

鄂尔多斯盆地定边—富县地区延长组长8油层组致密油富集因素与富集模式

吴伟涛^{1,2,3}, 李天宇¹, 闫新智⁴, 周凯⁴, 殷露¹, 曹磊^{1,2,3}

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 西安石油大学 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065; 3. 西安石油大学 油气资源智能地球物理探测陕西省高等学校重点实验室, 陕西 西安 710065; 4. 延长油田股份有限公司 勘探部, 陕西 延安 716000)

摘要:多源供烃条件下的致密油富集规律研究是油气富集理论的重要内容。以鄂尔多斯盆地定边—富县地区延长组长8油层组(长8)致密油藏为研究对象,综合运用钻井、测井、岩心、薄片、地球化学、试油及试采等资料,系统评价了长7油层组(长7)张家滩页岩、长9油层组(长9)李家畔页岩以及长8泥页岩的烃源岩生烃潜力,明确了致密油藏的基本特征,探讨了不同成藏组合下的致密油富集因素,并建立了相应的富集模式。研究结果表明:①定边—富县地区发育长7、长9和长8等3套好—优质烃源岩,以长7底部张家滩页岩生烃潜力最优,总有机碳含量(TOC)平均值为6.1%,呈大面积分布;长9顶部李家畔页岩和长8泥页岩次之,TOC平均值分别为5.3%和3.9%,分布在甘泉—富县—志丹地区。②长8储层岩性为细砂岩和粉砂岩,其实测孔隙度主峰为4.0%~12.0%,平均值为7.9%,实测渗透率主体为 $(0.10 \sim 0.40) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值为 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于致密储层。该区致密砂岩油藏多呈透镜状、成带成群分布,表现出连续聚集特征。③长8油层亚组(长8¹)的致密油富集主要受长7³油层亚组(长7³)烃源岩供烃能力、源—储之间的薄泥岩厚度和强底板的封堵作用控制,成藏组合以“源上储下”类长7³单源直接型最优,其次为“源夹储”类长7³+长8²油层亚组(长8²)双源型组合,而“源夹储”类长7³+长9¹油层亚组(长9¹)双源型组合较差。长8²油藏的致密油富集则主要依赖于长9¹烃源岩、优质储层条件和盖层的封堵作用控制,其成藏组合以“源下储上”类长9¹单源直接型最好,其次为“源夹储”类长9¹+长8²双源型组合。④长8油藏发育3种致密油富集模式,分别为定边—吴起地区的长8¹“强源—强封”高效型富集模式、甘泉—富县地区的长8²“优源—优储—优盖”互补型富集模式和志丹地区的长8³“多源—优储”协同型富集模式。旨在深化致密油富集理论的同时,有助于长8致密油的高效勘探与开发。

关键词:富集因素;富集模式;致密油;长8油层组;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Enrichment factors and patterns of tight oil in the 8th oil group of the Yanchang Formation, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

WU Weitao^{1,2,3}, LI Tianyu¹, YAN Xinzhi⁴, ZHOU Kai⁴, YIN Lu¹, CAO Lei^{1,2,3}

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China; 2. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation of Shaanxi Province, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China; 3. Key Laboratory of Intelligent Geophysical Exploration for Oil and Gas Resources of Shaanxi Higher Education Institutions, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China; 4. Exploration Department of Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an Shaanxi 716000, China)

Abstract: Research on tight oil enrichment patterns under the condition of multi-source hydrocarbon supply is a key component of hydrocarbon enrichment theory. This study examines tight oil reservoirs in the 8th oil group of the Yanchang Formation (also referred to as the Chang 8 oil group) in the Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin. By integrating data from drilling, well logging, core observations, thin-section observations, geochemical analysis, well tests, and production tests, we systematically evaluate the hydrocarbon generation potential of source rocks including the Zhangjiatan shales of the Chang 7 oil group, Lijiapan shales of the Chang 9 oil group, and the shales of the Chang 8 oil group. Accordingly, the general characteristics of tight oil reservoirs are clarified, the factors for tight oil enrichment in different oil plays are discussed, and

收稿日期:2025-07-05;修回日期:2025-08-29。

第一作者简介:吴伟涛(1983—),男,博士、副教授、硕士研究生导师,油气成藏地质学、非常规油气地质与勘探。E-mail: wtwu@xsyu.edu.cn。

基金项目:延长油田股份有限公司科技攻关项目(YT11153FW0069)。

thereby corresponding tight oil enrichment patterns are built. The results indicate that the Dingbian-Fuxian area contains three suites of good to excellent source rocks: the Chang 7, Chang 8, and Chang 9 oil groups. The widespread Zhangjiatan shales at the bottom of the Chang 7 oil group, among others, exhibit the greatest hydrocarbon generation potential, with an average total organic carbon (TOC) content of 6.1%. They are followed by the Lijiapan shales at the top of the Chang 9 oil group and shales in the Chang 8 oil group, which have average TOC contents of 5.3% and 3.9%, respectively and are distributed in the Ganquan-Fuxian-Zhidan area. Reservoirs in the Chang 8 oil group are dominated by fine-grained sandstones and siltstones, with measured peak porosity ranging from 4% to 12% (average: 7.9%) and measured permeability from $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ to $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (median: $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), establishing them as tight reservoirs. The tight-sandstone oil reservoirs in the area mostly show lenticular, zonal, and clustered distributions and are characterized by quasi-continuous accumulation. Shale tight oil enrichment in oil reservoirs in the 1st oil sub-group of the Chang 8 oil group (also referred to as the Chang 8¹ oil sub-group) is primarily controlled by the properties of the Chang 7³ oil sub-group, including the hydrocarbon supply capacity of source rocks, the thickness of the thin mudstones between source rocks and reservoirs, and the sealing performance of the strong floor. In the Chang 8¹ oil sub-group, the single-source direct oil play in the Chang 7³ oil sub-group, characterized by the configuration of upper source rocks and lower reservoirs, proves the most favorable, followed by the dual-source oil plays in the Chang 7³ and 8² oil sub-groups, where reservoirs are sandwiched between source rocks. In contrast, the dual-source oil plays in the Chang 7³ and 9¹ oil sub-groups, also characterized by reservoirs sandwiched between source rocks, represents the least favorable oil plays. Shale tight oil enrichment in the Chang 8² oil sub-group largely relies on the properties of the Chang 9¹ oil sub-group, including the hydrocarbon supply of source rocks, high-quality reservoir conditions, and the sealing performance of cap rocks. Within this oil sub-group, the single-source direct oil play in the Chang 9¹ oil sub-group, characterized by the configuration of upper reservoirs and lower source rocks, proves the most favorable. It is followed by the dual-source oil plays in the Chang 9¹ and 8² oil sub-groups, where reservoirs are again sandwiched between source rocks. Three distinct tight oil enrichment patterns are identified in the oil reservoirs of the Chang 8 oil group: (1) efficient enrichment pattern in the Chang 8¹ oil sub-group in the Dingbian-Wuqi area, driven by strong hydrocarbon supply from source rocks and high sealing performance; (2) complementary enrichment pattern in the Chang 8² oil sub-group in the Ganquan-Fuxian area, marked by the combination of excellent source rocks, high-quality reservoirs and cap rocks; and (3) synergistic enrichment pattern in the Chang 8 oil group in the Zhidan area, characterized by multiple hydrocarbon sources and high-quality reservoirs. This study aims to facilitate the efficient development and exploitation of tight oil in the Chang 8 oil group while advancing the tight oil enrichment theory.

Key words: enrichment factor, enrichment pattern, tight oil, Chang 8 oil group, Yanchang Formation, Ordos Basin

引用格式: 吴伟涛, 李天宇, 闫新智, 等. 鄂尔多斯盆地定边—富县地区延长组长8油层组致密油富集因素与富集模式[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1392–1409. DOI: 10.11743/ogg20250502.

WU Weitao, LI Tianyu, Yan Xinzh, et al. Enrichment factors and patterns of tight oil in the 8th oil group of the Yanchang Formation, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1392–1409. DOI: 10.11743/ogg20250502.

随着常规油气的勘探目标逐渐减少, 相对于源内纳米级孔喉的页岩油气, 邻源的致密油是中国最为现实的非常规油气资源类型, 中国目前已在松辽、渤海湾、鄂尔多斯、四川和新疆等十多个含油气盆地中获得原地资源量 $178.2 \times 10^8 \text{ t}$, 2023 年致密油产量超过 $1400 \times 10^4 \text{ t}^{[1]}$ 。鄂尔多斯盆地是中国第一大含油气盆地, 其中生界三叠系延长组是全球盆地致密油的勘探典范。自 1907 年中国大陆钻探第一口油井以来, 随着勘探理论的持续更新和勘探思路的不断转变, 勘探对象亦经历了显著演变: 由盆地及周边的构造和古地貌控制的侏罗系延安组油藏, 逐步转向内陆湖盆河流三角洲控制的

低渗透岩性油藏, 再到陆相淡水湖盆非常规成藏理论的致密油和页岩油藏^[2-4]。这些变化持续推动着石油勘探的发现与突破, 目前已发现的中生界产油层系超过 15 个, 为鄂尔多斯盆地油气当量的连年增产作出了巨大贡献。

鄂尔多斯盆地三叠系延长组在沉积过程中经历了两次较大的湖侵—湖退作用, 形成了长 7 油层组 (长 7) 和长 9 油层组 (长 9) 两套主力优质烃源岩^[5-8], 受湖平面的频繁波动和沉积中心的迁移, 局部地区的长 8、长 6、长 4+5、长 10 和长 1 等油层组亦发育具有一定供烃能力的烃源岩^[9-12], 为中生界多层系的石油富集提供了油气来源。经历了长时间、大规模的勘探开发, 长 6

叠系延长组是鄂尔多斯盆地的主力产油层系,地层连续沉积,自上而下划分出长1油层组(长1)—长10油层组(长10)等9个含油层系,均获得了规模性的储量。延长组记录了湖盆完整的水进—水退过程,长10—长7沉积期处于湖盆扩张的水进阶段,长9沉积期发育了一期较大规模的湖侵作用,湖盆中心位于志丹—甘泉—富县一带(图1a);湖盆中心向西南方向迁移,于长7沉积期达到最鼎盛时期,沉积中心处于盐池—环县—华池—正宁一带,表现为一不对称的北西—南东向湖盆^[16]。随后的长6—长1沉积期为湖盆逐渐萎缩的水退过程。长8被长7底部“张家滩页岩”(K₁)和长9顶部“李家畔页岩”(K₀)所夹持(图1b),其地层厚度为27.4~111.5 m,主体为40~80 m,细分为长8¹油层亚组(长8¹)和长8²油层亚组(长8²),两者厚度总体相近,由定边地区到富县地区的厚度呈逐渐增加趋势。长8沉积期湖水整体较浅,发育滨浅湖和三角洲前缘亚相的砂—泥岩互层^[16],砂体主要为重力流沉积砂体,西部和北部发育三角洲前缘亚相水下分流河道砂体,局部发育重力流沉积砂体;同时,志丹—富县—甘泉地区的局部发育具有一定供烃能力的烃源岩。长8砂体与长7、长9以及长8本身的烃源岩形成了多源供烃的“三明治”式源—储接触关系。长8顶面构造海拔介于-1 100~300 m,为一西倾单斜特征,局部存在鼻状构造高点。

2 长8致密油烃源岩与储层条件

2.1 烃源岩条件

定边—富县地区延长组下部发育长7、长9和长8等3套优质烃源岩。其中,长7底部的张家滩页岩[长7³油层亚组(长7³)烃源岩]和长9顶部的李家畔页岩[长9¹油层亚组(长9¹)烃源岩]分别是长7和长9烃源岩

的主力贡献者,且纵向夹持长8储层,提供了致密油藏形成的充足油源。由于湖盆沉积中心的不断迁移,3套烃源岩的供烃中心在厚度、丰度和规模上均有明显差异。

2.1.1 长7³烃源岩

长7³烃源岩岩性主体为黑色页岩,含暗色泥岩,其实测总有机碳含量(TOC)范围为1.13%~21.10%(样本个数 $N=59$),平均值为6.10%,大于2.00%的占到89.8%(图2a)。其中,页岩TOC范围为3.91%~21.10%,平均值为8.94%;泥岩TOC为1.13%~6.87%,平均值为3.83%。岩石热解生烃潜量(S_1+S_2)范围为1.85~124.40 mg/g,平均值为20.90 mg/g,大于6.00 mg/g的占到81.4%,大于20.00 mg/g的占到30.5%(图2b)。其中,页岩 S_1+S_2 为10.80~124.40 mg/g,平均值为34.50 mg/g;泥岩 S_1+S_2 为1.85~27.10 mg/g,平均值为10.20 mg/g。干酪根类型主要为I型和II₁型,镜质体反射率(R_o)主要为0.7%~1.2%,处于成熟阶段,为生油的最佳阶段。按照《烃源岩地球化学评价方法》(SY/T 5735—2019)^[32],长7烃源岩总体属于优质烃源岩。

通过对752口井共计850.11 m长度岩心的系统观察,建立了不同岩性与自然伽马值之间的对应关系:黑色页岩的自然伽马值大于140 API,暗色泥岩的自然伽马值介于120~140 API。长7³烃源岩厚度分布范围为2.4~72.3 m,平均值为23.1 m,主体为5.0~40.0 m、占到总数的87.8%,整体呈南厚、北薄特征(图3a)。基于测井数据计算的TOC的范围为3.05%~24.40%,平均值为9.02%;其主体为6.00%~14.00%,占总数的75.4%,具有由西向东、由南向北减小的变化特征。结合烃源岩生烃强度计算公式^[6],长7³烃源岩生烃强度范围为(11.7~810.5)×10⁴ t/km²,平均值为205.6×10⁴ t/km²;其主体为(100~300)×10⁴ t/km²,占到总数的70.5%(图3b)。

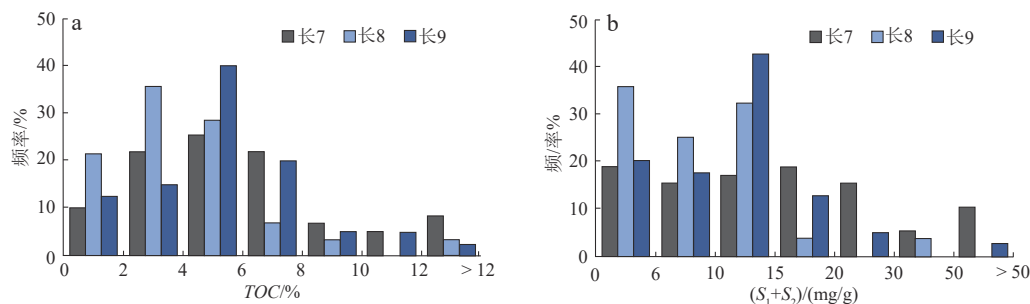


图2 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长7—长9油层组烃源岩总有机碳含量(a)和生烃潜量频率分布直方图(b)

Fig. 2 Histograms of TOC content (a) and hydrocarbon generation capacity (b) of source rocks in the Chang 7-9 oil groups, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

(TOC为总有机碳含量; S_1+S_2 为岩石热解生烃潜量。)

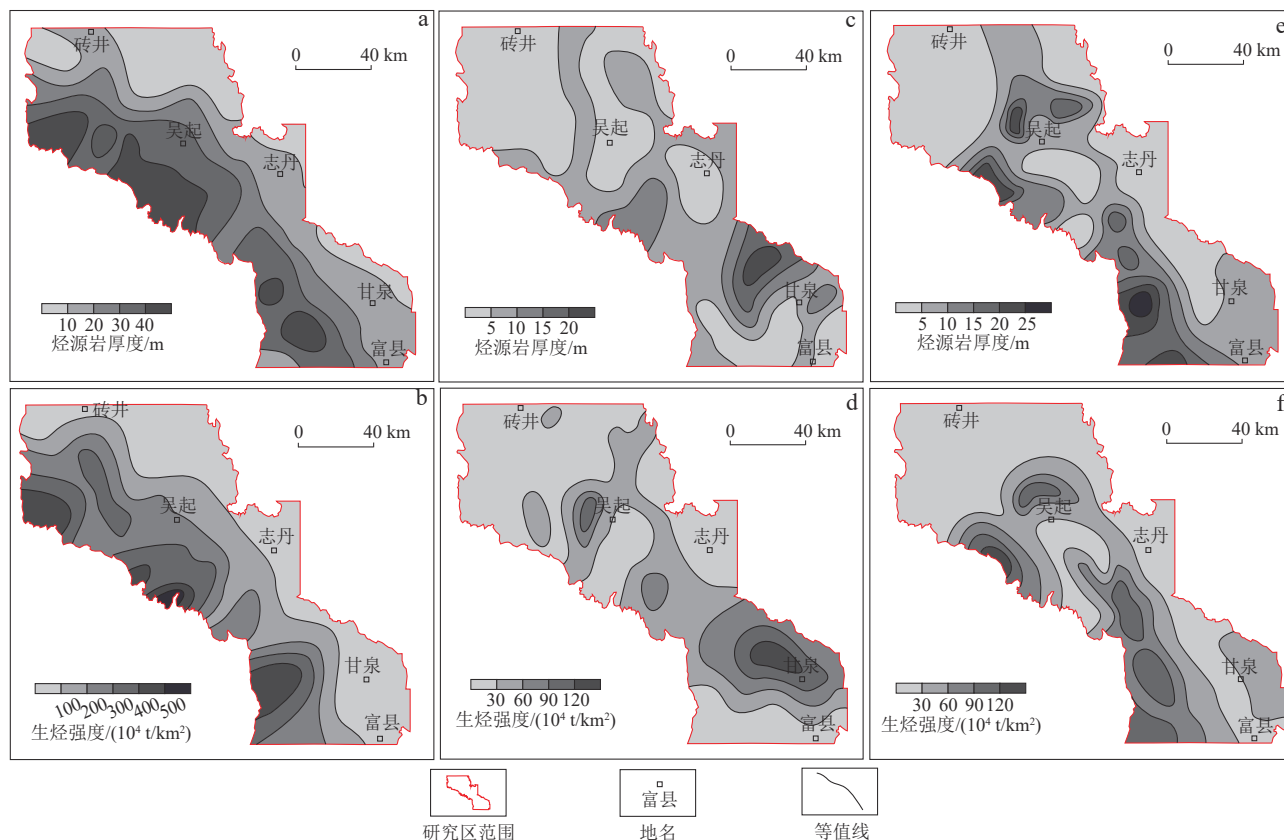


图3 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长7—长9油层组烃源岩厚度与生烃强度等值线图

Fig. 3 Contour maps showing the thicknesses and hydrocarbon generation intensity of source rocks in the Chang 7-9 oil groups, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a, b. 长7³张家滩页岩; c, d. 长9¹李家畔页岩; e, f. 长8泥页岩

2.1.2 长9¹烃源岩

长9¹烃源岩岩性为黑色页岩和暗色泥岩。根据烃源岩地球化学参数统计($N=40$),其实测 TOC 范围为1.05%~16.10%,平均值为5.30%,大于2.00%的占到87.5%(图2a); S_1+S_2 分布范围为0.15~60.46 mg/g,平均值为12.50 mg/g,大于6.00 mg/g的占到80.0%,大于20 mg/g的占到7.5%(图2b),氯仿沥青“A”含量的范围为0.04%~1.35%,平均值为0.63%。烃源岩类型主要为Ⅱ₁型,局部存在Ⅱ₂型和Ⅰ型, R_o 范围为0.68%~1.56%,平均值为1.15%。长9¹烃源岩属于好—优质烃源岩^[32]。

长9¹烃源岩厚度为1.2~38.3 m,平均值为6.9 m,主体为2.0~10.0 m、占到总井数的82.2%,具有甘泉地区厚度最大、富县地区次之、定边地区最薄的特点(图3c)。基于测井数据计算的 TOC 范围为3.20%~12.10%,平均值为6.30%,主峰为4.00%~8.00%、占到总数的70.3%,在富县—甘泉—志丹地区的交汇处最高。其生烃强度分布范围 $(5.2 \sim 238.3) \times 10^4$ t/km²、平均值为 51.2×10^4 t/km²,主体为 $(10 \sim 100) \times 10^4$ t/km²,

占到总数的83.8%,平面上具有甘泉高、定边低的东高、西低特征(图3d)。

2.1.3 长8泥页岩烃源岩

长8烃源岩岩性为暗色泥岩和黑色页岩。根据其地球化学参数统计($N=28$),其实测 TOC 范围为0.50%~14.60%,平均值为3.90%,大于2.00%的占比78.6%(图2a); S_1+S_2 分布范围为0.50~47.90 mg/g,平均值为9.30 mg/g,大于6.00 mg/g的占比64.3%,大于20.00 mg/g的占比仅为3.6%(图2b),氯仿沥青“A”含量的范围为0.01%~1.09%,平均值为0.41%。烃源岩类型主要为Ⅱ₁型,局部存在Ⅱ₂型和Ⅰ型, R_o 范围为0.74%~1.49%,平均值为1.11%。长8泥页岩烃源岩属于好—优质烃源岩^[32]。

长8烃源岩厚度为1.0~49.6 m,平均值为8.3 m,主体为2.0~6.0 m、占到总数的77.6%,平面上呈现东南厚、西北薄的特点(图3e)。基于测井数据计算的 TOC 范围为2.10%~11.60%,平均值为4.80%,主体为3.00%~6.00%、占到总数的70.5%。其生烃强度

范围为 $(1.23 \sim 217.60) \times 10^4 \text{ t/km}^2$,平均值为 $39.20 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,其主体介于 $(10.00 \sim 80.00) \times 10^4 \text{ t/km}^2$,占到总数的67.8%。生烃强度高值区分布在富县—甘泉地区西部、志丹地区南部和吴起地区中南部,定边地区处于低值区(图3f)。依据烃源岩的发育位置,长8烃源岩分为两类:一类位于长8²底部,向上可延伸到长8²中部,这一套烃源岩与长9¹烃源岩可合二为一;另一类仅在长8²顶部发育,为独立的一套烃源岩。

2.2 储层条件

2.2.1 储层砂体特征

定边—富县地区长8砂体主要为砂质碎屑流的重力流砂体,西部和北部发育三角洲前缘亚相水下分流河道砂体。长8射孔段砂体厚度统计结果显示(图4),砂体厚度范围为3.1~65.5 m,平均值为17.6 m;其主峰范围为5~25 m,占比达73.3%。平面上,砂体厚度具有北部大、南部小的特点,超过40 m的砂体分布在北部,东部富县、甘泉和志丹地区的砂体厚度稍优于西部定边—吴起地区。长8¹砂体厚度范围为3.1~65.5 m,平均值为16.8 m,其主峰为5~20 m,占到63.8%;长8²砂体厚度范围为3.3~58.9 m,平均值为18.4 m,厚度介于5.0~20.0 m的层数占到总层数的59.3%。

2.2.2 储层岩性及孔隙特征

定边—富县地区长8储层岩性主要为长石砂岩($N=343$),在定边西部发育岩屑长石砂岩和岩屑砂岩,该类岩性的形成主要取决于研究区西侧盐池地区的物源供给。其中,长石含量范围为15.9%~82.4%,平均值为53.1%;石英含量范围为8.8%~46.6%,平均值为

24.8%;岩屑含量范围为2.2%~55.6%,平均值为11.6%。岩屑主要源于变质岩岩屑,岩浆岩岩屑次之。填隙物含量约为11.2%;杂基中的黏土矿物主要为伊利石和绿泥石,占到黏土矿物含量的75.6%,而高岭石含量较低,约为12.5%,局部含水云母;胶结物主要为方解石胶结物,其次为以石英次生加大边出现的硅质胶结物,含白云石、菱铁矿和黄铁矿。薄片和粒度资料显示其粒径 Φ 值主体为2~4,对应的粒径为0.062 5~0.250 0 mm,属于细砂岩。

在沉积、成岩和构造等多重作用控制下,长8储层主要发育粒间溶孔、粒间孔隙和粒内溶孔,局部发育微裂隙,其面孔率范围为3.6%~7.2%,平均值为5.2%。粒间溶孔主要为胶结物遭受溶蚀作用而形成的孔隙类型,形态不规则,分布不均匀,且常与长石伴生,面孔率约为1.9%;其次为粒间孔隙,这里指未被杂基所充填的颗粒间孔隙,孔隙边缘较清晰,颗粒边缘附着油浸后的黑褐色绿泥石膜,面孔率为1.7%;粒内溶孔也是重要的孔隙类型,为岩屑和长石遭受溶蚀作用所形成的蜂窝状和港湾状的溶蚀孔隙,孔隙边界较为模糊,其面孔率为1.4%。微裂缝为颗粒之间细长的颗粒边缘裂缝,在云母类矿物中易演化成溶蚀性裂缝,面孔率为0.1%~0.2%。

2.2.3 储层物性特征

长8储层属于致密储层。根据储层孔隙度和渗透率分析(图5),实测孔隙度为3.0%~18.8%($N=2\ 665$)、平均值7.9%,主峰介于4%~12%、占样品总数的82.0%;实测渗透率为 $(0.01 \sim 189.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ($N=2\ 501$)、平均值 $0.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、中值 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主峰为 $(0.10 \sim 0.40) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、占样品数的56.7%。长8¹储层物性稍优于长8²。长8¹孔隙度为3.1%~18.8%($N=1\ 586$)、平均值8.0%,主峰为4.0%~12.0%、占样品总数的84.1%;渗透率为 $(0.02 \sim 189.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ($N=1\ 494$)、平均值 $0.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值 $0.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。长8²孔隙度为3.0%~18.4%($N=1\ 079$)、平均值为7.9%,主峰为4.0%~12.0%、占样品总数的78.8%;渗透率为 $(0.02 \sim 32.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ($N=1\ 007$)、平均值 $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 长8油藏特征

3.1 长8致密油分布特征

按照《油气矿产资源储量分类》^[33],富县—甘泉—

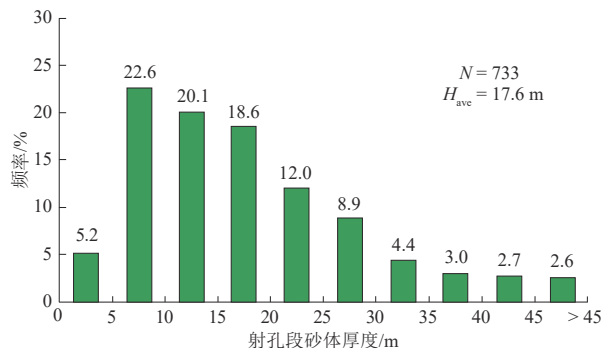


图4 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长8油层组砂体厚度频率分布直方图

Fig. 4 Histogram showing the sand body thickness in the Chang 8 oil group, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin (N 为样本个数; H_{ave} 为射孔段砂体厚度平均值。)

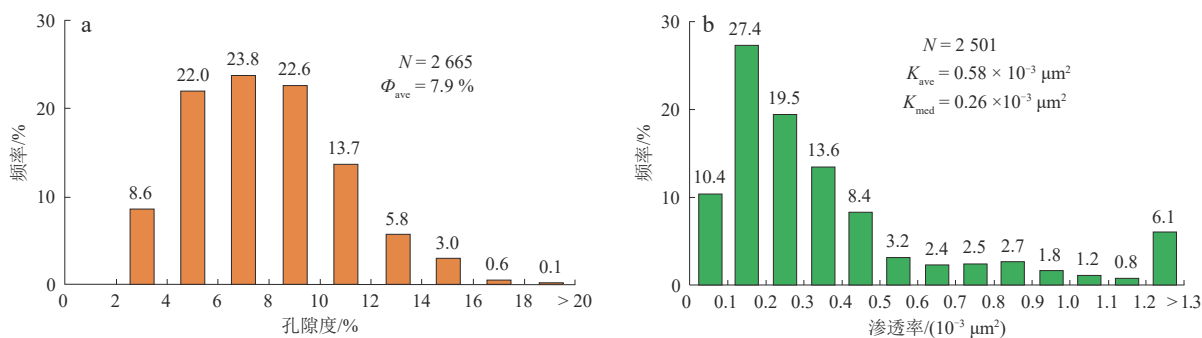


图5 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长8油层组储层物性频率分布直方图

Fig. 5 Histograms showing the porosity and permeability of reservoirs in the Chang 8 oil group, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin, Ordos basin

a. 孔隙度; b. 渗透率

(N 为样本个数; Φ_{ave} 为孔隙度平均值; K_{ave} 为渗透率平均值; K_{med} 为渗透率中值。)

志丹地区长8埋深主体为1 000~2 000 m,取 $1.0 \text{ m}^3/\text{d}$ 为工业油流产量下限;吴起—定边地区埋深大于2 000 m,取 $3.0 \text{ m}^3/\text{d}$ 为工业油流产量下限。定边—富县地区887口井1 153层长8试油成果统计显示,工业油流井为315口,占比为35.5%;低产油流井为265口,占比为29.9%。长8¹试油层的工业油层为212层,占到总试油层($N=530$)的40.0%;低产油层为202层,占到总试油层的38.1%。产油层主要分布在富县地区西北部、甘泉地区西南部和志丹地区,定边—吴起地区有所分散(图6a)。长8²试油层的工业油层和低产油层分别为

247层和260层,分别占到总试油层($N=623$)的39.6%和41.7%,产油层主要在甘泉地区西北部和富县地区北部,志丹地区相对分散,吴起—定边地区零星分布(图6b)。纵向上,长8²产油井在西部富县—甘泉地区明显多于长8¹,而东部定边—吴起—志丹地区的长8¹产油井则优于长8²。为了产量之间的比较,引入产量指数,其指单位埋藏深度的试油产量,单位为 $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{km})$ 。

3.2 长8致密油藏类型

长8油藏主要为透镜状致密砂岩油藏。定边—富

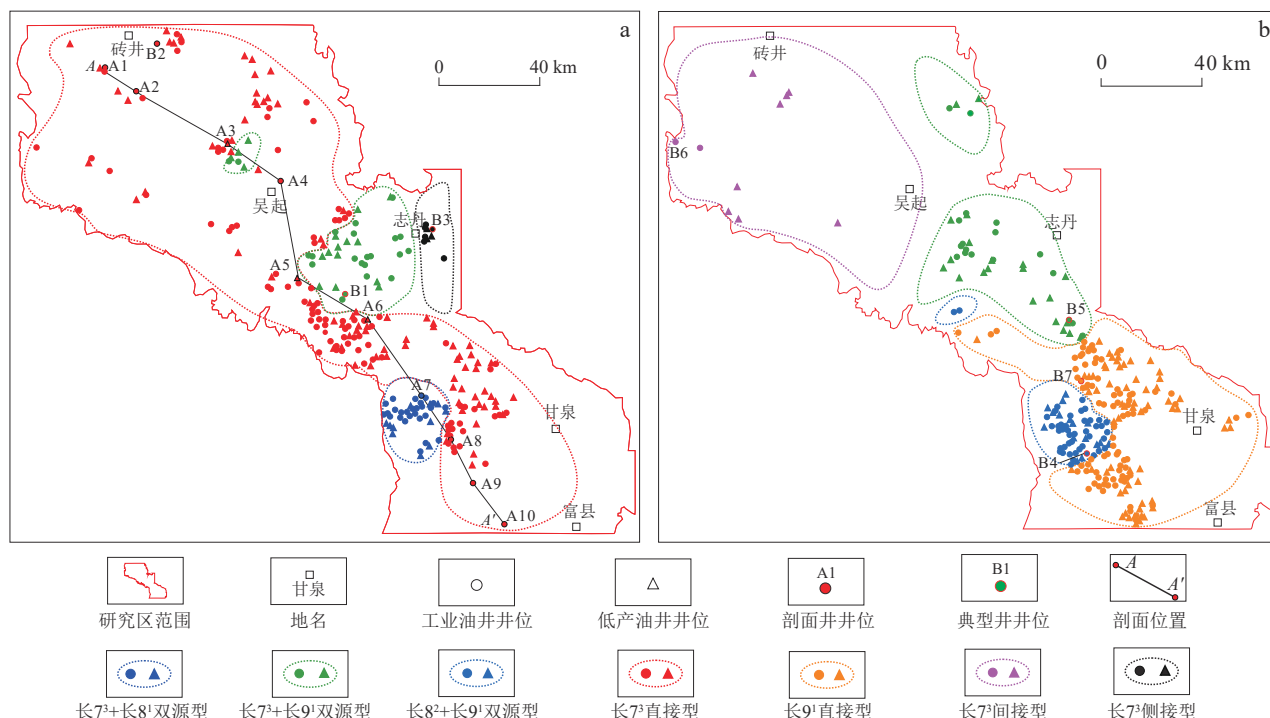
图6 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长8¹(a)和长8²油层亚组(b)产油井及致密油成藏组合分布

Fig. 6 Distribution maps of oil-producing wells and oil plays in the Chang 8¹ (a) and Chang 8² (b) oil sub-groups, Dingbian-Fuxian area,

Ordos Basin

县地区处于长9沉积期湖盆中心和长7沉积期湖盆北岸,受两次湖侵事件的影响,以砂质碎屑流砂体为主的重力流发育,而靠近东北物源的北部发育三角洲前缘亚相水下分流河道砂体。以细砂岩和粉-细砂岩为主的砂体物性较好,在生烃动力充足的地区,粒度更为细小的粉砂岩亦可作为有效储层。长8地层岩性为砂-泥岩互层,前三角洲亚相、滨浅湖相的泥质岩类具有孔隙小、喉道窄和排替压力高的特点,与物性相对较好的细砂岩和粉砂岩构成了砂储泥封型储-封组合。大面积的优质烃源岩所生成的石油在生烃压力的驱动下向上、向下以及侧向进入砂体,在砂体内部进行一定距离的运移,受侧向和垂向上的封堵层遮挡,形成成群、成带的岩性透镜状油藏,呈现准连续型聚集特征^[34-35]。由于致密砂岩微纳米级喉道以及排驱动力不均一的影响,储层中含有较高的毛细管水和束缚水,油-水之间未能形成有效的垂向分异,试油成果多呈现油-水同储-同出的特点。过A1井—A10井长8油藏剖面显示(图7),细砂岩和局部的粉砂岩为有效储层,泥质岩类和粉砂质泥岩为油藏的遮挡层,油层呈现多层叠置分布,无明显的油-水界面,油-水同储同出。油藏在构造高部位、中部位以及低部位均有分布,不受区域构造控制。

3.3 长8致密油藏流体性质

定边—富县地区长8油藏属于特低孔、特低渗和低压的轻质油藏^[36]。长8油藏流体性质的统计显示(表1),油藏的原油密度范围为0.808~0.935 g/cm³,主体为0.820~0.840 g/cm³,平均值为0.828 g/cm³,属于轻质油;黏度(50℃)范围为1.3~19.0 mPa·s,平均值为5.2 mPa·s,属于中黏度油藏;凝固点介于2.0~56.0℃,平均值为24.3℃;溶解气/油比范围为7.1~84.7 m³/m³,平均值为37.7 m³/m³;地层水矿化度为5.1~94.1 g/L,平均值为20.7 g/L,水型主要为氯化钙型地层水,局部存在碳酸氢钠型地层水。不同地区的原油性质和气/油比有所差异。从吴起一定边地区到富县地区,密度和黏度呈现逐渐降低的特征,可能是东部富县—甘泉地区存在高成熟度的长9(含长8)烃源岩的贡献影响;溶解气/油比则呈现定边—吴起地区高(超过50.0 m³/m³),志丹和富县地区居中,甘泉地区最低(仅为22.2 m³/m³),可能与甘泉地区埋藏浅、保存条件差有关。

4 长8致密油成藏组合及富集因素

由于烃源岩和储层及其两者间的源-储关系的多

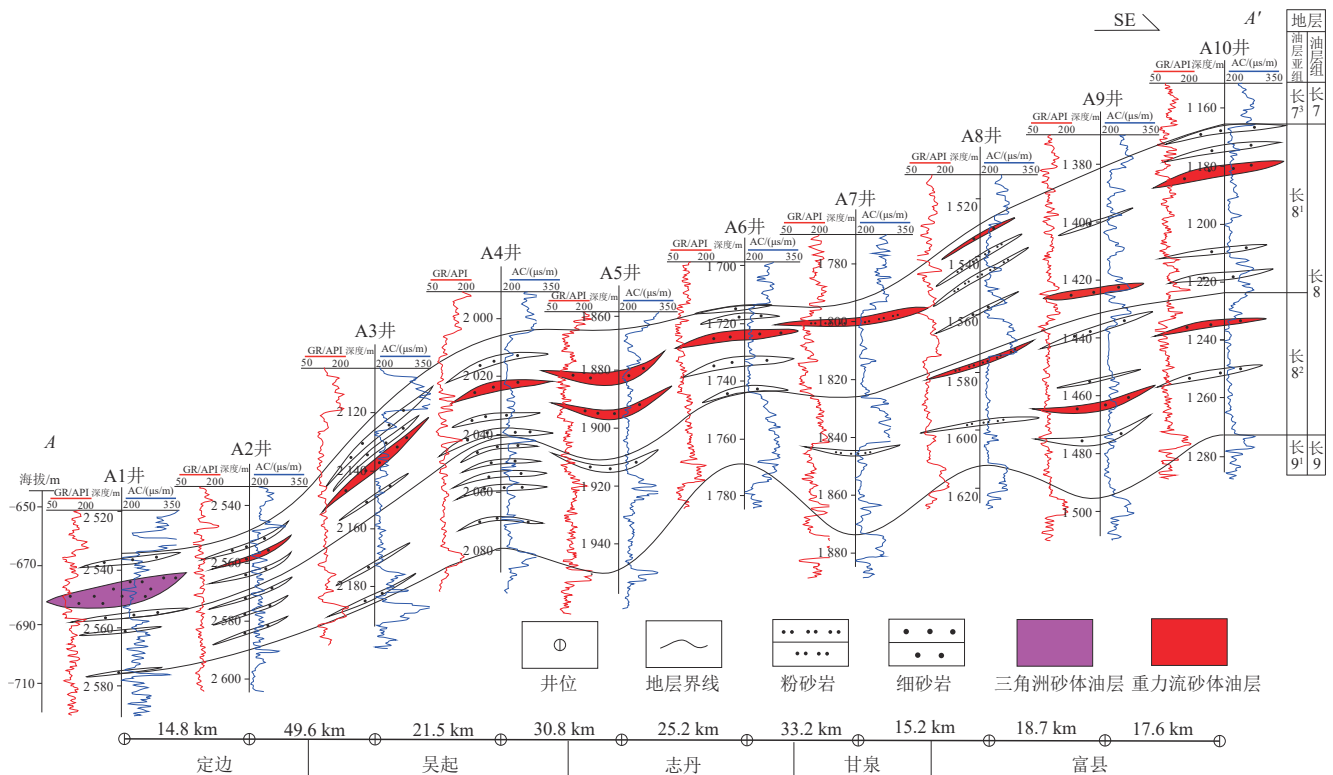


图7 鄂尔多斯盆地定边—富县地区A1井—A10井长8油层组致密油藏连井对比剖面

Fig. 7 Well-correlation section crossing wells A1—A10 showing tight oil reservoirs in the Chang 8 oil group, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

表1 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长8油层组油藏流体参数

Table 1 Fluid parameters of oil reservoirs in the Chang 8 oil group, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

流体参数	地区				
	富县	甘泉	志丹	吴起	定边
密度/(g/cm ³)	0.808~0.884 0.823(167)	0.810~0.935 0.827(176)	0.811~0.885 0.832(147)	0.820~0.876 0.841(39)	0.831~0.846 0.840(15)
黏度(50℃)/(mPa·s)	1.3~12.1 4.6(165)	1.7~12.8 5.0(174)	3.2~11.8 5.3(148)	3.1~19.0 6.3(39)	—
凝固点/℃	2~58.5 23.6(165)	5~56 5.0(172)	4~38 24.6(147)	8~34 22.1(36)	—
气/油比/(m ³ /m ³)	18.6~45.4 37.1(7)	7.13~42.1 22.2(24)	26.8~47.73 38.6(7)	43.5~84.7 65.3(9)	31.3~75.4 51.5(9)
地层水矿化度/(g/L)	5.3~49.9 15.1(203)	5.12~81.1 16.9(209)	6.25~94.1 27.0(216)	5.73~70.2 24.5(75)	25.2~68.2 45.6(12)

注:表中数据格式为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值(样品个数)}}$ 。“—”表示未收集到数据。

样性,长8内部小层中致密油的富集程度存在差异。根据长8油层与长7、长8和长9烃源岩的油-源对比结果^①,结合长8¹和长8²油层与源、储条件的空间接触关系,将长8的成藏组合划分为4类,分别是“源夹储”类、“源上储下”类、“源下储上”类和“源-储侧接”类。进一步根据长8¹和长8²油层与烃源岩的层位和距离的关系,将其细分为单源型与双源型、直接型与间接型组合,共8小类(图8)。其中,长8¹油藏的4类成藏组合分别为“源夹储”类长7³+长8²双源型和长7³+长9¹双源型,“源上储下”类长7³单源直接型,“源-储侧接”类长7³侧接型组合;长8²油藏的4类成藏组合分别为“源夹

储”类长9¹+长8²双源型和长7³+长9¹双源型,“源上储下”类长7³单源间接型,“源下储上”类长9¹单源直接型组合。

4.1 长8¹致密油成藏组合及富集因素

4.1.1 “源夹储”类长7³+长8²双源型成藏组合

“源夹储”类长7³+长8²双源型成藏组合指长8¹致密储层被上覆长7³和下伏长8²顶部两套烃源岩所夹持,接受其生成的石油而形成的油藏(图8a)。该组合的砂岩厚度平均为13.4 m,孔隙度为8.6%,砂岩泥质

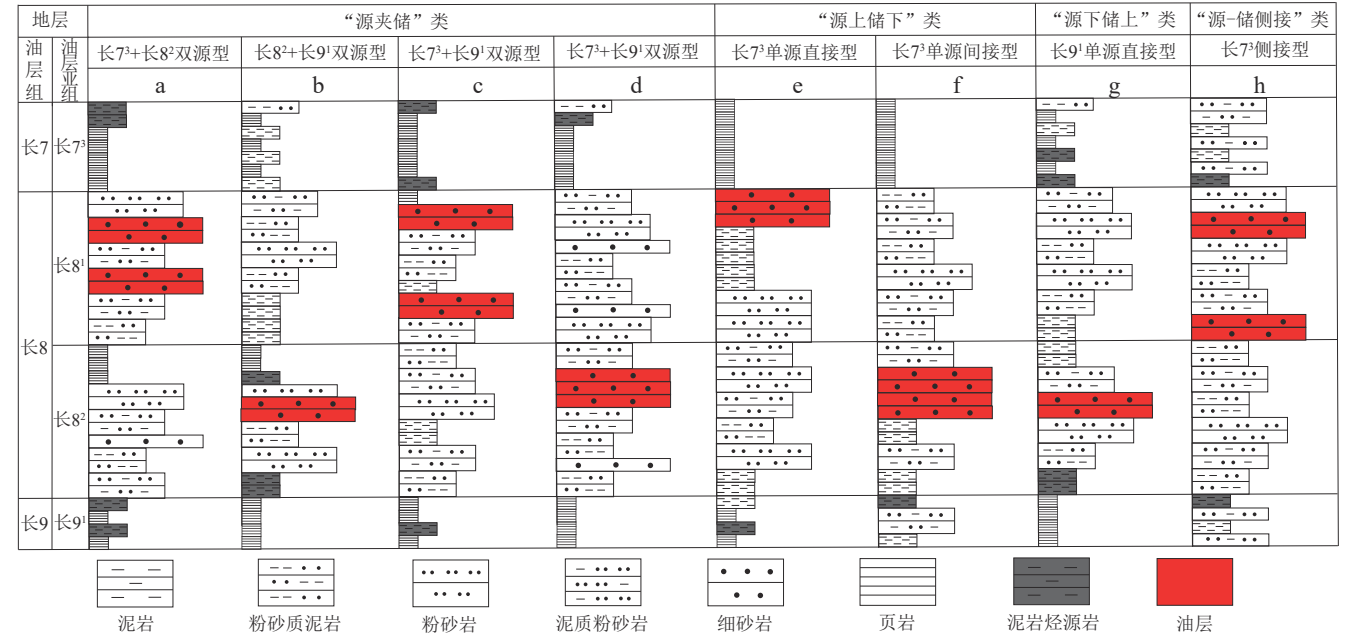


图8 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长8¹和长8²油层亚组致密油成藏组合类型

Fig. 8 Oil play types of the Chang 8¹ and 8² oil sub-groups, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

①赵靖舟,高振东,白玉彬,等.鄂尔多斯盆地吴起—富县地区致密油富集主控因素研究与甜点评价.延长油田股份有限公司,2025.

含量为29.2%,产量指数平均值为 $1.05 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{km})$,工业油层占总试油层($N=72$)的43.1%,分布在甘泉—富县地区西部和志丹地区南部(图6a)。如甘泉地区西南部的A7井(图9a),射孔深度为1799~1803 m,单砂体厚度为6.0 m,岩性为粉砂岩,实测孔隙度为8.2%,渗透率为 $0.33 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;上覆长 7^3 黑色页岩厚度约47.3 m,基于测井数据计算TOC为11.1%,生烃强度为 $415.2 \times 10^4 \text{ t/km}^2$;长 8^2 顶部泥页岩厚度约15.0 m,基于测井数据计算TOC为6.5%,生烃强度为 $73.2 \times 10^4 \text{ t/km}^2$;两套烃源岩亦是石油运移的优质封堵层。该井在试油期间发生井喷,投产前2年共产油量2375.7 t,平均产油量为3.3 t/d。

该组合不同参数与长 8^1 产量指数的关系显示

(图10),随着长 8^1 储层砂岩厚度的增加,产量指数呈先增加再减小的趋势,相对高值区[产量指数 $>2.00 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{km})$]的砂体厚度范围为10~20 m;随着长 8^1 储层孔隙度的增加,产量指数呈现先增加再减小的特征,拐点约在8%,相对高值区的对应范围为7%~10%;随着长 8^1 砂岩泥质含量的增加,产量指数先增加,再缓慢下降,拐点为20%。随着长 7^3 和长 8^2 顶部烃源岩的生烃强度增加,产量指数呈现先增加再减小的变化特征,拐点为 $200 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,相对高值区的对应范围为 $(100 \sim 300) \times 10^4 \text{ t/km}^2$;随着长 7^3 烃源岩与长 8^1 油层之间的泥岩厚度增加,产量指数呈现明显下降趋势。随着长 8^1 油层底板泥岩厚度的增加,产量指数呈现先增加后减小的趋势,相对高值区为10~20 m。

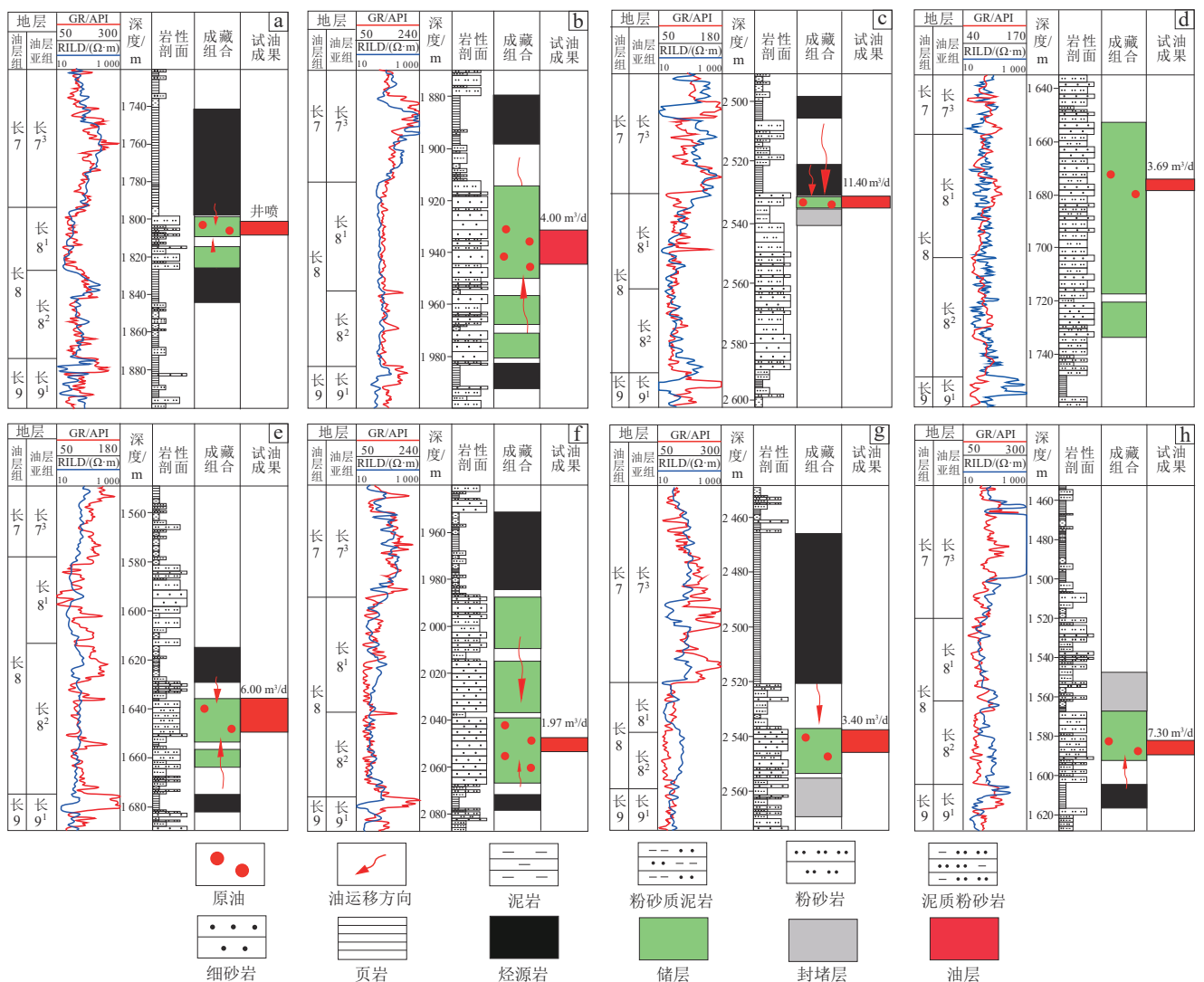


图9 鄂尔多斯盆地定边—富县地区典型井长8油层组致密油成藏组合柱状图

Fig. 9 Columns showing oil plays in the Chang 8 oil group from representative wells in the Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a. A7井,“源夹储”类长 7^3 +长 8^2 双源型成藏组合;b. B1井,“源夹储”类长 7^3 +长 9^1 双源型成藏组合;c. B2井,“源上储下”类长 7^3 单源直接型成藏组合;d. B3井,“源—储侧接”类长 7^3 侧接型成藏组合;e. B4井,“源夹储”类长 7^3 +长 8^2 双源型成藏组合;f. B5井,“源夹储”类长 7^3 +长 9^1 双源型成藏组合;g. B6井,“源上储下”类长 7^3 单源间接型成藏组合;h. B7井,“源下储上”类长 9^1 单源直接型成藏组合

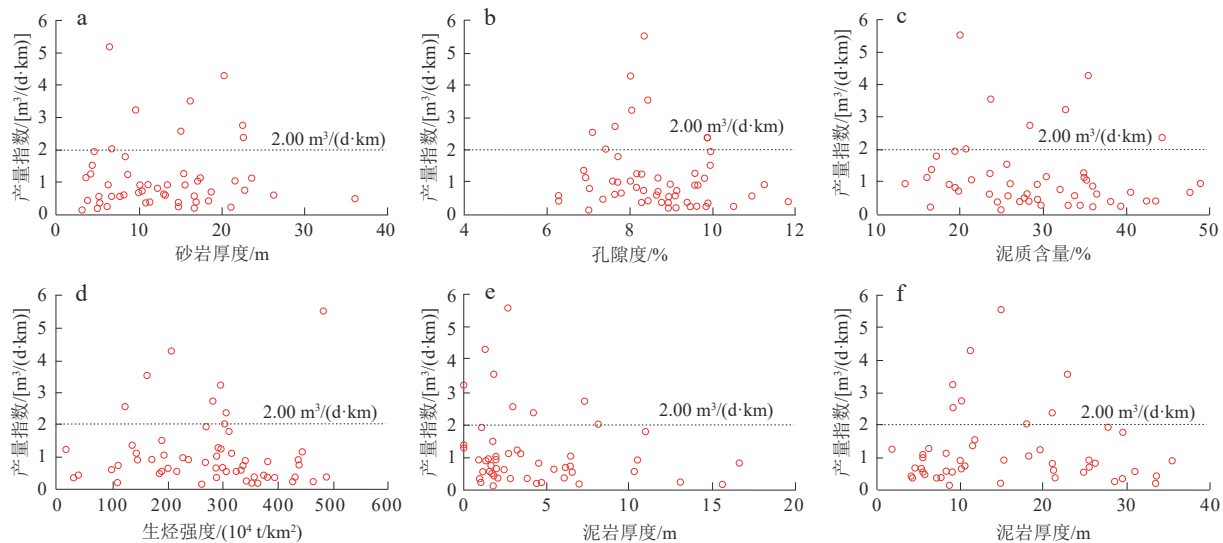


图10 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长7³+长8²双源型成藏组合中不同参数与长8¹油层产量指数交会图

Fig. 10 Cross plots showing the relationships between the production index of the Chang 8¹ and different parameters of the dual-source Chang 7³ and 8² oil plays in the Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长8¹油层砂体厚度; b. 长8¹油层孔隙度; c. 长8¹油层泥质含量; d. 长7³+长8²烃源岩生烃强度; e. 长8¹油层与张家滩页岩底泥岩厚度; f. 长8¹油层底板泥岩厚度

4.1.2 “源夹储”类长7³+长9¹双源型成藏组合

“源夹储”类长7³+长9¹双源型成藏组合指长8¹致密储层被长7³和长9¹两套烃源岩所夹持,部分地区的长8²底部泥页岩亦具有生烃能力,接受其生成的石油而形成的油藏(图8c)。该组合的砂岩厚度平均为26.1 m,孔隙度为8.5%,砂岩泥质含量为28.2%,产量指数平均值为0.76 m³/(d·km),工业油层占总试油层(N=96)的24%,其分布在志丹地区中北部和吴起地区中部(图6a)。该组合发育厚层砂岩,泥质岩类厚度较薄或不发育,烃源岩生成的石油在长8¹储层岩性和物性优的位置聚集。如志丹地区中部B1的射孔深度1 932~1 934 m和1 938~1 943 m,单砂岩厚度为41 m,岩性为细砂岩,孔隙度为7.4%,泥质含量为28.5%,长7³和长9¹烃源岩生成的石油进入致密储层中,砂岩之间的泥质岩类封堵条件弱,试油期间获得产量4.00 m³/d的工业油流(图9b)。

根据该组合不同参数与长8¹产量指数的关系(图11),随着砂岩厚度的增加,产量指数呈现先增加再缓慢减小的特征,拐点为20 m,相对高值区[产量指数>1.50 m³/(d·km)]的对应范围为20~40 m;随着孔隙度的增加,产量指数呈现出先增加再不变的特征,拐点约在7%,相对高值区对应范围7%~10%;随着砂岩泥质含量的增加,产量指数呈现先增加再降低的趋势,拐点约在20%,当泥质含量大于20%,产量指数下降明

显;随着长7³和长9¹两套烃源岩生烃强度的增加,呈现先增加再减小的趋势,相对高值区的对应范围为(200~300)×10⁴ t/km²。随着两套烃源岩之间砂/地比的增加,呈现先增加再稍微减小的特征,拐点约在0.65。

4.1.3 “源上储下”类长7³单源直接型成藏组合

“源上储下”类长7³单源直接型成藏组合指长8¹致密油来自长7³烃源岩,在致密储层下方发育一定厚度的泥质岩类底板封堵层,且该泥质岩层不具有生烃能力(图8e)。该组合的砂体厚度为15.0 m,孔隙度为8.5%,砂岩泥质含量为30.2%,产量指数平均值为1.72 m³/(d·km),工业油层占总试油层数(N=265)的41.9%,主要分布在定边—吴起地区以及志丹南部、甘泉西部和富县西北部(图6a)。如定边地区西部B2井射孔深度为2 530~2 534 m,所对应的砂岩厚度为10.5 m,岩性为细砂岩,孔隙度约8.4%,砂岩泥质含量为24.7%,其与上覆长7³烃源岩紧邻,砂体下侧发育稳定的泥质岩层,于试油期间获得11.40 m³/d的高产油流(图9c)。

根据该组合不同参数与长8¹产量指数的关系(图12),随着砂岩厚度的增加,呈现先增加再下降的趋势,拐点为25 m,相对高值区[产量指数>3.00 m³/(d·km)]的对应范围为10~25 m;随着储层孔隙度的增加,产量指数呈现先增加再不变的特征,拐点为8%,相对高值区的对应范围为7%~11%;随着储层砂岩泥质含量的增加,尤其当泥质含量大于20%时,产量指数呈现明

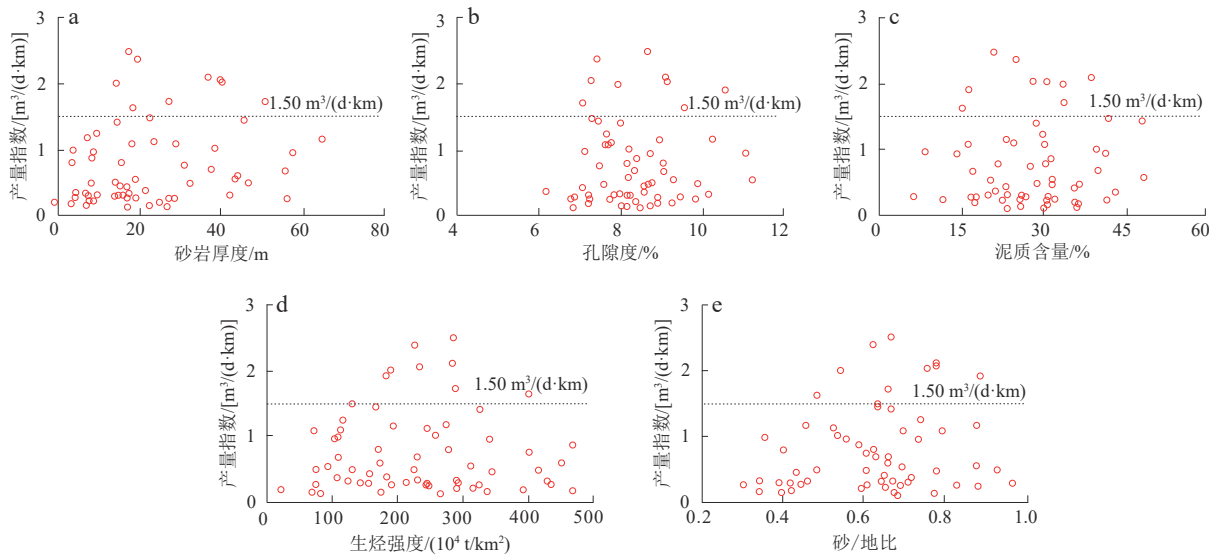


图 11 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长 7³+长 9¹ 双源型组合中不同参数与长 8¹ 油层产量指数交会图

Fig. 11 Cross plots showing the relationships between the production index of the Chang 8¹ on reservoir and different parameters of the dual-source Chang 7³ and 9¹ oil play in the Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长 8¹ 油层砂体厚度; b. 长 8¹ 油层孔隙度; c. 长 8¹ 油层泥质含量; d. 长 7³+长 9¹ 烃源岩生烃强度; e. 长 8 砂/地比

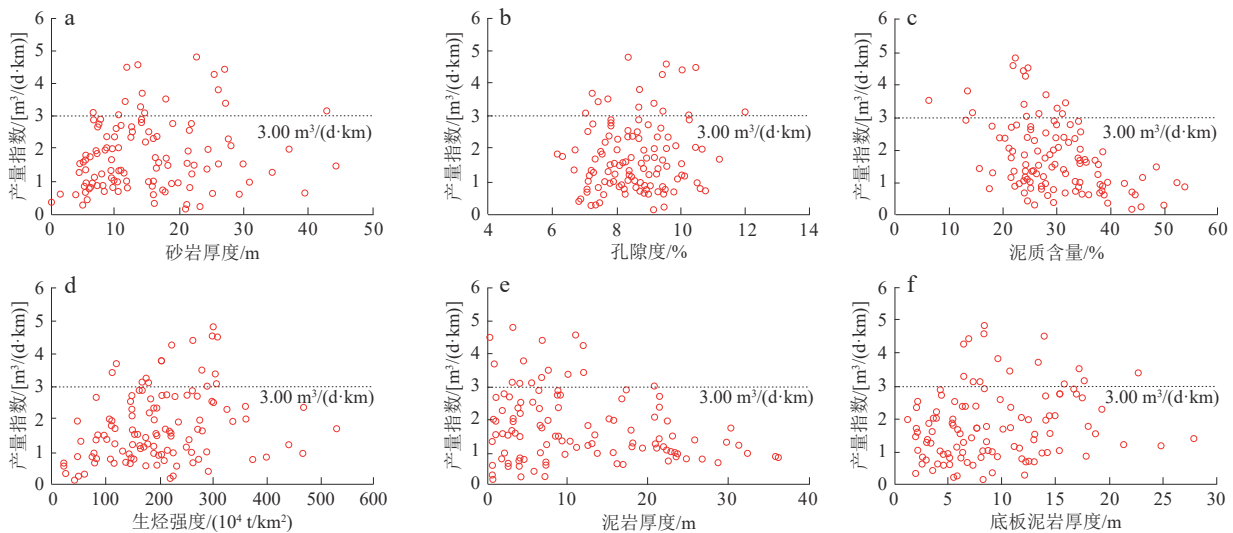


图 12 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长 7³ 单源直接型组合中不同参数与长 8¹ 油层产量指数交会图

Fig. 12 Cross plots showing the relationships between the production index of the Chang 8¹ on reservoir and different parameters of the single-source Chang 7³ direct oil play in the Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长 8¹ 油层砂体厚度; b. 长 8¹ 油层孔隙度; c. 长 8¹ 油层泥质含量; d. 长 7³ 烃源岩生烃强度; e. 长 8¹ 油层与张家滩页岩底的泥岩厚度; f. 长 8¹ 油层的底板厚度

显降低的趋势;随着长 7³ 烃源岩生烃强度的增加,呈现先增加再减小的趋势,相对高值区的对应范围为 $(100 \sim 300) \times 10^4 \text{ t/km}^2$;随着长 7³ 烃源岩与长 8¹ 油层之间泥岩厚度的增加,产量指数呈现明显的减小趋势。随着油层底板泥岩厚度的增加,产量指数呈现先增加后降低的趋势,拐点约为 10 m,相对高值区为 7 ~ 17 m。

4.1.4 “源—储侧接”类成藏组合

“源—储侧接”类成藏组合中的长 8¹ 致密砂岩厚度较大,但本井长 7³ 和长 9¹ 烃源岩很薄或不发育(图 8h),石油可能来自邻井的长 7³ 烃源岩,主要分布在志丹地区东北部(图 6a)。如志丹地区 B3 井的射孔深度 1 674 ~ 1 677 m,其对应的砂体厚度为 56.0 m,孔隙度为

7.8%,砂岩泥质含量24.1%,长7³和长9¹烃源岩生烃强度分别为 26.2×10^4 t/km²和 18.3×10^4 t/km²,其试油产量为3.69 m³/d(图9d)。该组合井位分布有限,其富集因素不作讨论。

4.2 长8²致密油成藏组合及富集因素

4.2.1 “源夹储”类长9¹+长8²双源型成藏组合

“源夹储”类长9¹+长8²双源型成藏组合指长8²致密储层被上覆长8²顶部和下伏长9¹两套烃源岩所夹持,接受其生成的石油而形成的油藏(图8b)。该组合的砂岩厚度为13.8 m,孔隙度为8.6%,砂岩泥质含量为25.7%,产量指数平均值为 $1.08 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{km})$,工业油流层占总试油层数($N=73$)的35.6%,分布在志丹地区南部以及甘泉地区西南部和富县地区西北部(图6b)。如富县地区B4井射孔深度为1 638~1 642 m和1 645~1 649 m(图9e),对应的砂体厚度为16.0 m,岩性为粉-细砂岩,实测孔隙度为11.5%,实测渗透率大于 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,长9¹烃源岩生烃强度为 53.6×10^4 t/km²,长8²顶部烃源岩厚度为15.0 m,其生烃强度为 31.6×10^4 t/km²,两套烃源岩也具有封堵作用。该井试油产量为6.00 m³/d。

该组合不同参数与长8²油层产量指数的关系表明(图13),随着砂体厚度的增加,产量呈现先增加再明显减低的趋势,相对高值区[产量指数 $>1.50 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{km})$]的对应范围为10~20 m;随着孔隙度的增加,产量指数呈现先增加再减小的特征,拐点为10%,相对高值区

的对应范围为8%~12%;随着砂岩泥质含量的增加,产量指数呈现逐渐减小的特征;随着长9¹+长8²烃源岩生烃强度的增加,呈现先增加再减小的趋势,存在一个阈值为 50×10^4 t/km²,相对高值区的对应范围为 $(50 \sim 100) \times 10^4$ t/km²;随着长8²油层与长9¹烃源岩之间泥岩厚度的增加,产量指数呈现逐渐减小的特征,说明长9¹烃源岩供烃能力更为充足,是该类油气藏形成的主要油源。随着盖层厚度的增加,油层呈现先增加再减小的特征,拐点约为12 m,相对高值区的对应范围8~13 m。

4.2.2 “源夹储”类长7³+长9¹双源型成藏组合

“源夹储”类长7³+长9¹双源型成藏组合与长8¹同类型组合相似,差别在于产油层位为长8²(图8d)。该组合的砂岩厚度为20.1 m,孔隙度为8.3%,砂岩泥质含量为31.1%,产量指数平均值为 $1.03 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{km})$,工业油流层占总试油层数($N=103$)的38.8%,其分布在志丹地区中北部和吴起北部(图6b)。如志丹地区B5井射孔段为1 713~1 717 m(图9f),对应的砂体厚度为32.0 m,测井孔隙度为8.1%,泥质含量为30.2%,长7³和长9¹烃源岩生烃强度分别为 117.3×10^4 t/km²和 45.5×10^4 t/km²,该井的试油产量为1.97 m³/d。

该组合不同参数与长8²油层产量指数的关系显示(图14),随着砂岩厚度的增加,产量呈现微弱减低的趋势,相对高值区[产量指数 $>1.50 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{km})$]对应砂岩厚度为10~25 m;随着孔隙度的增加,产量指数呈先增加再减小的特征,拐点为9%,相对高值区的对应范围为

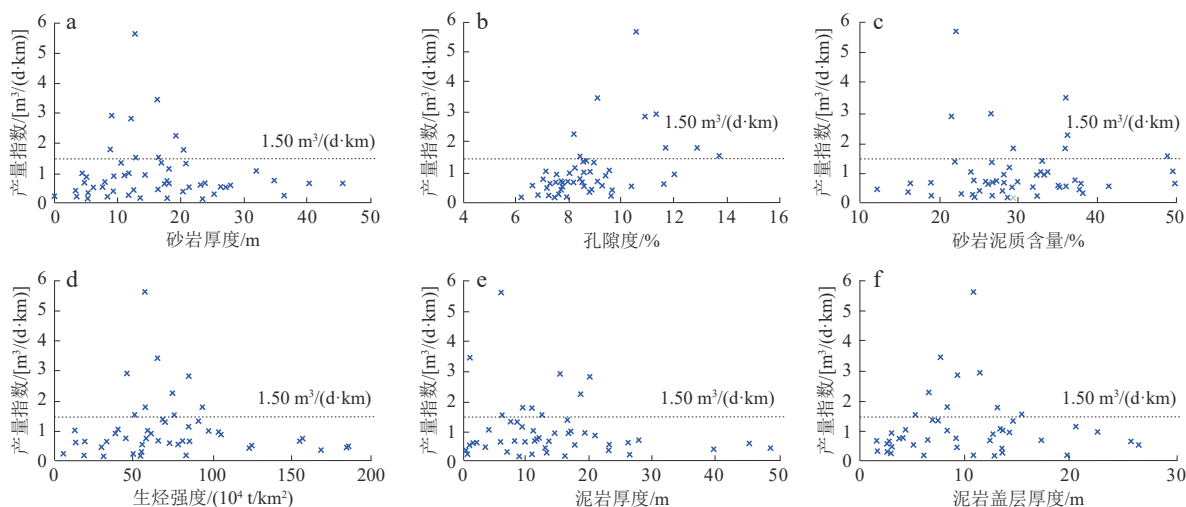


图13 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长9¹+长8²双源型组合下不同参数与长8²油层产量指数交会图

Fig. 13 Cross plots showing the relationships between the production index of the Chang 8² on reservoir and different parameters of the dual-source Chang 9¹ and 8² oil plays in the Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长8²油层砂体厚度;b. 长8²油层孔隙度;c. 长8²油层泥质含量;d. 长9¹+长8²烃源岩生烃强度;e. 长8²油层与李家畔页岩顶的泥岩厚度;f. 长8²顶部油层的泥岩盖层厚度

7%~9%;随着砂岩泥质含量的增加,产量指数呈现先增加再减小的特征,拐点25%;随着长⁷₃+长⁹₁烃源岩生烃强度的增加,呈现微弱的减小趋势,相对高值区的对应范围为 $(100 \sim 300) \times 10^4 \text{ t/km}^2$;随着砂/地比增加,产量指数呈现先增加再不变的特征,拐点为0.7。

4.2.3 “源上储下”类长⁷₃单源间接型成藏组合

“源上储下”类长⁷₃单源间接型成藏组合指长⁷₃烃源岩生成的石油跨越长⁸₁向下供烃,在长⁸₂砂体中聚集,在致密储层下方发育优质泥质岩层,且该泥质岩层不具有生烃能力,长⁹₁烃源岩不太发育(图8f)。该组合的砂岩厚度平均为18.6 m,孔隙度为7.9%,砂岩泥质含量为29.2%,工业油层占总试油层数($N=51$)的7.8%,分布在定边—吴起地区(图6b)。如定边地区B6井射孔段为2 539~2 546 m(图9g),对应的砂体厚度为16.5 m,岩性为细砂岩,计算孔隙度为8.8%,长⁷₃烃源岩厚度为53.2 m,计算生烃强度为 $398.5 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,其试油产量为 $3.40 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该组合的工业油井较少,其富集因素不做讨论。

4.2.4 “源下储上”类长⁹₁单源直接型成藏组合

“源下储上”类长⁹₁单源直接型成藏组合指长⁸₁致密油来自长⁹₁李家畔页岩,致密储层上方的泥质岩层能够起到封闭作用,但该泥质岩层不具有生烃能力(图8g)。该组合的砂岩厚度平均为24.0 m,孔隙度为8.8%,砂岩泥质含量为30.2%,产量指数平均值为 $1.59 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{km})$,工业油层占总试油层数($N=251$)的54.2%,其主要分布

在富县—甘泉地区和志丹地区南部(图6b)。如甘泉地区B7井长⁸₂射孔段为1 582~1 586 m和1 594~1 596 m,其对应的砂体厚度为29.2 m,岩性主要为粉—细砂岩,实测孔隙度平均为9.6%,渗透率为 $(0.20 \sim 0.40) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,砂体顶部发育约12.0 m的泥质岩层,能够起到封堵作用;该井试油产量为 $7.30 \text{ m}^3/\text{d}$ (图9h)。

根据该组合不同参数与长⁸₂油层产量指数的关系(图15),随着储层砂岩厚度的增加,产量呈现先增加再下降的特征,相对高值区[产量指数 $> 3.00 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{km})$]的对应砂体厚度为10~30 m;随着孔隙度增加,产量指数呈现增加的趋势,拐点约在9%,相对高值区的对应孔隙度为8%~10%;随着砂岩泥质含量的增加,呈现先增加再减至微弱的减小趋势,拐点约23%;随着长⁹₁烃源岩生烃强度的增加,呈现先增加再减小趋势,拐点约在 $45 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,相对高值区的对应范围为 $(50 \sim 130) \times 10^4 \text{ t/km}^2$;随着长⁹₁烃源岩与长⁸₂油层之间泥岩厚度的增加,产量指数呈现明显下降趋势。随着油层顶泥岩盖层厚度的增加,呈现先增加再减小的特点,拐点约在10 m,相对高值区的对应厚度为7~15 m。

5 长8致密油富集规律与富集模式

5.1 长8致密油富集规律

长⁸₁和长⁸₂致密油富集规律分析如下:

1) 多套优质烃源岩的发育是长8致密油大面积富集的先决条件。长⁷₃烃源岩为定边—富县地区长⁸₁油

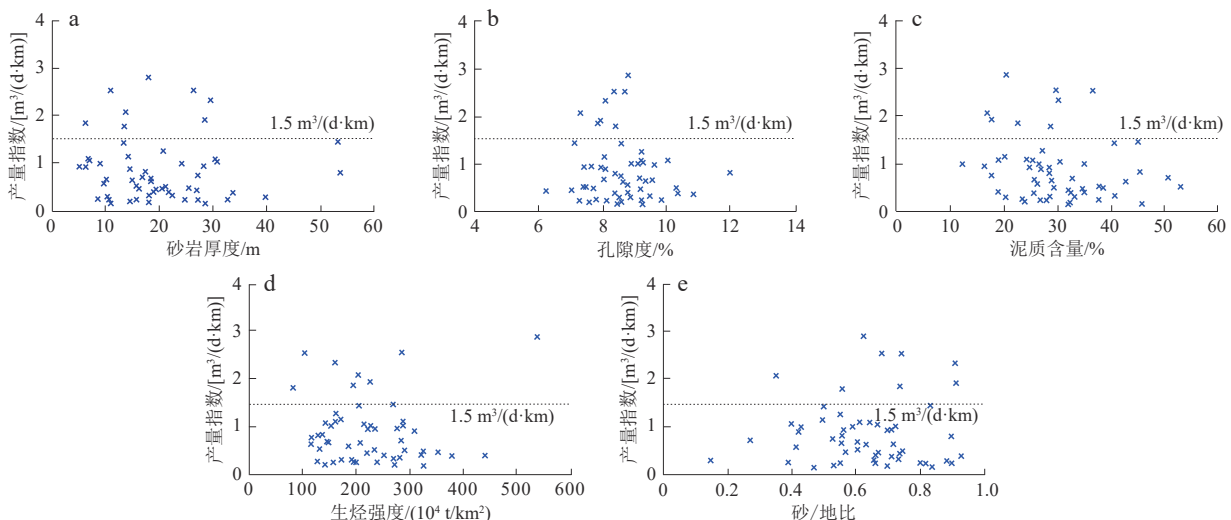


图14 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长⁷₃+长⁹₁双源型组合中不同参数与长⁸₂油层产量指数交会图

Fig. 14 Cross plots showing the relationships between the production index of the Chang 8₂ on reservoir and different parameters of the dual-source Chang 7₃ and 9₁ oil plays in the Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长⁸₂油层砂体厚度; b. 长⁸₂油层孔隙度; c. 长⁸₂油层泥质含量; d. 长⁷₃+长⁹₁烃源岩生烃强度; e. 长⁸砂/地比

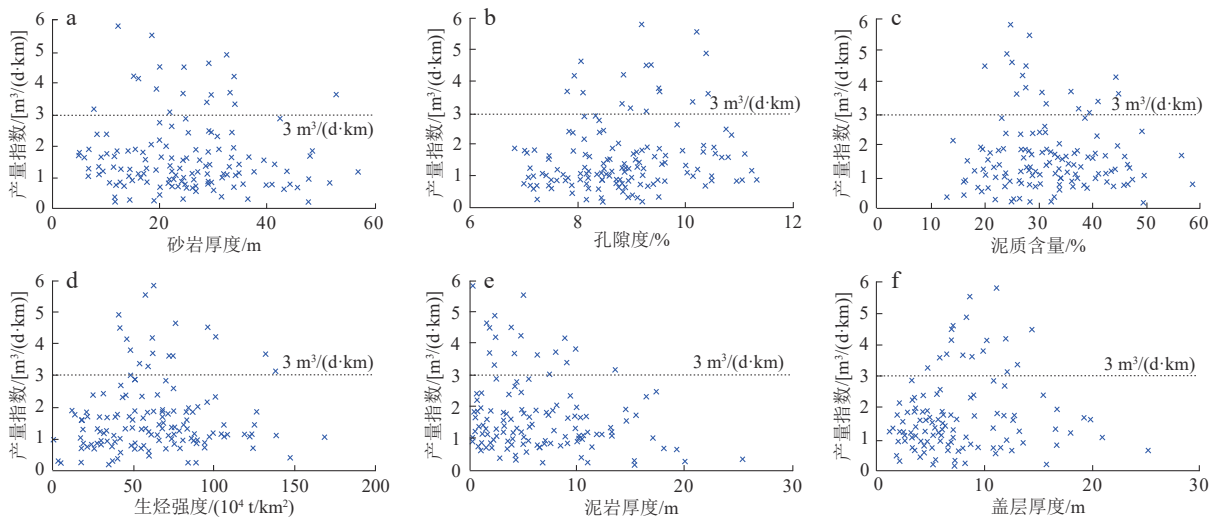


图15 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长⁹₁单源直接型组合中不同参数与长⁸₂油层产量指数交会图

Fig. 15 Cross plots showing the relationships between the production index of the Chang 8² oil reservoir and different parameters of the single-source direct oil play in the Chang 9₁, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长⁸₂油层砂体厚度; b. 长⁸₂油层孔隙度; c. 长⁸₂油层泥质含量; d. 长⁹₁烃源岩生烃强度; e. 长⁸₂油层与李家畔页岩顶的泥岩厚度; f. 长⁸₂顶部油层的泥岩盖层厚度

藏的油源,也是定边—志丹地区长⁸₂油藏的主力油源,当烃源岩生烃强度处于 $(100 \sim 300) \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 时,易形成致密油富集区;长⁹₁烃源岩为志丹—甘泉—富县地区长⁸₂油藏的主力烃源岩,当烃源岩生烃强度处于 $(50 \sim 130) \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 时,有利于致密油的富集;长⁸₂中部烃源岩对甘泉—富县地区致密油的形成具有一定的贡献。西部定边—吴起地区和志丹部分地区的长⁹₁烃源岩发育差,油源主要为长⁷₃张家滩页岩,加之长⁸₂地层和储层较薄,导致长⁸₂油藏分布较为分散。中部志丹大部分地区长⁷₃和长⁹₁两套烃源岩均较发育,所以长⁸₁和长⁸₂均较为富集。而东部甘泉—富县地区长⁷₃页岩发育略差于中西部,但长⁹₁李家畔页岩较发育,故长⁸₂比长⁸₁富集程度高。

2) 适宜的砂体厚度、优质的储层物性和低泥质含量控制着长⁸₂致密油的富集。砂岩厚度与产量指数呈现先增加再减小的趋势,相对高值区约10~30 m,可能与圈闭的遮挡条件变差有关。孔隙度与产量指数亦呈现先增加再减小的趋势,相对高值区约8%~12%;当孔隙度小于8%时,其对产量指数具有明显的控制作用。当泥质含量大于20%,砂岩泥质含量与产量指数呈现较好的负相关趋势。

3) 源—储之间的泥岩厚度和适宜的砂/地比形成了长⁸₂致密油富集的运移条件。随着长⁸₁油层到长⁷₃烃源岩之间的泥岩厚度增加,长⁸₁产量指数呈现明显的降低趋势;随着长⁸₂油层到长⁹₁烃源岩的泥质岩类厚度的增加,富县、甘泉和志丹地区的长⁸₂产量指数呈

现明显的降低趋势。长⁷₃+长⁹₁双源型组合中的砂/地比最佳值为0.65~0.70。

4) 稳定的底板和盖层为长⁸₂致密油富集提供了封堵条件。长⁸₁油层的底板厚度和长⁸₂油层的盖层厚度均与产量指数呈现先增加再减小的趋势,相对高值区分别为7~20 m和7~15 m,形成了优质的上、下封堵层。

5) 成藏组合类型是长⁸₂致密油富集程度的综合考量。长⁸₁成藏组合以长⁷₃单源直接型成藏组合的富集程度最优,其原因在于具有高生烃强度、源—储之间的薄泥岩厚度和强底板封堵层;长⁷₃+长⁸₂双源型成藏组合次之,长⁷₃+长⁹₁双源型成藏组合较差。长⁸₂成藏组合以长⁹₁单源直接型成藏组合富集程度最好,其原因在于较高的生烃强度,优质的储层条件和稳定的盖层厚度;长⁹₁+长⁸₂双源型成藏组合次之,长⁷₃+长⁹₁双源型成藏组合较差。

5.2 长⁸₂致密油富集模式

基于定边—富县地区长⁸₂致密油的富集规律分析,提出了“三源供烃(长⁷₃张家滩页岩、长⁹₁李家畔页岩、长⁸₂自身泥岩)—四类配置(‘源夹储’‘源上储下’‘源下储上’和‘源—储侧接’)”的致密油富集模式体系。长⁸₁和长⁸₂致密油藏具有3类富集模式:①第一类为定边—吴起地区的长⁸₁“强源—强封”高效型富集模式,长⁷₃烃源岩向下强力供烃,石油在运移过程中受下方泥质岩类底板的封堵作用,形成了源—封高效的

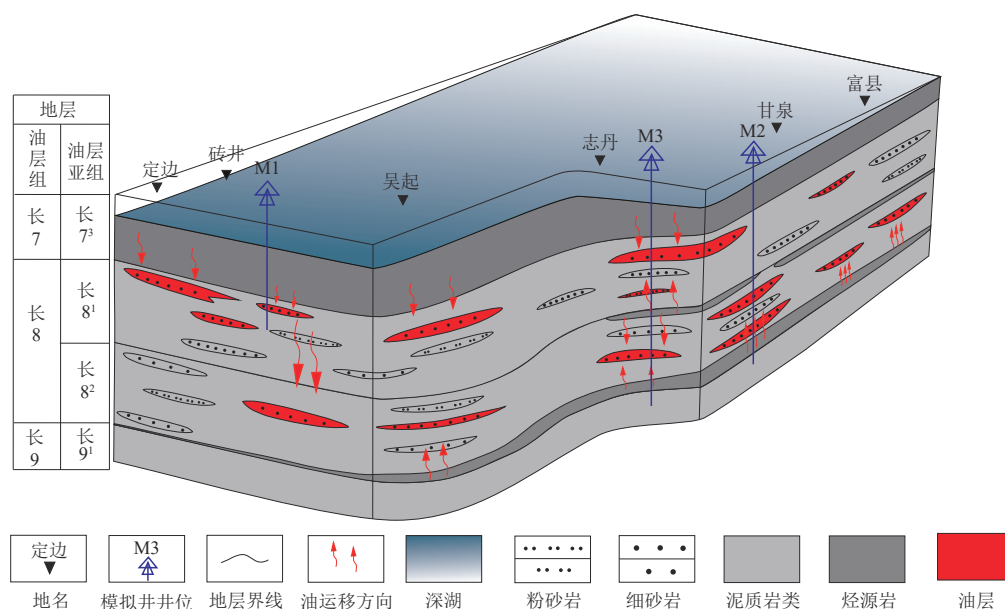


图16 鄂尔多斯盆地定边—富县地区长8油层组致密油富集模式

Fig. 16 Tight oil enrichment patterns in the Chang 8 oil group, Dingbian-Fuxian area, Ordos Basin

富集模式,如M1井为定边—吴起地区长8¹的有利勘探目标(图16);②第二类是甘泉—富县地区的长8²“优源—优储—优盖”互补型富集模式,长9¹烃源岩的向上供烃,较厚砂体的发育有利于石油的运移,受上方泥质岩类盖层的封堵作用,形成了源—储—盖互补的富集模式,如M2井为长8²的有利勘探目标(图16);③第三类是志丹地区长8“多源—优储”协同型富集模式,长7³、长9¹和局部长8中部烃源岩分别向下、向上供烃,在物性较好的优质储层中聚集,形成了源—储协同的富集模式,如M3井为志丹地区长8的有利勘探目标(图16)。

6 结论

1) 定边—富县地区发育长7、长9和长8等3套好—优质烃源岩,有机质丰度均呈南高北低的特征。其中以长7底部张家滩页岩最优,TOC平均值为6.1%,大面积分布,其次为长9顶部李家畔页岩,TOC平均值为5.3%,分布在甘泉—富县—志丹地区,长8泥页岩烃源岩TOC平均值为3.9%,分布在甘泉—富县西部、志丹地区南部和吴起地区中部。

2) 长8致密储层岩性为细砂岩和粉砂岩,其实测孔隙度平均7.9%,实测渗透率中值为 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于致密储层,成带成群的透镜状致密砂岩油藏,呈大面积的准连续聚集特征。

3) 长8¹油藏的富集因素主要为长7³烃源岩的供烃能力、源—储之间的泥岩层厚度和强底板的封堵作

用,以“源上储下”类长7³单源直接型成藏组合最优,其次为“源夹储”类长7³+长8²双源型成藏组合,“源夹储”类长7³+长9¹双源型成藏组合较差;长8²油藏的富集因素主要为长9¹烃源岩、优质储层条件和盖层的封盖作用控制,以“源下储上”类长9¹单源直接型成藏组合最好,其次为“源夹储”类长9¹+长8²双源型成藏组合。

4) 长8¹和长8²致密油藏发育3类富集模式,分别为定边—吴起地区的长8¹“强源—强封”高效型富集模式、甘泉—富县地区的长8²“优源—优储—优盖”互补型富集模式和志丹地区的长8“多源—优储”协同型富集模式。

参 考 文 献

- [1] 贾承造,姜林,赵文. 全油气系统中的致密油气:成藏机理、富集规律与资源前景[J]. 石油学报, 2025, 46(1): 1-16, 47.
JIA Chengzao, JIANG Lin, ZHAO Wen. Tight oil and gas in Whole Petroleum System: Accumulation mechanism, enrichment regularity, and resource prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(1): 1-16, 47.
- [2] 付金华,李士祥,刘显阳. 鄂尔多斯盆地石油勘探地质理论与实践[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1091-1101.
FU Jinhua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Geological theory and practice of petroleum exploration in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1091-1101.
- [3] 张才利,刘新社,杨亚娟,等. 鄂尔多斯盆地长庆油田油气勘探历程与启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(3): 253-263.
ZHANG Caili, LIU Xinshe, YANG Yajuan, et al. Petroleum exploration history and enlightenment of Changqing Oilfield in Ordos Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(3): 253-263.
- [4] 罗安湘,喻建,刘显阳,等. 鄂尔多斯盆地中生界石油勘探实践及主要认识[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(3): 253-260.

- LUO Anxiang, YU Jian, LIU Xianyang, et al. Practices and cognitions of petroleum exploration in Mesozoic, Ordos Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(3): 253–260.
- [5] 张文正, 杨华, 李剑锋, 等. 论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用——强生排烃特征及机理分析[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(3): 289–293.
- ZHANG Wenzheng, YANG Hua, LI Jianfeng, et al. Leading effect of high-class source rock of Chang 7 in Ordos Basin on enrichment of low permeability oil-gas accumulation-hydrocarbon generation and expulsion mechanism [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(3): 289–293.
- [6] 吴伟涛, 邓静, 赵靖舟, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组致密油成藏条件与成藏模式[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(6): 874–881.
- WU Weitao, DENG Jing, ZHAO Jingzhou, et al. Accumulation conditions and models of tight oil reservoirs in Chang-7 of Huaqing area, the Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 874–881.
- [7] 姚泾利, 赵彦德, 刘广林, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长9段多源成藏模式[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(3): 373–384.
- YAO Jingli, ZHAO Yande, LIU Guanglin, et al. Formation patterns of Chang 9 oil reservoir in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3): 373–384.
- [8] 高嘉洪, 金之钧, 梁新平, 等. 火山活动对鄂尔多斯盆地三叠系长7段淡水湖盆富营养化与沉积水体介质环境的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 887–898.
- GAO Jiahong, JIN Zhijun, LIANG Xinping, et al. The impact of volcanism on eutrophication and water column in a freshwater lacustrine basin: A case study of Triassic Chang 7 Member in Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 887–898.
- [9] 陈义国, 封从军, 魏登峰, 等. 鄂尔多斯盆地东南部三叠系延长组6段致密油的形成、分布与勘探对策[J]. *石油学报*, 2025, 46(2): 335–354.
- CHEN Yiguo, FENG Congjun, WEI Dengfeng, et al. Formation, distribution, and exploration strategies of tight oil in the Member 6 of Triassic Yanchang Formation in southeastern Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(2): 335–354.
- [10] 王香增, 贺永红, 张立宽, 等. 鄂尔多斯盆地吴起—志丹地区长10烃源岩特征与生烃潜力[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(3): 461–469.
- WANG Xiangzeng, HE Yonghong, ZHANG Likuan, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potentials of Chang 10 source rock in Wuqi-Zhidan area, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 461–469.
- [11] 张云霞, 陈纯芳, 宋艳波, 等. 鄂尔多斯盆地南部中生界烃源岩特征及油源对比[J]. *石油实验地质*, 2012, 34(2): 173–177.
- ZHANG Yunxia, CHEN Chunfang, SONG Yanbo, et al. Features of Mesozoic source rocks and oil-source correlation in southern Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2012, 34(2): 173–177.
- [12] 王起琮, 李文厚, 赵靖舟, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长1段烃源岩有机地球化学特征[J]. *煤田地质与勘探*, 2006, 34(1): 26–30.
- WANG Qicong, LI Wenhui, ZHAO Jingzhou, et al. Organic geochemistry characteristics of hydrocarbon source rocks in the member 1 of Upper Triassic Yanchang Formation, in Ordos Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2006, 34(1): 26–30.
- [13] 蒋杨, 弓虎军, 蒲仁海. 鄂尔多斯盆地甘泉—富县地区延长组9—长7段烃源岩地球化学特征及长8致密油源对比[J]. *沉积与特提斯地质*, 2024, 44(3): 656–670.
- JIANG Yang, GONG Hujun, PU Renhai. Geochemical characteristics of source rocks in the Chang 9-Chang 7 members and their correlation with the tight oil sources of Chang 8 member in the Ganquan-Fuxian area, Ordos Basin [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2024, 44(3): 656–670.
- [14] 许璟, 葛云锦, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地延长探区长7油层组泥页岩孔隙结构定量表征与动态演化过程[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 292–307.
- XU Jing, GE Yunjin, HE Yonghong, et al. Quantitative characterization and dynamic evolution of pore structure in shale reservoirs of Chang 7 oil layer group in Yanchang area, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 292–307.
- [15] 付金华, 刘显阳, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段页岩油勘探发现与资源潜力[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(5): 1–11.
- FU Jinhua, LIU Xianyang, LI Shixiang, et al. Discovery and resource potential of shale oil of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(5): 1–11.
- [16] 邓秀芹, 庞锦莲, 孙勃. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长10—长8段沉积演化特征[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2024, 54(6): 1078–1090.
- DENG Xiuqin, PANG Jinlian, SUN Bo. Evolution characteristics of Ordos Basin in sedimentary period of Chang 10-Chang 8 member of Yanchang Formation [J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2024, 54(6): 1078–1090.
- [17] 李文厚, 刘溪, 张倩, 等. 鄂尔多斯盆地中晚三叠世延长长期沉积演化[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2019, 49(4): 605–621.
- LI Wenhui, LIU Xi, ZHANG Qian, et al. Deposition evolution of Middle-Late Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2019, 49(4): 605–621.
- [18] 曹江骏, 王继平, 张道锋, 等. 深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山1段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 169–184.
- CAO Jiangjun, WANG Jiping, ZHANG Daofeng, et al. Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs: A case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang gas field, southwestern Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 169–184.
- [19] 刘迎宝, 李元昊, 翟文彬, 等. 极缓坡湖盆浅水三角洲前缘砂体类型及成因模式——以鄂尔多斯盆地郝滩地区三叠系长8₁亚段为例[J]. *岩性油气藏*, 2025, 37(3): 140–152.
- LIU Yingbao, LI Yuanhao, ZHAI Wenbin, et al. Types and genetic models of sand bodies in shallow water delta front of extremely gentle slope lake basin: A case study of Chang 8₁ submember of Triassic in Haotan area, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2025, 37(3): 140–152.
- [20] 杨桂林, 任战利, 何发岐, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘镇泾地区断缝体发育特征及油气富集规律[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(6): 1382–1396.

- YANG Guilin, REN Zhanli, HE Faqi, et al. Fault-fracture body growth and hydrocarbon enrichment of the Zhenjing area, the southwestern margin of the Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(6): 1382–1396.
- [21] 杨鑫, 平宏伟, 雷涛, 等. 鄂尔多斯盆地泾河油田走滑断裂带油气成藏特征及控藏机制[J]. *地球科学*, 2023, 48(6): 2324–2341.
- YANG Xin, PING Hongwei, LEI Tao, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and controlling mechanism of strike-slip faults in Jinghe Oilfield, Ordos Basin [J]. *Earth Science*, 2023, 48(6): 2324–2341.
- [22] 曹晶晶, 刚文哲, 杨尚儒, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘平凉地区长8油藏油源对比及油气充注特征[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(1): 149–163.
- CAO Jingjing, GANG Wenzhe, YANG Shangru, et al. Oil-source correlation and hydrocarbon charging characteristics of Chang 8 reservoir in the Pingliang area, southwestern Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(1): 149–163.
- [23] 邵晓州, 王苗苗, 齐亚林, 等. 鄂尔多斯盆地平凉北地区长8油藏特征及成藏主控因素[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(6): 59–69.
- SHAO Xiaozhou, WANG Miaomiao, QI Yalin, et al. Characteristics and main controlling factors of Chang 8 reservoir in northern Pingliang area, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(6): 59–69.
- [24] 牛小兵, 侯云超, 张晓磊, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘洪德油田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2025, 46(3): 633–648.
- NIU Xiaobing, HOU Yunchao, ZHANG Xiaolei, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and key technologies of exploration and development of Hongde Oilfield in southwestern Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(3): 633–648.
- [25] 师良, 范柏江, 李忠厚, 等. 鄂尔多斯盆地中部三叠系延长组7段烃组分的运移分异作用[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 157–168.
- SHI Liang, FAN Bojiang, LI Zhonghou, et al. Migration differentiation of hydrocarbon components in the 7th member of the Triassic Yanchang Formation, central Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 157–168.
- [26] 尚婷, 张忠义, 李树同, 等. 鄂尔多斯盆地中生界低含油饱和度油藏成因分析——以山城—演武地区延长组长8段油藏为例[J/OL]. *矿物岩石*: 1–17 [2025–05–23]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1143.td.20250421.1716.002>.
- SHANG Ting, ZHANG Zhongyi, LI Shutong, et al. The genetic analysis of low oil saturation reservoirs in the Mesozoic of the Ordos Basin: A case study of the Chang 8 reservoir of the Yanchang Formation in the Shancheng-Yanwu area [J/OL]. *Mineralogy and Petrology*: 1–17 [2025–05–23]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1143.td.20250421.1716.002>.
- [27] 伍岳, 夏东领, 郭秀娟. 鄂尔多斯盆地南缘长8致密砂岩储层裂缝发育特征及主控因素[J/OL]. *现代地质*: 1–16 [2025–05–23]. <https://doi.org/10.19657/j.geoscience.1000-8527.2025.037>.
- WU Yue, XIA Dongling, GUO Xiujuan. Development characteristics and main controlling factors of fractures in the Chang 8 tight sandstone reservoir in the southern margin of the Ordos Basin [J/OL]. *Geoscience*: 1–16 [2025–05–23]. <https://doi.org/10.19657/j.geoscience.1000-8527.2025.037>.
- [28] 解馨慧, 邓虎成, 胡蓝霄, 等. 湖相细粒沉积岩颗粒微观力学特征及类型划分——以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组7段页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 1079–1088.
- XIE Xinhui, DENG Hucheng, HU Lanxiao, et al. Micromechanical characteristics and classification of the grains of lacustrine fine grained sedimentary rocks: A case study of shales in the 7th member of the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1079–1088.
- [29] 梁承春, 刘小虎, 林清申, 等. 红河油田长8致密油成藏机理及“甜点”模式[J]. *特种油气藏*, 2016, 23(6): 26–30.
- LIANG Chengchun, LIU Xiaohu, LIN Qingshen, et al. The formation mechanism and dessert mode of Chang 8 tight oil in Honghe Oilfield [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(6): 26–30.
- [30] 陈奕阳, 杜贵超, 王凤琴, 等. 甘泉油田长8油层组储层孔隙发育特征及演化规律[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 38(1): 19–30, 44.
- CHEN Yiyang, DU Guichao, WANG Fengqin, et al. Pore development characteristics and evolution law of Chang 8 oil-bearing formation in Ganquan Oilfield [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2023, 38(1): 19–30, 44.
- [31] 刘丽萍, 白海涛, 王西强, 等. 鄂尔多斯盆地白豹油田长8₁储层水驱油特征及驱油效率影响因素[J]. *东北石油大学学报*, 2022, 46(6): 63–74.
- LIU Liping, BAI Haitao, WANG Xiqiang, et al. Water flooding characteristic sand influencing factors of oil displacement efficiency of Chang 8₁ reservoir in Baibao Oilfield, Ordos Basin [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2022, 46(6): 63–74.
- [32] 国家能源局. 烃源岩地球化学评价方法: SY/T 5735–2019[S]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- National Energy Administration. Geochemical method for source rock evaluation: SY/T 5735–2019 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [33] 中华人民共和国国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 油气矿产资源储量分类: GB/T 19492—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Classifications for petroleum resources and reserves: GB/T 19492—2020 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [34] 赵靖舟, 付金华, 曹青, 等. 致密油气成藏理论与评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
- ZHAO Jingzhou, FU Jinhua, CAO Qing, et al. Tight oil and gas accumulation and evaluation: Geological theories and geophysical technologies [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [35] ZHAO J, LI J, CAO Q, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: An alternative model for the formation of large tight oil and gas accumulations [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 174: 25–39.
- [36] 中华人民共和国自然资源部. 石油天然气储量估算规范: DZ/T 0217–2020[S]. 北京: 地质出版社, 2020.
- Ministry of Natural Resources, People's Republic of China. Regulation of petroleum reserves estimation: DZ/T 0217–2020 [S]. Beijing: Geological Publishing House, 2020.