体(图 6),由于水动力较强,造成砂体多期冲刷叠置。青石砬地区主要发育东、西两条主沉积砂带,砂带在平面上呈 NW—SE 向展布,宽 10~15 km,其砂体规模由北向南逐渐缩小、厚度逐渐变薄;垂向上,砂体相互叠置,厚度为 15.0~25.0 m,最大厚度可达 46.7 m(图 7)。

2.4 储层特征

上古生界盒 8 段是青石砬气田的主力含气层位,储层岩性以中—粗粒石英砂岩为主(图 8),发育少量岩屑石英砂岩,石英砂岩占比可达 80%,几乎不含岩屑砂岩和长石石英砂岩。受益地西北部、北部和西部物源共同影响,研究区东、西两条砂带具有明显差异。西部砂带砂体的石英含量可达 93%,喷发岩岩屑含量

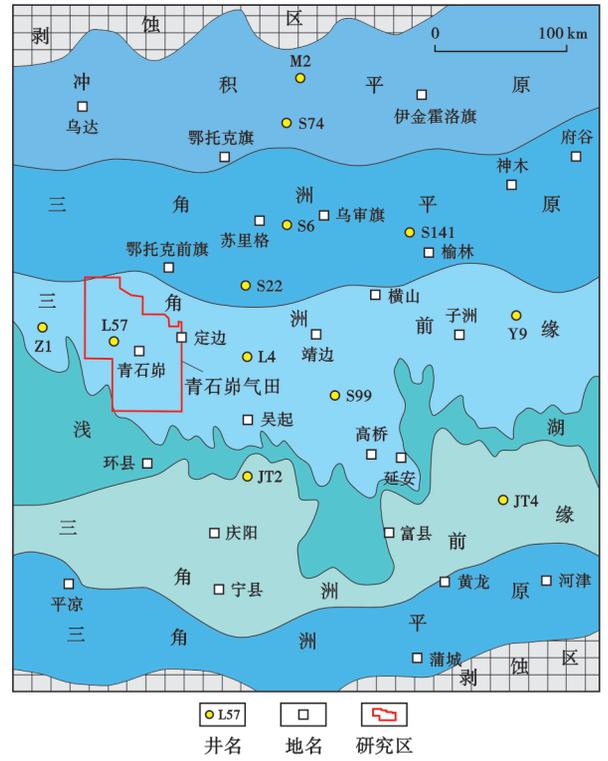


图 5 鄂尔多斯盆地盒 8 段沉积相分布
 Fig. 5 Sedimentary facies of the Member 8 of Xiashihezi Formation in Ordos Basin

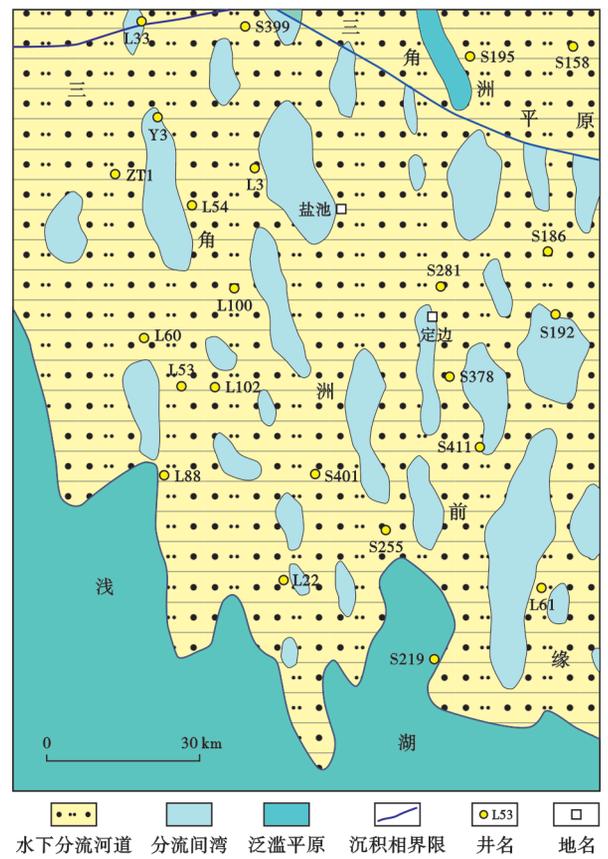


图 6 青石砬地区盒 8 段的沉积相分布
 Fig. 6 Sedimentary facies of the Member 8 of Xiashihezi Formation in Qingshimao area

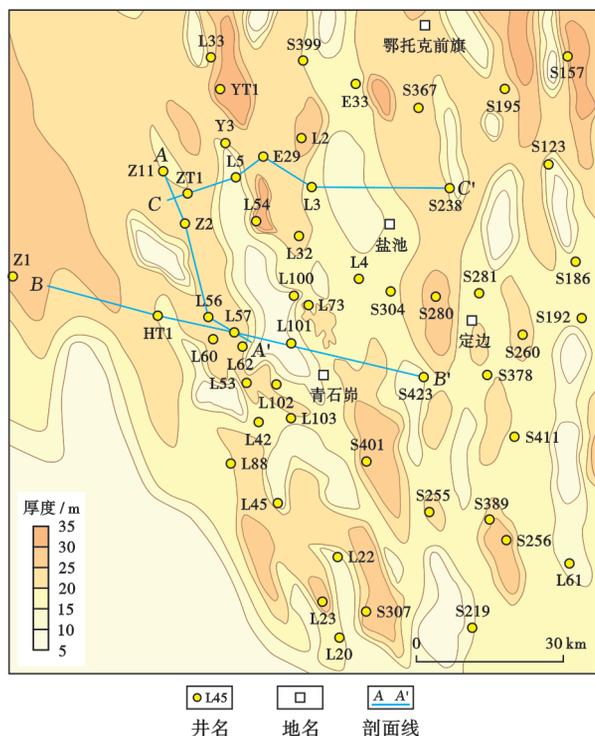


图7 青石峁地区盒8段砂体展布

Fig. 7 Sand body distributions of the Member 8 of Xiashihezi Formation in Qingshimao area

较高,整体表现为灰黑色,胶结物以高岭石和伊利石为主,储集空间类型以粒间孔和粒间溶孔为主;东部砂带砂体的石英含量为90%,变质砂岩岩屑含量较高,以灰白色为主,铁白云石胶结较为普遍,储集空间类型主要发育岩屑溶孔和晶间孔(图9)。结合孔隙类型与胶结物类型分布特征,将研究区盒8段储层划分为3类

成岩相,分别为硅质-高岭石胶结-粒间孔成岩相、硅质-水云母-溶孔成岩相和高岭石-水云母-晶间孔成岩相。西部砂带的储层为硅质-高岭石胶结-粒间孔成岩相,



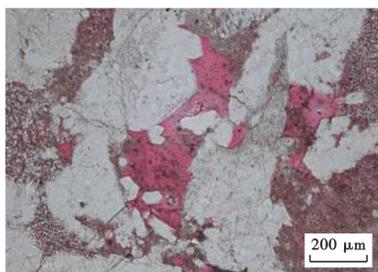
(a) 浅灰色斑点状粗粒石英砂岩,盒8段下亚段,L57井3786.38 m



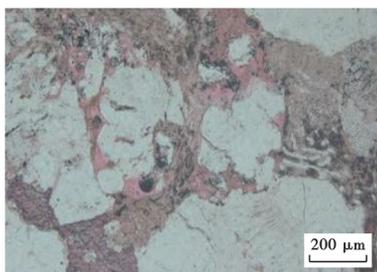
(b) 灰白色粗粒石英砂岩,盒8段下亚段,L4井3861.74 m

图8 青石峁气田储层岩心特征

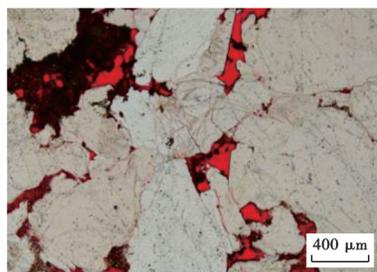
Fig. 8 Core characteristics of reservoir in Qingshimao gas field



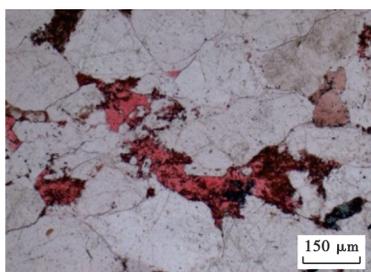
(a) 岩屑石英砂岩,晶间孔,ZT1井3510.42 m



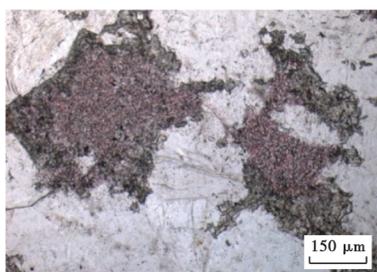
(b) 岩屑石英砂岩,溶孔,S305井4234.62 m



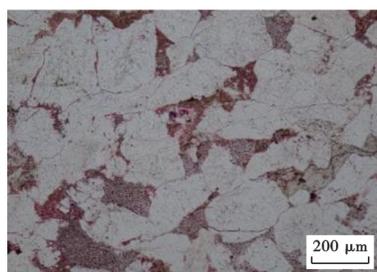
(c) 岩屑石英砂岩,晶间孔,Y4井3539.81 m



(d) 石英砂岩,粒间孔,L57井3789.00 m



(e) 石英砂岩,溶孔,S404井4123.35 m



(f) 石英砂岩,晶间孔,Z3井3505.86 m

图9 青石峁气田盒8段储层孔隙特征

Fig. 9 Reservoir pore characteristics of the Member 8 of Xiashihezi Formation in Qingshimao gas field

含气性好,东部砂带的储层以硅质-水云母-溶孔成岩相为主,含气性次之。

研究区内盒 8 段储层的孔隙度为 5%~11%,平均为 7.9%;渗透率为 0.1~5.0 mD,平均为 0.363 mD。东、西砂带典型井中盒 8 段储层的物性对比结果表明:西部富石英砂带的储层物性优于东部砂带;西部砂带储层的平均孔隙度为 13.8%,平均渗透率为 44.07 mD;东部砂带储层的平均孔隙度为 9.0%,平均渗透率为 3.10 mD。东、西部砂带储层的物性特征与石英含量和胶结物类型相关,高石英含量、硅质-高岭石胶结的砂体,其储层物性更好。在鄂尔多斯盆地西缘冲断带,储层裂缝的面孔率为 1.77%~32.35%,平均为 13.41%,裂缝对储层物性有明显的控制作用,能有效增大储层的储集空间。有效裂缝的宽度主要分布在 10~35 μm,喉道半径主要分布在 0.1~7.0 μm,裂缝宽度显著大于喉道半径,能够显著改善孔喉结构,提高储层渗流能力。

2.5 盖层及圈闭特征

鄂尔多斯盆地上古生界上石盒子组沉积期滨一浅湖沉积面积逐渐扩大,大面积湖泛相沉积形成了主力气层的上覆地层,其泥岩比例显著增高,砂地比降低,泥质岩约占地层总厚度的 80%以上。在青石峁地区,上石盒子组泥岩的累计厚度可达 80 m,且在区域内稳定分布,构成了研究区的区域盖层^[19-20](图 10)。青石峁气田的气层主要分布在盒 8 段下亚段,该亚段有效砂体发育且连通性好、分布广泛,气层呈连片分布;但在盒 8 段上亚段,有效砂体的连通性沿河道方向较好,在横切河道方向上则表现差,含气性较差且气层

相对孤立。盒 8 段主力气层的砂体向两侧尖灭,在受泥岩和致密层遮挡后形成岩性气藏,具有大面积复合连片展布的特点(图 11)。气藏压力变化大,压力值为 27.48~36.14 MPa、平均为 32.27 MPa,压力系数为 0.78~0.90、平均为 0.85,属于低压气藏。

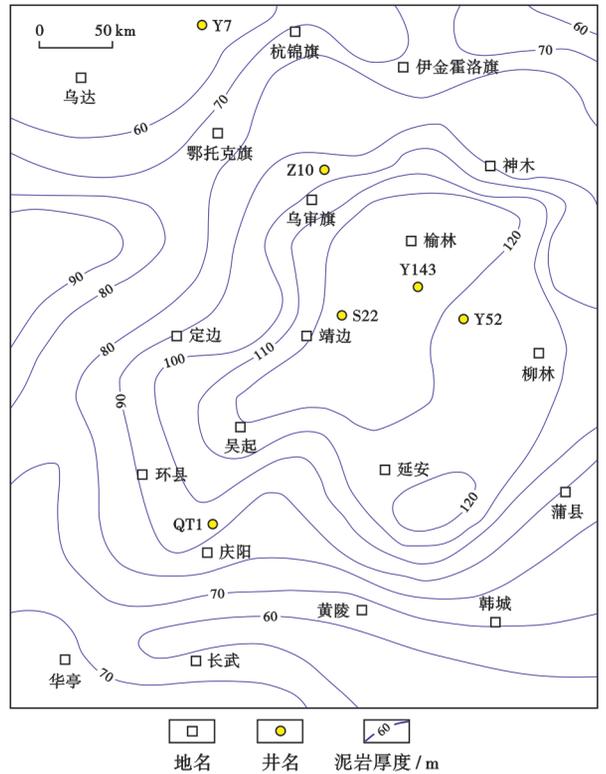
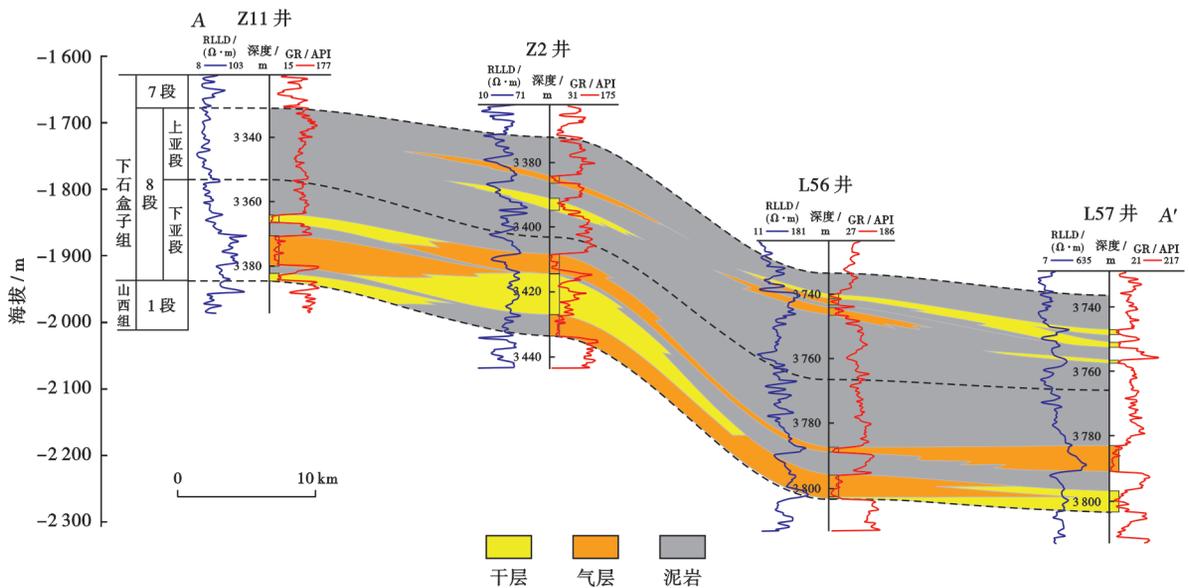


图 10 鄂尔多斯盆地上石盒子组泥岩厚度分布 (据文献[19-20]修改)

Fig. 10 Thickness distribution of mudstone of Shangshihezi Formation in Ordos Basin



注:GR—自然伽马;RLLD—双侧向(深)电阻率。

图 11 青石峁地区过 Z11 井—Z2 井—L56 井—L57 井气藏剖面(剖面位置见图 7)

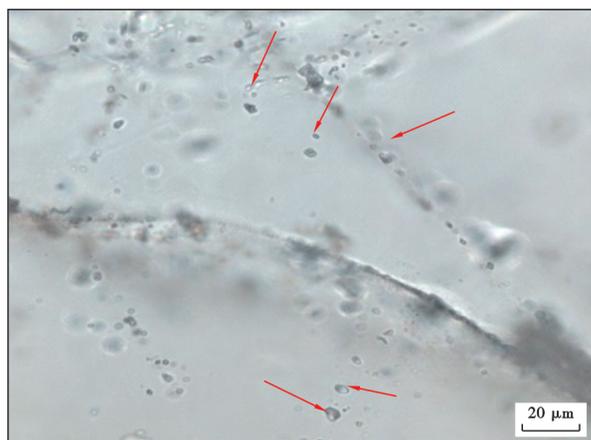
Fig. 11 Gas reservoir profile across Well Z11, Well Z2, Well L56, and Well L57 in Qingshimao area

3 天然气成藏特征

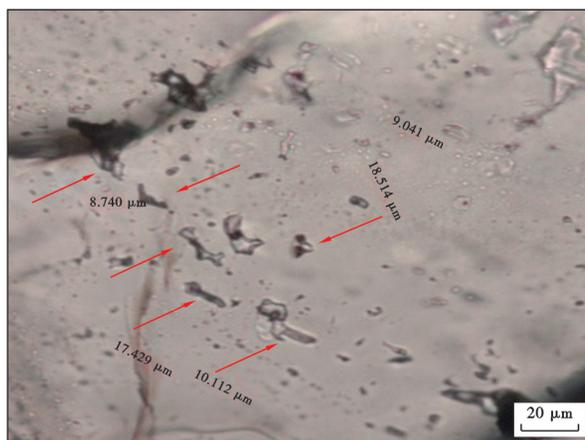
3.1 成藏期次

流体包裹体研究可以示踪天然气成藏的具体过程^[21-22],笔者分析了青石崮气田上古生界储层中的流体包裹体产状(图12)和均一温度分布特征(图13),将流体包裹体分为4组:第1组包裹体为与气态烃伴生的盐水包裹体,其均一温度分布范围在90~170℃,形成时代为200~110 Ma,代表了天然气的漫长充注过程;第2组包裹体产于石英的次生加大边,其均一温度集中在100~140℃,形成于190~155 Ma,代表了成

岩活跃期和初始充注期;第3组包裹体产于微裂隙内,其均一温度在110~170℃,形成于170~100 Ma,代表了成藏充注期和逐渐充注的过程;第4组包裹体为与高气液比气态烃伴生的盐水包裹体,其均一温度在140~170℃,形成于155~100 Ma,代表了成藏充注期,为主充注期。综合来看,这些流体包裹体的均一温度介于100~170℃,整体连续,显示单峰形态,结合热演化史分析,青石崮气田的主成藏期为中侏罗世—早白垩世(170~100 Ma)(图14),充注时间长达70 Ma以上。低生烃强度下的长期连续充注形成了青石崮气藏。



(a) 石英加大边内部包裹体, S307井4477.68 m



(b) 切穿石英裂纹的串珠状包裹体, L4井3896.88 m

图12 青石崮气田上古生界储层中的包裹体产状

Fig. 12 Inclusions within Upper Paleozoic reservoir in Qingshimao gas field

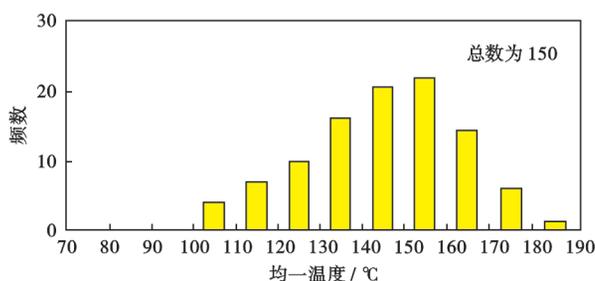


图13 邻近气态烃包裹体的盐水包裹体均一温度分布

Fig. 13 Homogenization temperature distribution of brine inclusions adjacent to gaseous hydrocarbon inclusions

3.2 成藏动力

致密砂岩储层受限于自身低渗透的物性特征,是否具有较强的生烃压力成为能否形成规模气藏的关键^[23-24]。成藏物理模拟实验显示,渗透率为0.03~1.00 mD的致密砂岩的有效注气压力为0.4~5.0 MPa^[25](图15)。通过建立生烃强度与生烃压力关系,确定有效充注生烃强度的下限值,计算得出埋深在3500~4000 m处时,生烃强度达到(10~13)×

$10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 即可实现有效充注。青石崮地区石炭系—二叠系在生烃高峰期的源-储压差为3.5~9.5 MPa,上古生界的生烃强度为(10~20)× $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,完全满足天然气有效注气条件,可以实现天然气规模充注。

3.3 成藏模式

鄂尔多斯盆地天环坳陷的向斜构造形态在侏罗纪末期具备雏形,定型于白垩纪末期^[26-27],晚侏罗世—早白垩世的古构造形态对天然气运移成藏具有重要控制作用。地震剖面显示,天环坳陷西翼发育背斜隆起,由于坳陷西侧紧邻西缘冲断带,断层发育,形成了断背斜构造,这为天然气成藏提供良好的圈闭条件。青石崮地区断裂发育,断层断距较小,未对气藏形成切割,整体仍属于岩性气藏,但同时发育微幅构造,微幅构造与背斜隆起可为天然气成藏提供良好的圈闭条件,其中,在构造相对高部位储层的含气性好。在青石崮地区,天环坳陷的东、西两翼存在100~150 m的构造幅度差,可形成构造-岩性圈闭,这为天然气提供了良好的聚集条件。

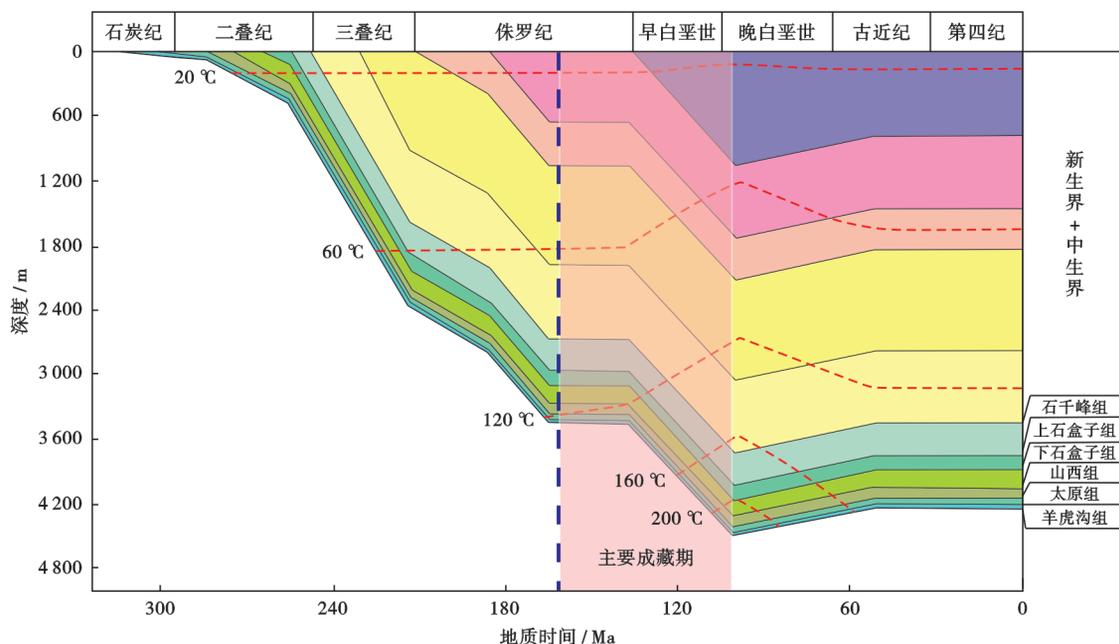


图 14 天环坳陷上古生界埋藏史-热演化史

Fig. 14 Upper Paleozoic burial-thermal history in the Tianhuan area

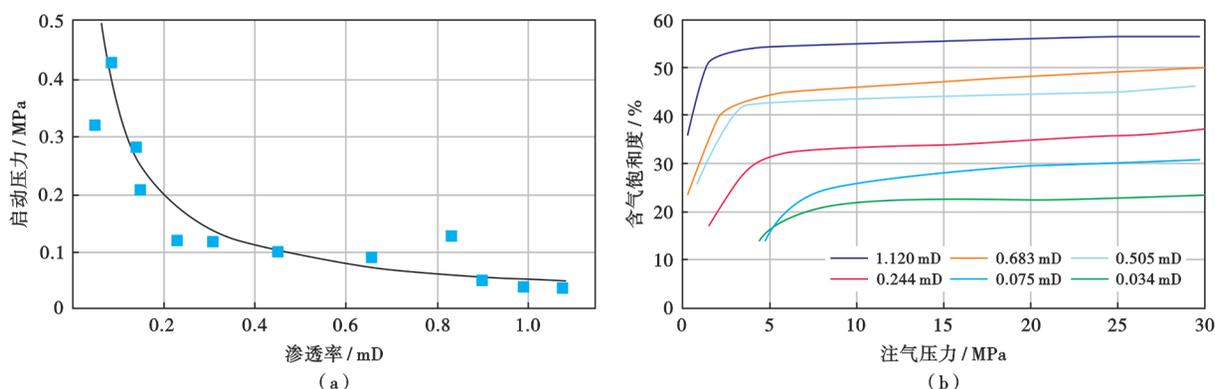


图 15 渗透率与启动压力关系(据文献[25]修改)

Fig. 15 Correlation between permeability and starting pressure

青石崮地区目前通过二维、三维地震资料已解释出断裂 451 条,其中,二级断裂 3 条,三级断裂 448 条。研究区内发育“深层、浅层”两大断裂体系,多期断裂系统在纵向上相互叠加、在横向上相互切割。上古生界共发育 4 期断裂:海西期为 SN 向断裂、印支期为 NW—SE 向断裂、燕山期为 SN 向断裂,局部发育喜马拉雅期的 NEE—SWW 断裂。早期基底断裂对晚期断裂具有控制作用,晚期断裂是在早期基底断裂基础上进一步诱发活化发展而来的^[28],如海西期—燕山期断裂的发展继承了早期活化的断裂,但喜马拉雅期断裂为独立断裂体系。印支期和燕山期的断裂系统对上古生界天然气的富集具有促进作用,喜马拉雅期(调整期)的断裂对天然气成藏不利。

露头裂缝产状的测量结果及成像测井资料的统计

分析结果表明:裂缝的优势走向主要为 NE 向、NW 向及近 EW 向;研究区内的裂缝以高角度张性构造裂缝为主,多未被充填或处于半充填状态,仅有少量被充填,充填物多为硅质、钙质和泥质;裂缝规模较小,开启度在 0.5~5.0 mm 不等,以小于 3.0 mm 居多,裂缝的纵向延伸长度为 6~120 cm。平面上,裂缝的规模及密度呈“西强东弱、西多东少”的特点;垂向上,单井裂缝线密度在盒 8 段上亚段平均为 0.10 条/m,在盒 8 段下亚段平均为 0.22 条/m,在山西组 1 段(山 1 段)平均为 0.31 条/m。裂缝线密度与盒 8 段的产气量、产水量均呈正相关关系(图 16、图 17),说明裂缝是天然气运聚的重要输导体系,对气藏的形成及调整具有控制作用。研究区上古生界内的天然裂缝形成于印支期、燕山期和喜马拉雅期的构造活动。印支期和燕山

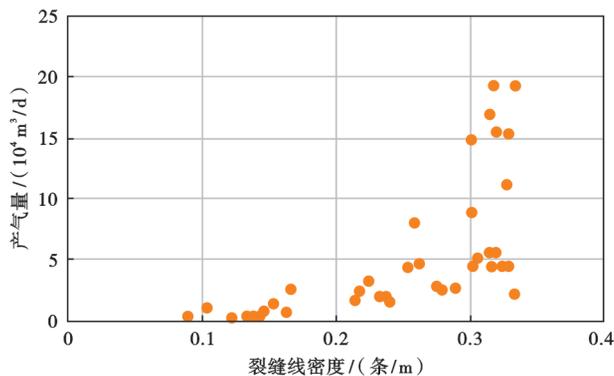


图 16 盒 8 段产气量与裂缝线密度的相关性

Fig. 16 Correlation between gas production and fracture linear density in Member 8 of Xiashihezi Formation

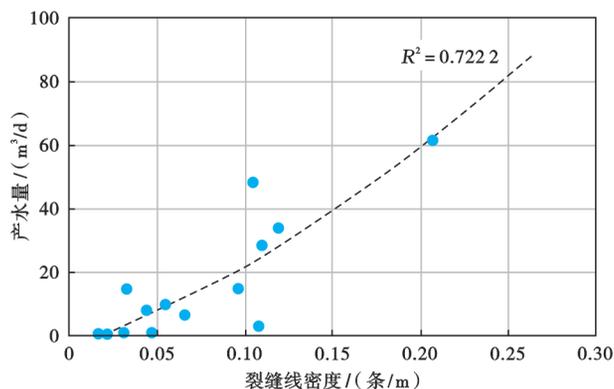


图 17 盒 8 段产水量与裂缝线密度的相关性

Fig. 17 Correlations between water output and fracture linear density in Member 8 of Xiashihezi Formation

早期的裂缝与砂岩构成了良好的输导体系,有利于天然气富集,燕山晚期和喜马拉雅期形成的裂缝对气藏起调整作用。

结合埋藏史和热演化史恢复的分析结果认为,石英加大边内的包裹体均一温度主要分布在 90~130 ℃(图 18),对应的硅质胶结作用主要发生在晚三叠世—中侏罗世,明显早于天然气大规模成藏期(中侏罗世—早白垩世)。对青石岭地区断裂发育期次、裂缝发育特征、储层致密期和天然气大规模成藏期的梳理分析认为:青石岭气田具有先成岩致密、后改造成藏的特点;硅质胶结作用使储层致密,断裂及裂缝对致密储层进行调整改造;天然气大规模生成后向构造高部位和相对高孔、高渗砂体中富集,从而形成岩性-构造气藏(图 19、图 20)。

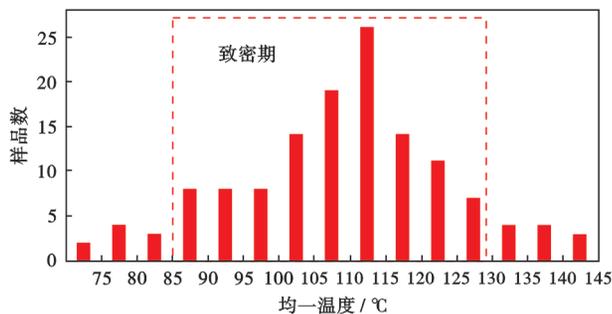


图 18 上古生界砂岩储层中石英加大边的包裹体均一温度分布
Fig. 18 Homogenization temperature distribution of inclusions within the quartz overgrowth in Upper Paleozoic sandstone reservoirs

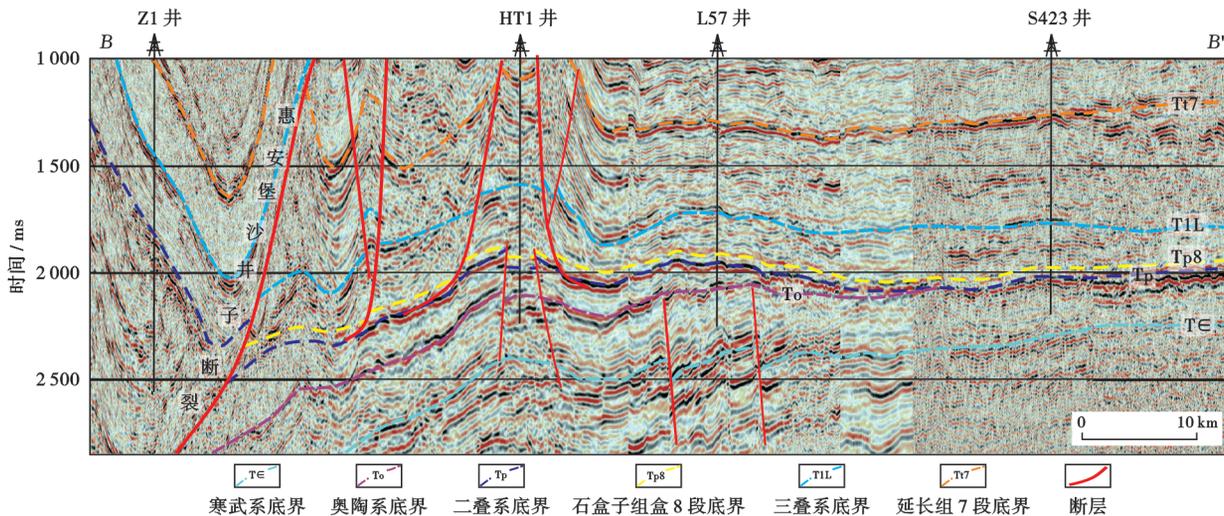


图 19 青石岭地区过 Z1 井—HT1 井—L57 井—S423 井的地震剖面(剖面位置见图 7)

Fig. 19 Seismic profile across Well Z1, Well HT1, Well L57, and Well S423 in Qingshimao area

4 勘探开发关键技术

4.1 地震勘探技术

高精度三维地震资料的应用是发现青石岭气田的关键。根据青石岭地区已覆盖的“两宽一高”(宽频

带、宽方位和高密度)三维地震资料,综合应用蚂蚁体、相干体等地震资料,前人对研究区断裂发育特征及其油气地质意义进行了较为详细的论述^[29-30],从宏观角度为青石岭地区的油气地质研究和勘探开发提供了一定的指导。青石岭地区覆盖多期三维地震资料,不同

期的三维地震资料的边界在区域上未实现完全覆盖,地震资料具有多解性,仅凭某期地震资料难以保证预测储层砂体的准确率,易导致钻井失利,因此对三维地震资料进行连片拼接处理尤为重要(图 21)。

以过李 63 井的地震资料为例,在未开展三维地震资料连片拼接处理时,地震解释预测盒 8 段砂体的厚度为 20 m,实际钻遇砂岩为 6.3 m,地震解释预测砂体的厚度与实钻结果差异较大。当开展三维地震资料连片拼接处理后,通过消除边部低覆盖区的影响,提升了资料的可靠性,地震解释预测砂体厚度与实际钻遇砂体的厚度符合程度显著提高(图 22)。

针对鄂尔多斯盆地沙漠、黄土塬广布的特殊自然地理条件,早期地震勘探所采集的地震资料品质差、干扰波强烈,难以进行准确的储层预测,对勘探生产的指

导意义有限。经过多年的地震勘探技术攻关,目前,中国石油长庆油田公司已形成沙漠区全数字地震勘探技术和黄土塬非纵地震勘探技术,可为岩性储层预测提供高品质的地震资料,实现从叠后预测到叠前预测、从砂层预测到气层预测的转变。利用叠前反演和流体活动性属性对砂体和含气性进行预测(图 23),同时应用叠后、叠前多域相互佐证(图 24),进一步提高储层的识别精度。

4.2 砂体精细刻画技术

青石峁地区盒 8 段处于三角洲前缘亚相,发育水下分流河道、分流间湾等沉积微相。受沉积微相变化快的特征控制,砂体横向变化快、平面展布规律复杂、连通性差、非均质性强,气层分布不稳定。因此开展研究区盒 8 段砂体小层的精细刻画,明确砂体展布的规律对提高钻井成功率具有重要意义。

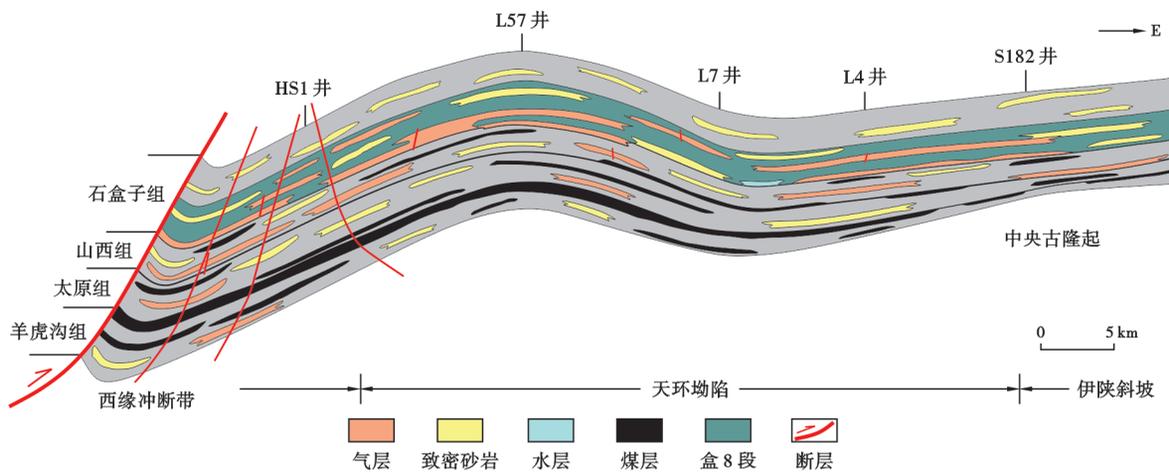


图 20 青石峁地区上古生界天然气藏的成藏模式

Fig. 20 Accumulation pattern of Upper Paleozoic gas reservoir in Qingshimao area

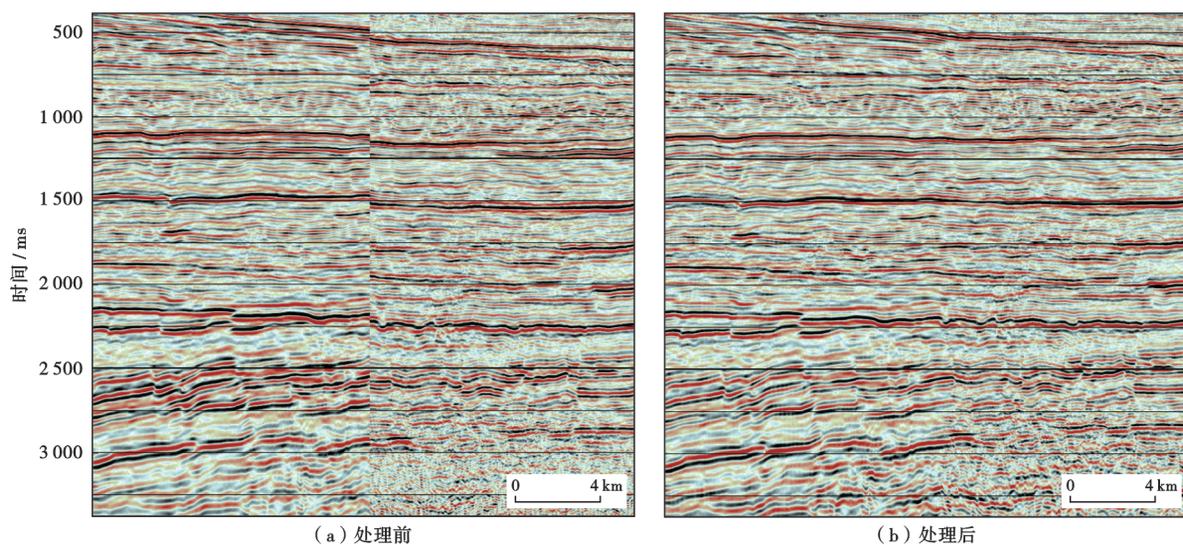


图 21 三维地震资料连片拼接处理

Fig. 21 Block-joint processing of three-dimensional seismic data

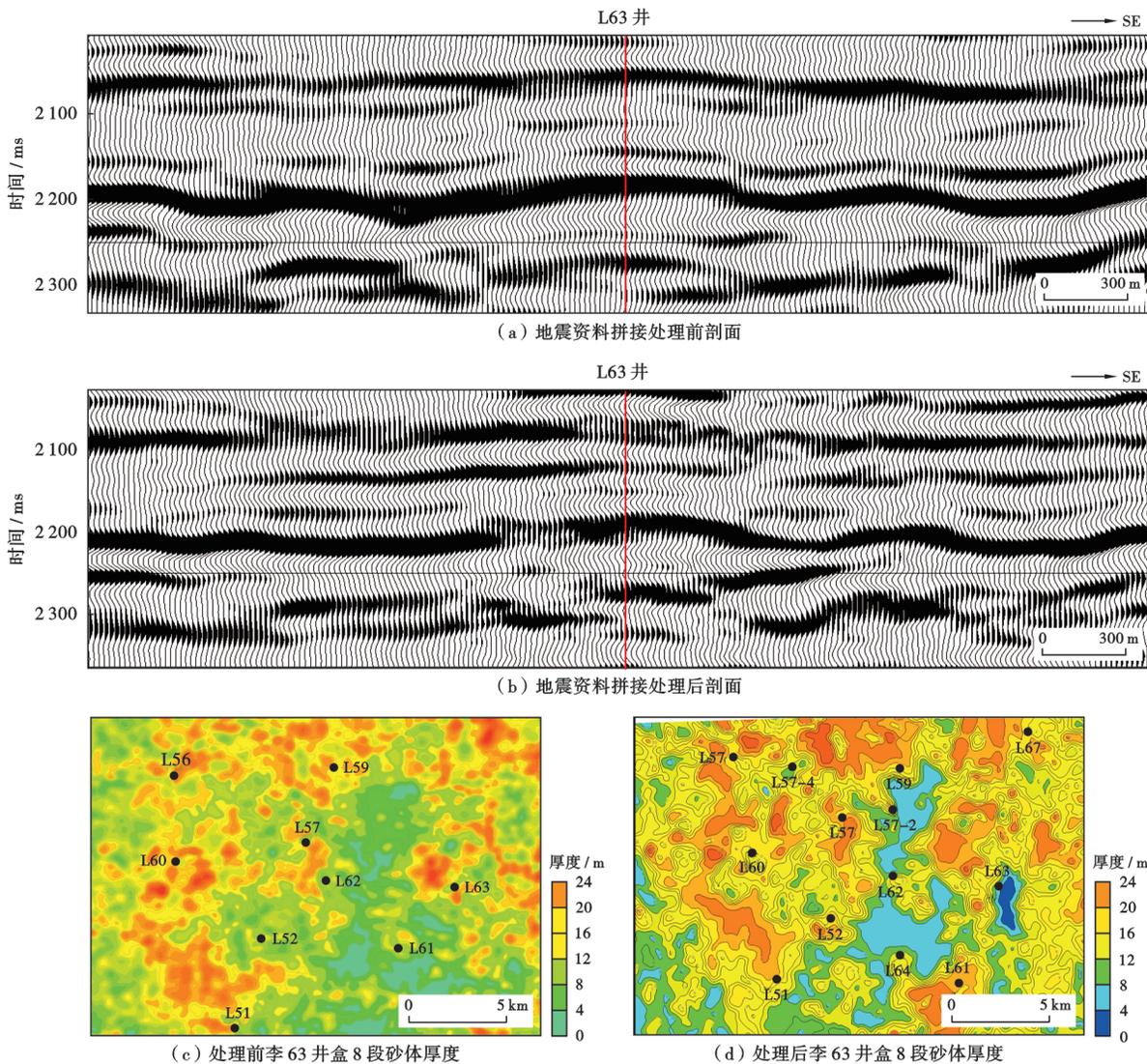


图 22 L63 井区三维地震资料连片拼接处理前后的砂体厚度

Fig. 22 Sand body thickness before and after block-joint processing of three-dimensional seismic data in Well L63

通过单井岩心观察,对单井的砂体结构及沉积微相进行的精细解剖揭示,青石岭地区盒 8 段主要发育水下分流河道储集砂体,砂体具有多期发育、单砂体厚度大和纵向叠置的特点。结合最新的三维地震资料预测砂体的平面展布特征,并对青石岭地区盒 8 段砂体进行重构,同时利用气藏剖面图对盒 8 段砂体进行小层精细刻画,可将盒 8 段从纵向上划分为盒 8 段上亚段砂体和盒 8 段下亚段砂体,并确立盒 8 段下亚段砂体为研究区的主要储集层。进一步开展连井纵向小层对比、空间含气砂体精细刻画,可将盒 8 段下亚段主要储集砂体划分为中—上层砂体和底砂。对其平面展布特征进行梳理的结果(图 25)显示,盒 8 段下亚段的两套砂体具有展布范围广、含气性好、试气产量高的特征,是研究区优势砂体,这为勘探部署奠定了资料基础。

4.3 复杂气水关系下的井位优选技术

青石岭地区上古生界煤系烃源岩的生烃强度向 NW 方向降低,北部地区的生烃强度约为 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,局部仅有 $8.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,气源供应不足,天然气充注程度低,从而导致储层中存在较多滞留水。青石岭北部地区的盒 8 段在试气阶段普遍产水,其中有 12 口井的产水量在 $3.0 \sim 62.4 \text{ m}^3/\text{d}$ 不等,含水特征普遍,气水关系复杂。盒 8 段的地层水为氯化钙型,与苏里格西部地区相比,其矿化度相对偏低、氯根含量变化大,显示地层水成因复杂。

青石岭地区已钻井的气水关系分析显示,构造高部位对天然气的富集具有一定的控制作用(图 26)。构造高部位的裂缝发育程度高,有利于气水分异,从而形成天然气富集。裂缝的发育程度与钻井产气量、产水量的相关性较好,且构造裂缝的发育对气藏的气水

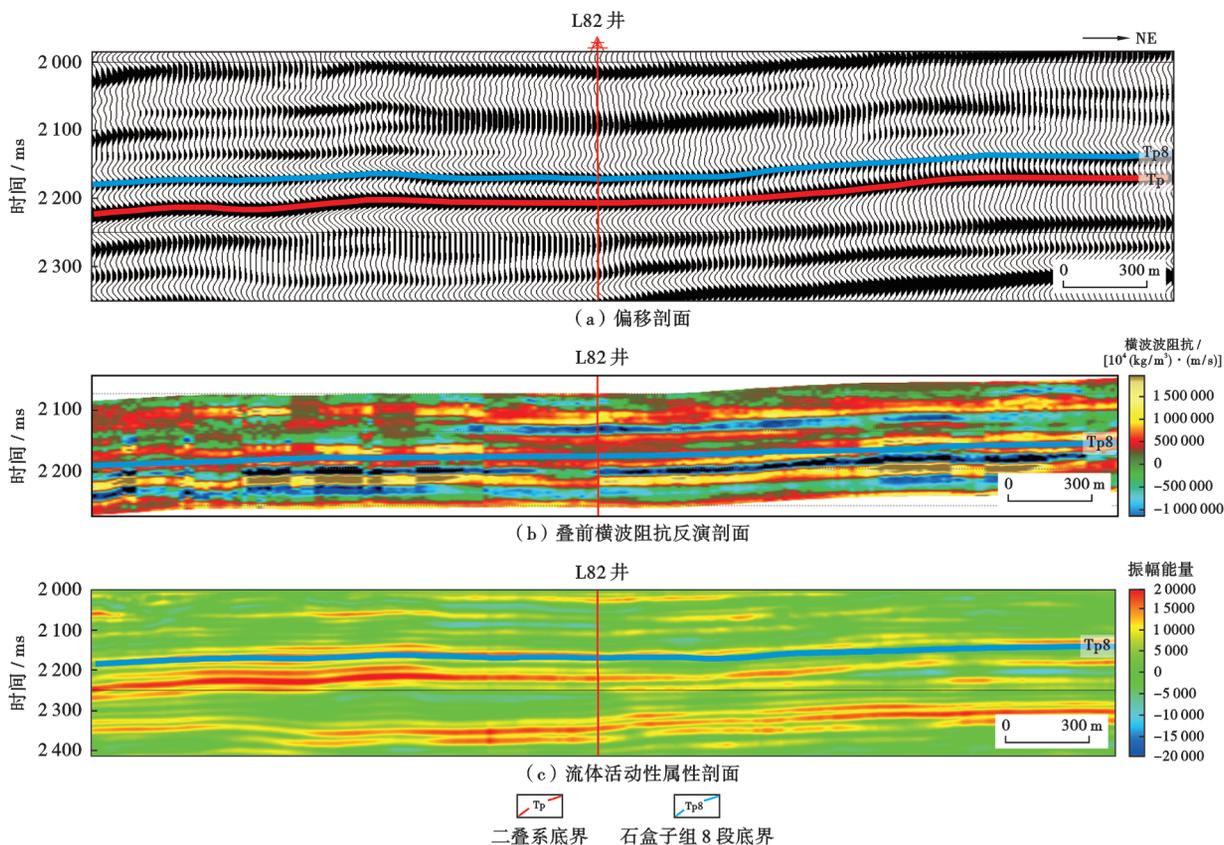


图 23 盒 8 段偏移、叠前反演、流体活动性剖面

Fig. 23 Migration, prestack inversion, and fluid activity profiles of Member 8 of Xiashihezi Formation

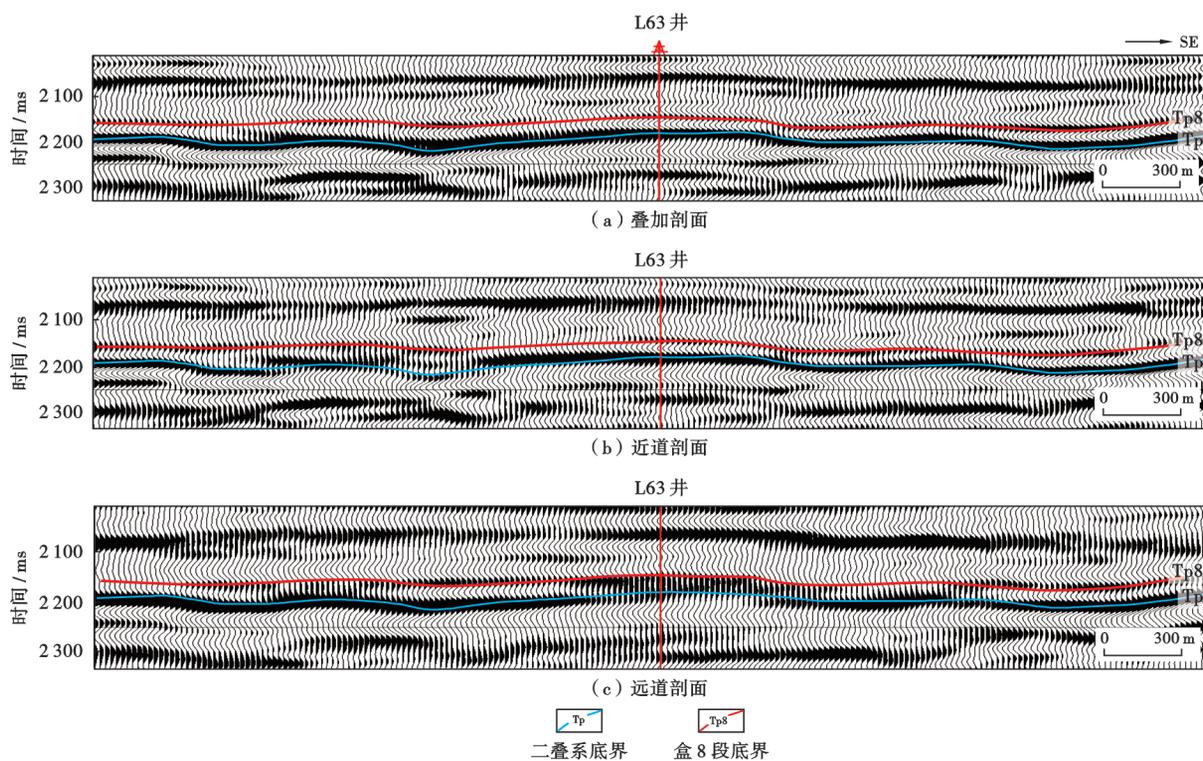


图 24 盒 8 段叠前时间叠加剖面及分偏叠加剖面

Fig. 24 Pre-stack time-stacking section and offset-stacking section of Member 8 of Xiashihezi Formation

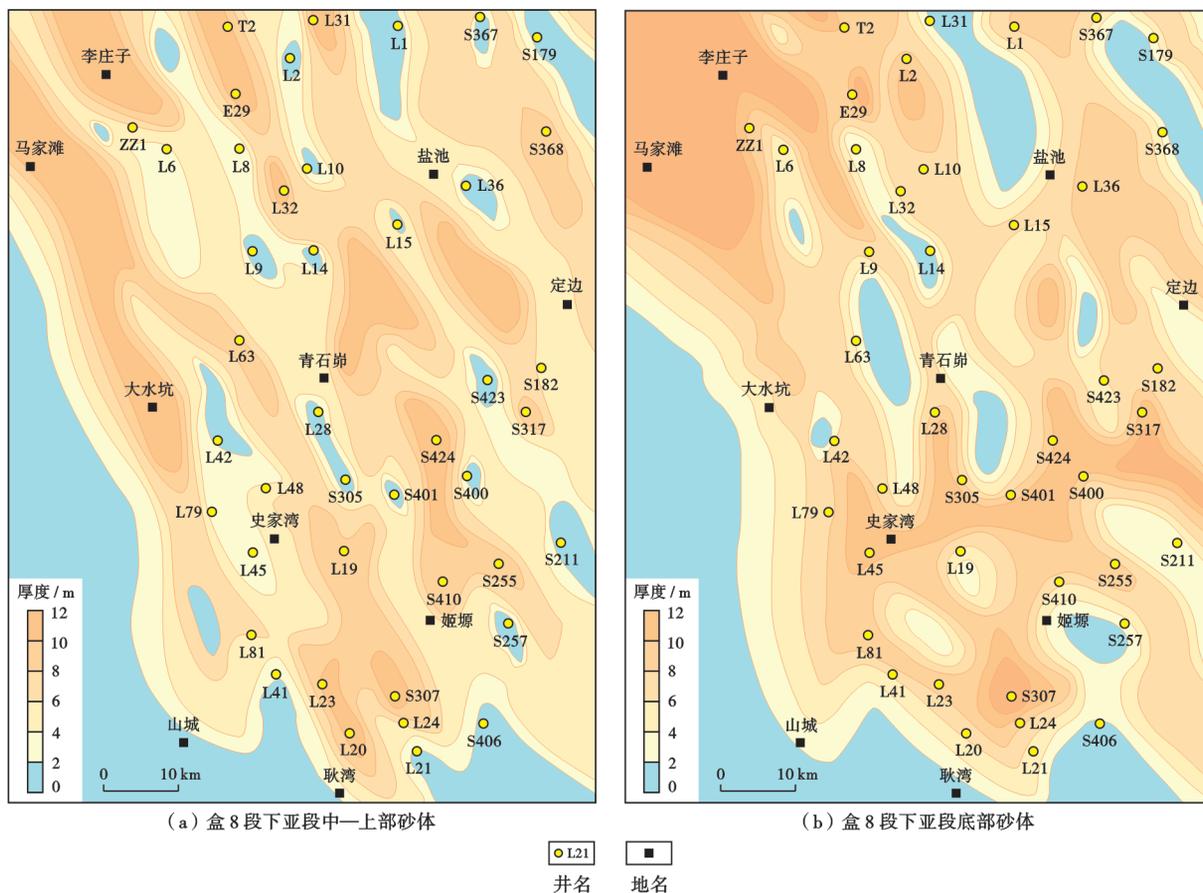


图 25 青石岭地区盒 8 段下亚段砂体厚度

Fig. 25 Sand body thickness of the lower submember of Member 8 of Xiashihezi Formation in Qingshimao area

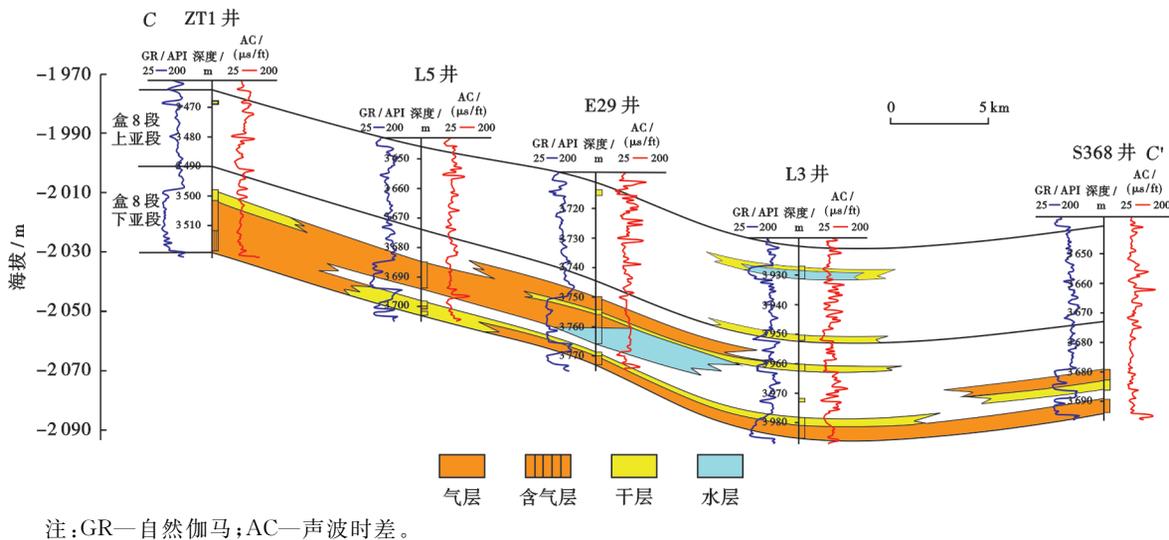


图 26 青石岭地区北部气藏剖面(剖面位置见图 7)

Fig. 26 Gas reservoir profile in the north of Qingshimao area

分布具有一定的调整作用,这也导致研究区气水分布复杂^[31]。目前,中国石油长庆油田公司在已有钻探成果的基础上,充分结合地质认识和二维/三维地震资料对青石岭气田的微幅构造开展了精细刻画,在目标区内寻找相对构造高部位实施井位部署的同时,开展高水饱和致密砂岩气藏压裂改造工艺技术攻关,优选一

种在注入过程中可快速吸附气体的支撑剂,进一步提高生产中控水增气的实效。

5 结论

(1) 青石岭地区古地貌相对平缓,构造相对稳定,形成了多物源、多水系、强物源供给体系下的广覆式、

大面积三角洲前缘亚相砂体沉积,源-储关系配置优越,裂缝对储层的调整改造作用明显,为青石岭气藏的形成提供了良好的成藏地质条件。

(2) 青石岭气田具有先改造、后成藏的特点。断裂构造对致密储层调整改造、低生烃强度下天然气的长期连续充注以及生烃高峰期较高的源-储压差是青石岭地区形成构造-岩性气藏的关键因素。

(3) 地震采集处理技术的进步、基于钻井-地震-地质的砂体精细刻画技术以及复杂气水关系下的井位优选技术为青石岭气田的勘探提供了理论指导和技术支持。

参 考 文 献

- [1] 刘晓鹏,赵会涛,闫小雄,等. 克拉通盆地致密气成藏地质特征与勘探目标优选——以鄂尔多斯盆地上古生界为例[J]. 天然气地球科学,2019,30(3):331-343.
LIU Xiaopeng, ZHAO Huitao, YAN Xiaoxiong, et al. The geological characteristics of tight sandstone gas and exploration target evaluation in the craton basin: case study of the Upper Palaeozoic of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(3): 331-343.
- [2] 付金华,李士祥,郭芪恒,等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩油富集条件及有利区优选[J]. 石油学报,2022,43(12):1702-1716.
FU Jinhua, LI Shixiang, GUO Qiheng, et al. Enrichment conditions and favorable area optimization of continental shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1702-1716.
- [3] 张抗,张立勤,刘冬梅. 近年中国油气勘探开发形势及发展建议[J]. 石油学报,2022,43(1):15-28.
ZHANG Kang, ZHANG Liqin, LIU Dongmei. Situation of China's oil and gas exploration and development in recent years and relevant suggestions[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 15-28.
- [4] 付金华,董国栋,周新平,等. 鄂尔多斯盆地油气地质研究进展与勘探技术[J]. 中国石油勘探,2021,26(3):19-40.
FU Jinhua, DONG Guodong, ZHOU Xinping, et al. Research progress of petroleum geology and exploration technology in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 19-40.
- [5] 何江川,余浩杰,何光怀,等. 鄂尔多斯盆地长庆气区天然气开发前景[J]. 天然气工业,2021,41(8):23-33.
HE Jianguan, YU Haojie, HE Guanghuai, et al. Natural gas development prospect in Changqing gas province of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 23-33.
- [6] 付锁堂,付金华,席胜利,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相页岩气地质特征及勘探前景[J]. 中国石油勘探,2021,26(2):33-44.
FU Suotang, FU Jinhua, XI Shengli, et al. Geological characteristics of Ordovician marine shale gas in the Ordos Basin and its prospects[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 33-44.
- [7] 舒鹏程,冯强汉,许淑梅,等. 鄂尔多斯盆地西部奥陶系风化壳岩溶作用模式[J]. 沉积学报,2021,39(6):1565-1579.
SHU Pengcheng, FENG Qianghan, XU Shumei, et al. Model of weathering crust karstification in the Ordovician, western Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(6): 1565-1579.
- [8] 刘池洋,赵红格,桂小军,等. 鄂尔多斯盆地演化-改造的时空坐标及其成藏(矿)响应[J]. 地质学报,2006,80(5):617-638.
LIU Chiyang, ZHAO Hongge, GUI Xiaojun, et al. Space-time coordinate of the evolution and reformation and mineralization response in Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(5): 617-638.
- [9] 何登发,包洪平,开百泽,等. 鄂尔多斯盆地及其邻区关键构造变革期次及其特征[J]. 石油学报,2021,42(10):1255-1269.
HE Dengfa, BAO Hongping, KAI Baize, et al. Critical tectonic modification periods and its geologic features of Ordos Basin and adjacent area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(10): 1255-1269.
- [10] 翟咏荷,何登发,开百泽. 鄂尔多斯盆地及邻区早二叠世构造-沉积环境与原型盆地演化[J]. 地质前缘,2023,30(2):139-153.
ZHAI Yonghe, HE Dengfa, KAI Baize. Tectono-depositional environment and prototype basin evolution in the Ordos Basin during the Early Permian[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(2): 139-153.
- [11] ZOU Caineng, YANG Zhi, TAO Shizhen, et al. Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: the Ordos Basin, north-central China[J]. Earth-Science Reviews, 2013, 126: 358-369.
- [12] ZOU Caineng, YANG Zhi, HUANG Shipeng, et al. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 451-462.
- [13] 赵会涛,刘晓鹏,贾丽,等. 鄂尔多斯盆地天环坳陷北段低生烃强度区致密气成藏富集规律及勘探目标[J]. 天然气地球科学,2021,32(8):1190-1200.
ZHAO Huitao, LIU Xiaopeng, JIA Li, et al. Accumulation regularity and target of tight sandstone gas in low hydrocarbon generation intensity area of northern Tianhuan depression, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(8): 1190-1200.
- [14] 陈安清,陈洪德,徐胜林,等. 鄂尔多斯盆地北部晚古生代沉积充填与兴蒙造山带“软碰撞”的耦合[J]. 吉林大学学报:地球科学版,2011,41(4):953-965.
CHEN Anqing, CHEN Hongde, XU Shenglin, et al. Sedimentary filling of north Ordos and their implications for the soft collision process of Hing Gan Mts. -Mongolia orogenic belt in Late Palaeozoic[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2011, 41(4): 953-965.
- [15] 张泓,沈光隆,何宗莲. 华北板块晚古生代古气候变化对聚煤作用的控制[J]. 地质学报,1999,73(2):131-139.
ZHANG Hong, SHEN Guanglong, HE Zonglian. Control of palaeoclimatic change on Late Palaeozoic coal accumulation of the North China plate[J]. Acta Geologica Sinica, 1999, 73(2): 131-139.
- [16] 刘锐娥,肖红平,范立勇,等. 鄂尔多斯盆地二叠系“洪水成因型”辫状河三角洲沉积模式[J]. 石油学报,2013,34(增刊1):120-127.
LIU Rui'e, XIAO Hongping, FAN Liyong, et al. A depositional mode of flood-induced braided river delta in Permian of Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(S1): 120-127.
- [17] 田景春,吴琦,王峰,等. 鄂尔多斯盆地石盒子组盒8段储集砂体发育控制因素及沉积模式研究[J]. 岩石学报,2011,27(8):2403-2412.
TIAN Jingchun, WU Qi, WANG Feng, et al. Research on development factors and the deposition model of large area reservoir sand-

- stones of He 8 section of Xiashihezi Formation of Permian in Ordos Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(8): 2403-2412.
- [18] 王兴志, 林刚, 姚泾利, 等. 鄂尔多斯盆地盐池地区二叠系山 1—盒 8 段物源分析[J]. *地质与勘探*, 2014, 50(5): 997-1006.
WANG Xingzhi, LIN Gang, YAO Jingli, et al. Provenance of the Permian Shanxi Formation 1st Member and Shihezi Formation 8th Member in the Yanchi area, west of Ordos Basin[J]. *Geology and Exploration*, 2014, 50(5): 997-1006.
- [19] 付金华, 范立勇, 刘新社, 等. 苏里格气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2019, 40(2): 240-256.
FU Jinhua, FAN Liyong, LIU Xinshe, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies in Sulige gas field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(2): 240-256.
- [20] 李文厚, 张倩, 李克永, 等. 鄂尔多斯盆地及周缘地区晚古生代沉积演化[J]. *古地理学报*, 2021, 23(1): 39-52.
LI Wenhou, ZHANG Qian, LI Keyong, et al. Sedimentary evolution of the Late Paleozoic in Ordos Basin and its adjacent areas [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2021, 23(1): 39-52.
- [21] 刘新社, 周立发, 侯云东, 运用流体包裹体研究鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏[J]. *石油学报*, 2007, 28(6): 37-42.
LIU Xinshe, ZHOU Lifa, HOU Yundong. Study of gas charging in the Upper Paleozoic of Ordos Basin using fluid inclusion[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(6): 37-42.
- [22] 潘立银, 倪培, 欧光习, 等. 油气包裹体在油气地质研究中的应用——概念、分类、形成机制及研究意义[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2006, 25(1): 19-28.
PAN Liyin, NI Pei, OU Guangxi, et al. Application of organic inclusion study in petroleum geology—conception, classification, formation mechanism and significance[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2006, 25(1): 19-28.
- [23] 张水昌, 米敬奎, 刘柳红, 等. 中国致密砂岩煤成气藏地质特征及成藏过程——以鄂尔多斯盆地上古生界与四川盆地须家河组气藏为例[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(3): 320-330.
ZHANG Shuichang, MI Jingkui, LIU Lihong, et al. Geological features and formation of coal-formed tight sandstone gas pools in China: cases from Upper Paleozoic gas pools, Ordos Basin and Xujiahe Formation gas pools, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(3): 320-330.
- [24] 李剑, 魏国齐, 谢增业, 等. 中国致密砂岩大气田成藏机理与主控因素——以鄂尔多斯盆地和四川盆地为例[J]. *石油学报*, 2013, 34(增刊 1): 14-28.
LI Jian, WEI Guoqi, XIE Zengye, et al. Accumulation mechanism and main controlling factors of large tight sandstone gas fields in China: cases study on Ordos Basin and Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(S1): 14-28.
- [25] 张福东, 李君, 魏国齐, 等. 低生烃强度区致密砂岩气形成机制——以鄂尔多斯盆地天环坳陷北段上古生界为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(1): 73-81.
ZHANG Fudong, LI Jun, WEI Guoqi, et al. Formation mechanism of tight sandstone gas in areas of low hydrocarbon generation intensity: a case study of the Upper Paleozoic in north Tianhuan depression in Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 73-81.
- [26] 张进, 马宗晋, 任文军. 鄂尔多斯西缘逆冲褶皱带构造特征及其南北差异的形成机制[J]. *地质学报*, 2004, 78(5): 600-611.
ZHANG Jin, MA Zongjin, REN Wenjun. Tectonic characteristics of the western Ordos thrust-fold belt and the causes for its north-south segmentation[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2004, 78(5): 600-611.
- [27] ZHAO Junfeng, LIU Chiyang, WANG Xiaomei, et al. Subsidence of the Mesozoic Ordos Basin and resulting migration of depocenters[M]// YANG Renchao, VAN LOON A J. The Ordos Basin: sedimentological research for hydrocarbons exploration. San Diego: Elsevier, 2022: 153-168.
- [28] ZHANG Jin, QU Junfeng, ZHANG Beihang, et al. Mesozoic intraplate deformation of the central North China craton: mechanism and tectonic setting[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2020, 192: 104269.
- [29] 杨丽华, 刘池洋, 代双和, 等. 鄂尔多斯盆地古峰庄地区断裂特征及油气地质意义[J]. *地球科学进展*, 2021, 36(10): 1039-1051.
YANG Lihua, LIU Chiyang, DAI Shuanghe, et al. Fault characteristics and petroleum geological significance in the Gufengzhuang area, Ordos Basin[J]. *Advances in Earth Science*, 2021, 36(10): 1039-1051.
- [30] 黄雷, 刘池洋, 何发岐, 等. 克拉通盆地内断裂走滑变形特征[J]. *西北大学学报: 自然科学版*, 2022, 52(6): 930-942.
HUANG Lei, LIU Chiyang, HE Faqi, et al. Strike-slip deformation characteristics of fault in craton basin[J]. *Journal of Northwest University: Natural Science Edition*, 2022, 52(6): 930-942.
- [31] 刘新社, 任德生, 侯云东, 等. 鄂尔多斯盆地天环坳陷北段上古生界裂缝特征及对气水分布的影响[J]. *地质力学学报*, 2017, 23(5): 646-653.
LIU Xinshe, REN Desheng, HOU Yundong, et al. Fracture characteristics of Upper Paleozoic and its influence on gas and water distribution on the northern section of the Tianhuan depression, Ordos Basin[J]. *Journal of Geomechanics*, 2017, 23(5): 646-653.

(收稿日期 2023-03-22 改回日期 2023-09-11 编辑 雷永良)