



·鄂尔多斯盆地研究·

孔隙演化定量分析及在盆地模拟中的应用 ——以鄂尔多斯盆地合水地区长8油层为例

尚婷^{1,2}, 王斌^{3,4}, 杨庆坤⁵, 楚美娟^{3,4}, 康锐^{3,4}, 张晓磊^{3,4}, 白嫦娥^{3,4}

(1. 咸阳师范学院 地理与环境学院, 陕西 咸阳 712000; 2. 江西省数字国土重点实验室, 江西 南昌 330013;

3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018;

4. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 5. 东华理工大学 地球科学学院, 江西 南昌 330013)

摘要 以鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长8段为研究对象, 通过岩心观察和薄片鉴定分析, 结合物性分析等方法, 对研究区的岩石学特征、物性特征、成岩作用和成岩序列进行系统研究, 并进一步对储层孔隙演化进行定量分析, 最后利用定量的孔隙演化结果进行油气运聚模拟恢复。研究表明, 研究区储层岩性为粉砂岩夹泥岩或泥质粉砂岩, 具有典型的低孔、低渗特征; 在成岩作用特征和成岩史研究的基础上, 依据大量的统计资料, 并以现今孔隙度作为约束条件, 定量恢复出了成岩期的孔隙演化过程, 综合所得的孔隙演化的定量模拟结果与实际地质情况较为吻合; 利用定量化的孔隙演化结果, 运用 PetroMod 软件进行油气运聚模拟恢复, 得出盆地石油充注开始于晚侏罗世(J_3)末期, 生排烃和聚集量均达到峰值出现于早白垩世(K_1)末期, 到白垩世末期时仍具有较高的聚集量, 聚集量显著减少为现今阶段。同时, 将该研究模型与实际钻探成果相叠加, 对模拟结果进行检验, 结果合理, 可将其推广应用到同类型其他油田中, 对进一步勘探开发提供一定借鉴。

关键词 鄂尔多斯盆地; 合水地区; 成岩作用; 孔隙演化; 盆地模拟

中图分类号: TE122.2⁺1 **DOI**: 10.16152/j.cnki.xdxzbzr.2023-05-016

Quantitative analysis of pore evolution and its application to basin simulation: A case from Chang 8 reservoir in Heshui Area, Ordos Basin, NW China

SHANG Ting^{1,2}, WANG Bin^{3,4}, YANG Qingkun⁵, CHU Meijuan^{3,4},
KANG Rui^{3,4}, ZHANG Xiaolei^{3,4}, BAI Change^{3,4}

(1. College of Geography and Environment, Xianyang Normal University, Xianyang 712000, China;

2. Jiangxi Provincial Key Laboratory of Digital Land, Nanchang 330013, China;

3. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an 710018, China;

4. Exploration and Development Research Institution of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China;

5. School of Earth Sciences, East China University of Technology, Nanchang 330013, China)

Abstract Taking the Chang 8 Member of Upper Triassic Yanchang Formation in Heshui Area of Ordos Basin

收稿日期: 2023-01-04

基金项目: 江西省数字国土重点实验室开放基金(DLLJ202017)

第一作者: 尚婷, 女, 博士, 从事油气地质学、沉积学及地理学研究, 84524325@qq.com。

as the research object, the petrological, porosity, permeability characteristics, diagenesis and diagenetic sequence were researched; through core observation and thin section identification, combined with physical properties analysis and other methods. Furthermore, the quantitative analysis of reservoir pore evolution was carried out. Finally, the quantitative pore evolution results were used to simulate the recovery of hydrocarbon migration and accumulation. The result shows that the lithology of reservoir in the study area was siltstone with mudstone or argillaceous siltstone, which has typical characteristics of low porosity and low permeability. Based on the study of diagenetic characteristics and diagenetic history, and taking the present porosity as the constraint condition, the pore evolution process of diagenetic period was quantitatively recovered, the quantitative simulation results of pore evolution in diagenetic period were consistent with the actual geological situation. Using the quantified pore evolution results, PetroMod software was used to simulate the recovery of hydrocarbon migration. The results show that the oil charging in the basin began at the end of Late jurassic (J_3), the peak of hydrocarbon generation and expulsion and accumulation appeared at the end of Early cretaceous (K_1), to the late cretaceous which still had high aggregation, and the accumulation was significantly reduced to the present stage. Meanwhile, the model is superimposed with the actual drilling results to test the simulation results. The results proved reasonable, and it can be applied to other oilfields of the same type, providing some reference for further exploration and development.

Keywords Ordos Basin; Heshui Area; diagenesis; pore evolution; basin modeling

鄂尔多斯盆地作为中国陆上第二大含油气盆地,蕴藏着大量的石油资源,截止 2016 年,油气探明储量为 94.1×10^8 t,远景资源量为 184.3×10^8 t^[1],油气主要集中在中生界三叠系延长组和侏罗系延安组,勘探潜力巨大^[2-5]。其中,三叠系延长组长 8 油层组是盆地西南、西北地区的主力产层,进入 21 世纪后,先后发现了西峰、华庆等亿吨级大油田^[6-7]。截止 2021 年,研究区长 8 段的剩余油资源量为 21.5×10^8 t^[8]。

在实际勘探过程中,并不是所有的探井、评井或开发井都可以做到全层段、全覆盖获取储层的孔、渗数据,因此,如何有效地开展孔隙定量研究以及模拟恢复是石油地质工作者一直追求的目标,也是油气勘探研究的重点。近年来,国内学者对储层物性预测的研究取得了长足的进步,多数研究已从之前的定性描述阶段提升到了定性-定量阶段,还出现了以数学模型为基础的孔隙度定量模拟,并且取得了很多新的研究成果:孔隙演化与埋深、时间和温度经验公式的建立^[9-11];Taylor 等通过岩石特征与成岩属性相结合的方法,建立了数值模拟孔隙度预测模型^[12];有学者通过引入沉积相指数和成岩指数,建立孔隙演化模型^[13-14];利用数学回归法构建的孔隙演化模型^[15];采用数理统计方法与效应模拟原理相结合的方法,构建的孔隙演化定量模型^[16]以及综合多种地质因素建立的一体化预测模型等^[17]。

进入 20 世纪以来,盆地模拟和油藏建模已成为油气成藏过程研究的重要手段,通过模拟实验,深化了成藏过程中油气二次运移和聚集的认识^[18-19];三大石油公司的油气运聚模型已经从最早的流线模拟技术、侵入逾渗模拟技术发展到了三维三相达西流模拟技术,此技术可以解决复杂地质条件下的渗流问题,使模拟效果得到改进^[20-21];Curry 等认为,非常规油气模拟和油气运聚模拟技术具有较大的应用需求,而改善地质网格模型,精确刻画地质参数,提高三维达西流模型实际应用水平,是今后盆地模拟重要的研究方向^[22]。

尽管前人从不同角度、不同方面建立了孔隙度演化的数学模型,使得盆地模拟技术有了长足的进步,但是有针对性、细化目标区与目的层的研究仍然有待提升。鄂尔多斯盆地合水地区长 8 油层段定量化和盆地模拟研究鲜有报道^[23]。因此,本研究在深入分析储层特征、成因作用类型、成岩序列的基础上,定性、定量分析了该区延长组长 8 段储层的孔隙演化特征,并以此为基础,进一步构建该区的盆地模拟模型,为研究区长 8 段孔隙度的预测提供定量计算方法,并为深入认识储层特征及成藏演化提供科学的依据和理论支撑。

1 地质背景

合水地区位于鄂尔多斯盆地东南部,西起什社,东至塔儿湾,北起安置农场,南至宁县,面积约5 800 km²,区域构造位于伊陕斜坡的西南部(见图1),构造相对稳定^[2-3]。三叠系延长组是该区的主力勘探层位,以湖泊、三角洲、重力流沉积为主^[24-25];同时,其又位于生烃拗陷内,油源充足。延长组地层自下往上可划分为10个小层(见图

2),厚度1 000~1 400 m,长6到长8段是该区重要的含油层系,其中长7段是主力烃源岩发育层段,为石油的生成提供了物质基础^[26]。研究区目的层长8段可细分为长8₁和长8₂两个小层,岩性主要以灰色、浅灰色或灰绿色细砂岩为主,夹灰黑色、深灰色泥岩或泥质粉砂岩,厚度70~80 m,在岩心观察中可见古生物化石发育,尤其是代表浅水沉积的水平及垂直虫孔、植物根系、植物碎屑等发育,储集砂体主要为浅水三角洲前缘的水下分流河道砂、河口坝等(见图3)。

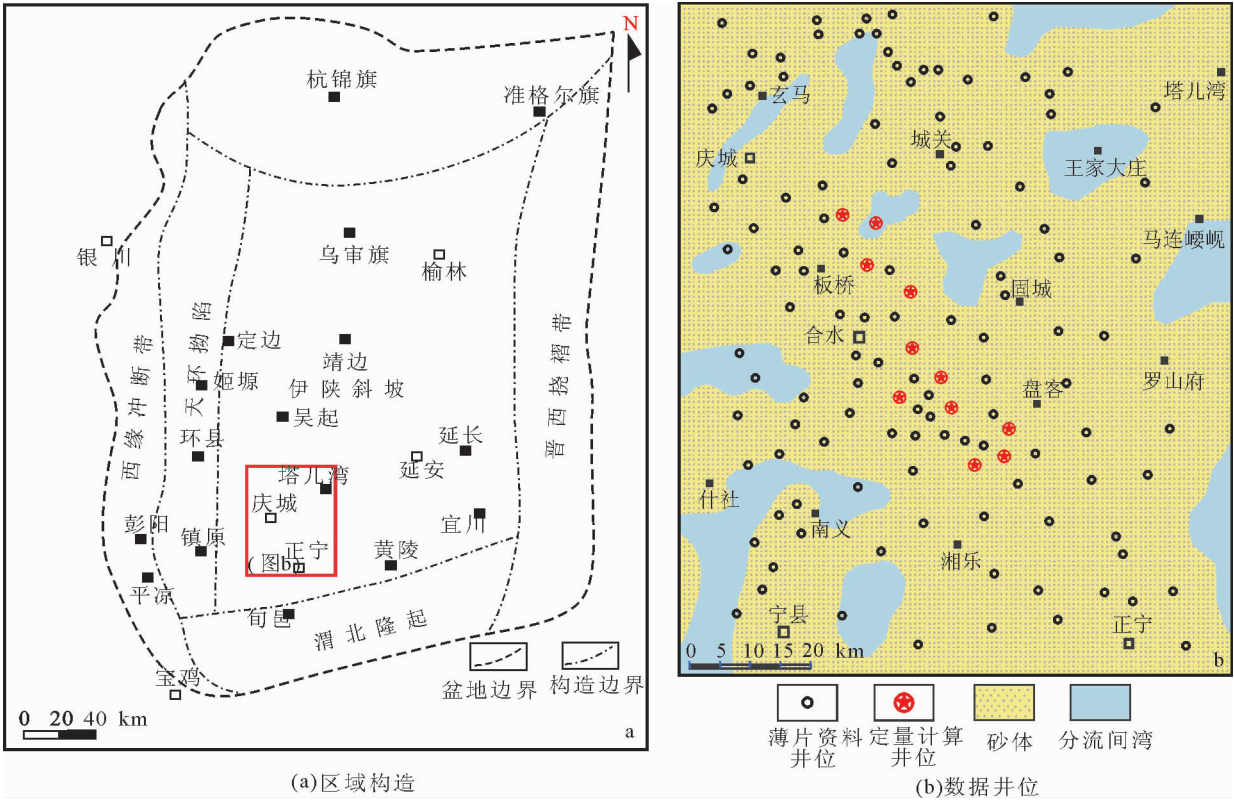


图1 鄂尔多斯盆地地质构造及研究区位置图

Fig. 1 Structural elements and study area in the Ordos Basin, NW China

2 储层岩石学特征

合水地区50余口井、120个薄片样品分析结果表明,研究区长8段储层岩石类型主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩(见图4),碎屑成分以长石为主(质量分数30.3%~35.0%,平均32.2%),石英含量次之(质量分数26.4%~29.9%,平均28.4%),岩屑含量相对较低(质量分数19.6%~21.2%,平均20.5%),但成分较为

复杂,以刚性的石英岩岩屑(质量分数2.57%)、喷发岩岩屑(质量分数7.19%)、千枚岩岩屑(质量分数4.02%)和云母岩屑(质量分数4.16%)为主,其中喷发岩岩屑含量最高。

粒度分析结果显示,研究区长8段储层粒度整体偏细,以细砂为主(质量分数61.15%),其次为中砂(质量分数14.96%)和粉砂(质量分数4.98%),粗砂含量极少(质量分数0.23%);砂岩颗粒分选中等,磨圆以次棱一次圆状为主,颗粒之间以点-线状接触为主;孔隙类型以粒间孔为主

(体积分数 1.86%),长石溶孔次之(体积分数 0.69%),其他类型孔隙很少;填隙物以铁方解石为主(质量分数 4.10%),绿泥石(质量分数 2.61%)和伊利石(质量分数 2.35%)次之,其中伊利石主要以片状、丝缕状充填于孔隙之中。

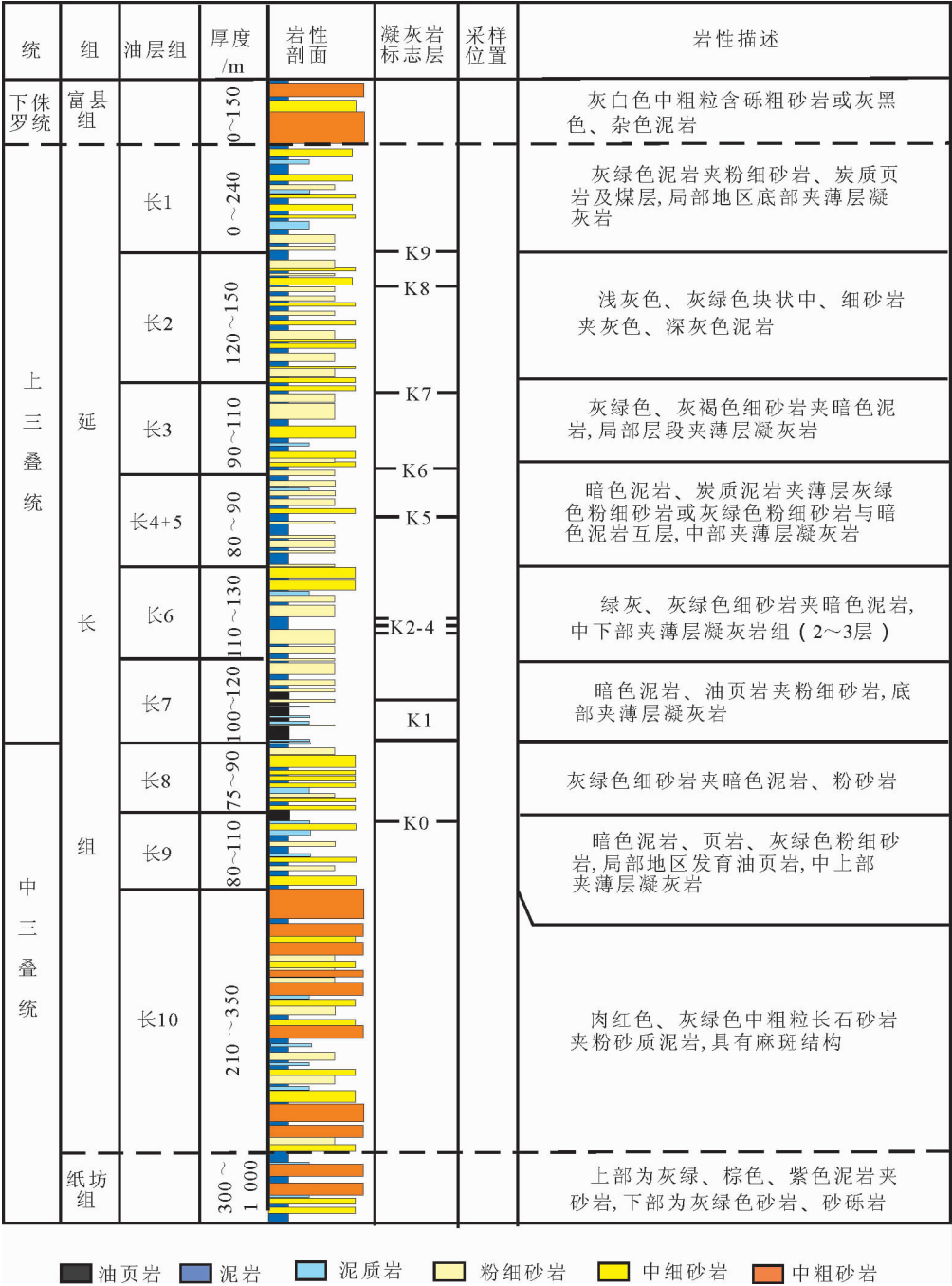


图 2 鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组地层柱状图

Fig. 2 Generalized stratigraphic column of Yanchang Formation in Heshui Area, Ordos Basin

实测孔、渗数据分析表明,研究区长 8 段储层物性较差,孔隙度分布在 4.5% ~ 17.5%,以 6% ~ 10% 为主体分布,平均值为 8.6%;渗透率在 $(0.05 \sim 17.4) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具有典型的低孔、低渗特征(见图 5)。

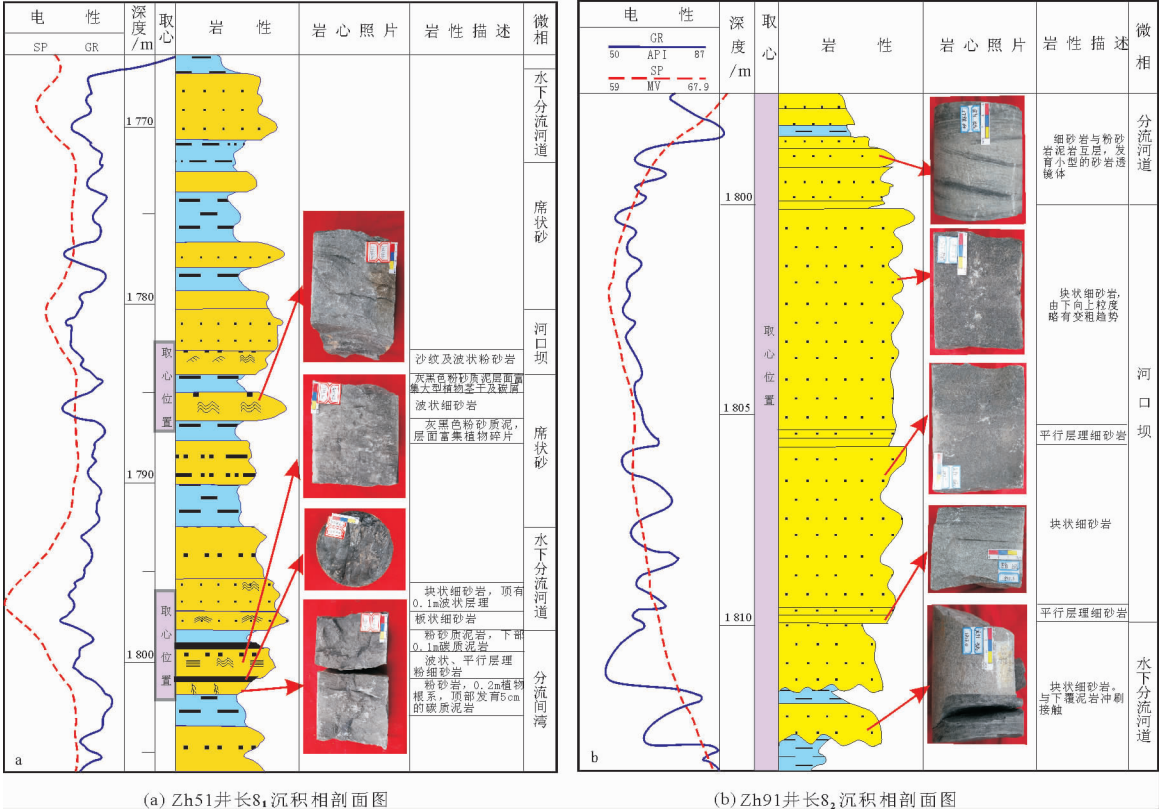


图 3 鄂尔多斯盆地合水地区延长组长 8 段单井沉积相图

Fig.3 Single well sedimentary facies of Chang 8 member of Yanchang Formation in Heshui Area, Ordos Basin

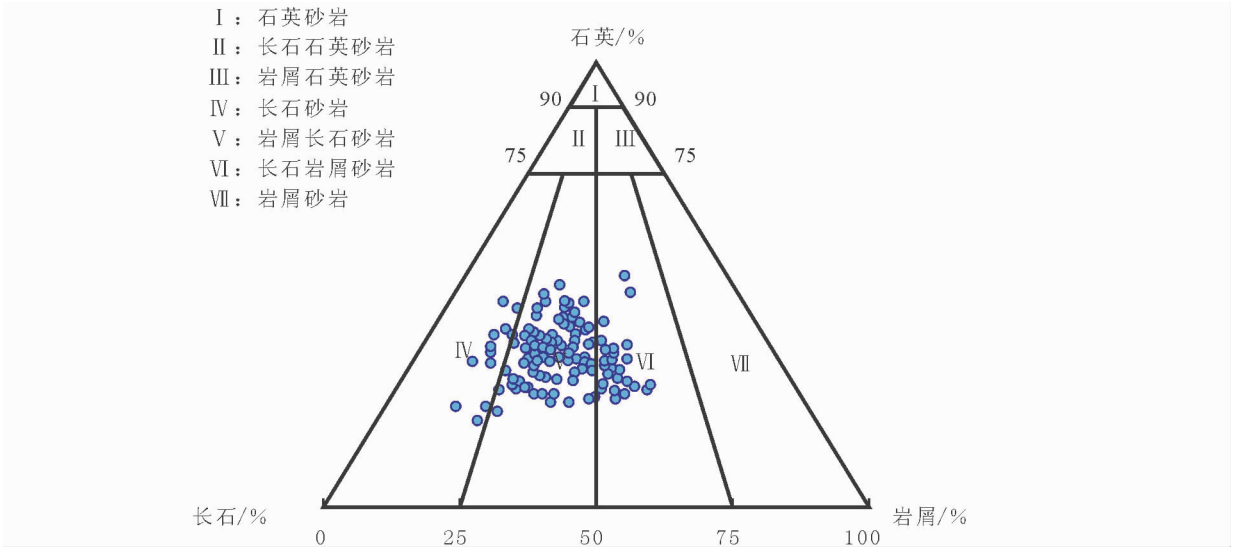


图 4 鄂尔多斯盆地合水地区延长组长 8 段砂岩分类三角图

Fig.4 Triangulation of sandstone classification of Chang 8 Member of Yanchang Formation in Heshui Area, Ordos Basin

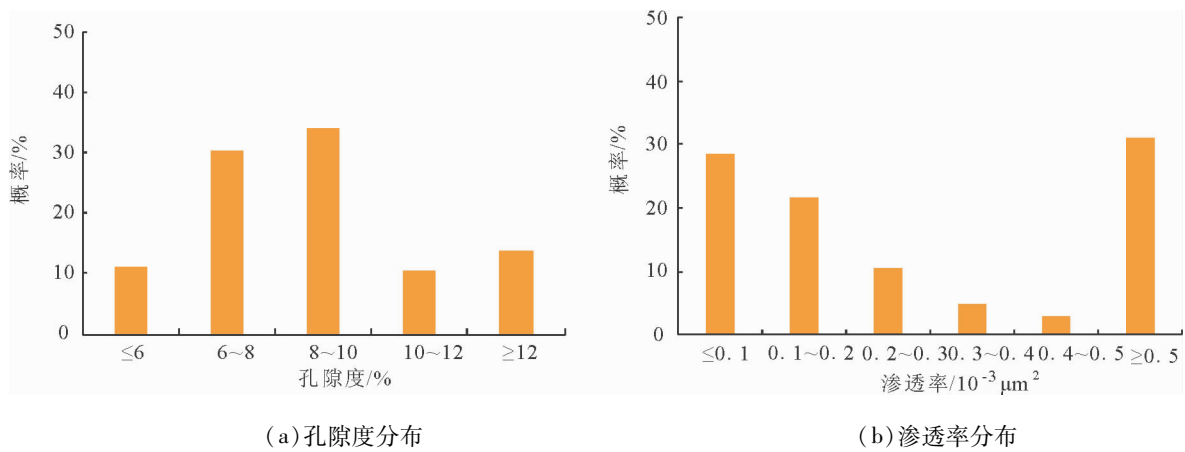


图 5 鄂尔多斯盆地合水地区长 8 段储层孔隙度、渗透率分布直方图

Fig. 5 Distribution histogram of reservoir porosity and permeability of Chang 8 Member of Yanchang Formation in Heshui Area, Ordos Basin

3 成岩作用类型及成岩序列

成岩作用直接影响埋藏后储层孔隙空间的演化,对低渗储层孔隙度及岩石渗透率有较大的影响。随着埋藏深度的增加,成岩条件(温度、压力、酸碱度、流体溶解度)也随之发生变化,导致成岩特征在空间上表现出明显的差异性,从而影响了储层的孔隙演化与物性特征^[24,27]。因此,储层孔隙演化定量化研究首要任务就是搞清对孔隙演化有利或者有害的成岩作用。通过对镜下薄片、扫描电镜照片的观察与分析,发现合水地区长 8 段储层成岩作用类型丰富多样,有压实作用、压溶作用、胶结作用、交代作用、溶蚀作用、重结晶作

用和烃类侵位作用等,其中压实、碳酸盐及硅质胶结表现为破坏性成岩作用,而溶蚀作用则为有利的成岩作用。

3.1 压实作用

研究区长 8 段储层在镜下薄片观察中可见颗粒多以点状-线状接触或凸凹-缝合线状接触,可见云母假杂基化和条带状变形[见图 6(a)]。根据岩石薄片、铸体薄片碎屑颗粒间的接触类型的初步统计,以接触强度(CI)为指标计算,研究区压实强度分布的范围为 1.5~3.5(见表 1),说明储层已进入中等到强压实成岩阶段,因此,原生孔隙的大量损失与压实作用有着最密接的关系,也是造成储层致密的主要因素^[28]。

表 1 鄂尔多斯盆地合水地区延长组长 8 段碎屑岩储层压实作用特征

Tab. 1 Compaction characteristics of reservoir clastic rocks of Chang 8 Member of Yanchang Formation in Heshui Area, Ordos Basin

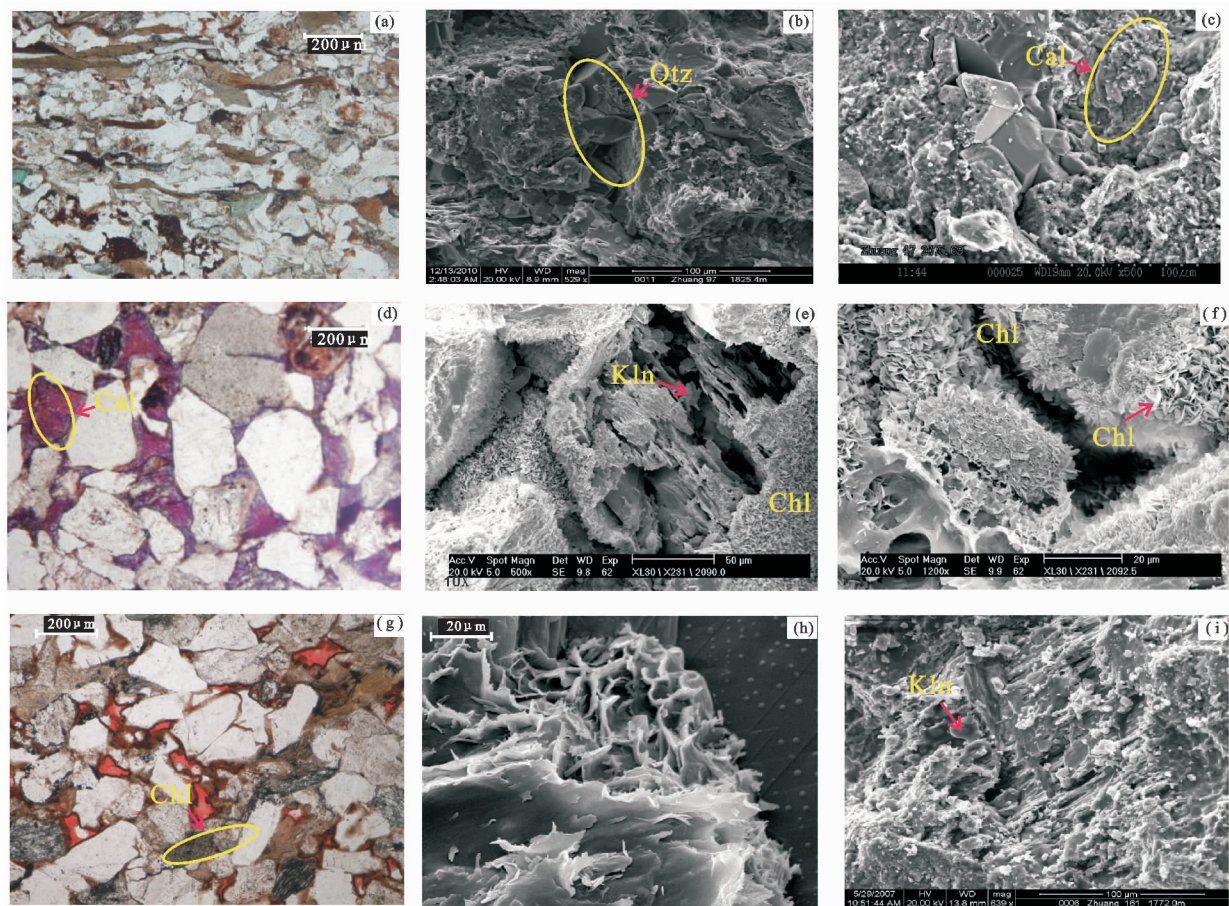
压实强度	接触强度	颗粒接触类型	成岩阶段	分布层位
中等压实	1.5~2.5	点状-线状	中成岩 A 期	长 8
强压实	2.5~3.5	凸凹-缝合线状	中成岩 B 期	长 8

3.2 胶结作用

3.2.1 硅质胶结

研究区硅质胶结含量较低,质量分数为 1%~2%,主要以石英加大边、自形石英晶体等形式赋存于石英颗粒表面、颗粒间孔隙壁上、颗粒内溶蚀孔隙中[见图 6(b)]。在镜下可见,薄片很少见到石英颗粒间的压溶现象,但可见碎屑骨架颗粒中的溶蚀现象,因此可推断,研究区硅质胶结

物主要来源于不稳定矿物(长石类、岩屑类)的溶蚀。已有研究证实,硅质胶结对储层为负面影响,整体上起减孔作用^[29-30],但是,如果一定量的硅质胶结物是形成于成岩阶段早期,则可提高砂岩的抗压实能力,起到保存原生粒间孔的作用,一定程度上降低了压实作用对剩余原生粒间孔的影响^[24,31]。



注:(a) Z54,长 8₂,颗粒定向排列,云母压成长条状;(b) Z54,长 8₁,石英加大胶结;(c) Z47,长 8₁,方解石充填胶结;(d) X125,长 8₂,铁方解石充填孔隙;(e) X231,长 8₁,长石溶蚀颗粒外生长的绿泥石膜;(f) X231,长 8₁,绿泥石膜胶结;(g) Z98,长 8₁,薄膜状绿泥石;(h) N35,长 8₁,片状或丝缕状伊利石;(i) Z161,长 8₁,长石溶蚀

图 6 鄂尔多斯盆地合水地区延长组长 8 段储层微观特征

Fig. 6 Microscopic characteristics of reservoir of Chang 8 Member of Yanchang Formation in Heshui Area, Ordos Basin

3. 2. 2 碳酸盐胶结

碳酸盐胶结在研究区发育较为普遍,以微晶状、晶粒状或连晶状等形式出现,成分主要以(铁)方解石和(铁)白云石为主,以粒间胶结物形式赋存的为早期,晚期为以交代或充填次生孔隙内的赋存状态,具有明显的多期次形成特征。

不同成岩阶段所产出的碳酸盐胶结物,不论在晶体大小还是在成分上均存在一定差异^[32]。在镜下观察可见,形成于较晚成岩作用(中成岩 A 期、B 期)的偏碱性环境下的、含铁碳酸盐胶结物致密胶结[见图 6(c,d)],使得孔隙度大大降低,其对储层的致密化起着决定性作用^[12]。

3. 2. 3 黏土矿物胶结

本区黏土矿物胶结主要以绿泥石膜、伊利石和伊蒙混层等形式存在。绿泥石胶结在该区普遍发育,主要的赋存状态是作为孔隙衬里或者溶孔内产出的黏土膜[见图 6(e,f,g)]。其中,含铁较

高的早期绿泥石,更靠近碎屑颗粒,而呈针叶状、片状;含铁较低的更靠近孔隙边缘;前者自行程度较低,后者较高。由以上分析可知,研究区地层岩屑中含有较高的喷发岩岩屑,为绿泥石膜的形成提供了物质基础^[5, 26]。

在碱性环境下,伊蒙混层向伊利石转化^[33],伊利石胶结同样也较为发育,以片状或丝缕状[见图 6(h)]存在于矿物颗粒表面或充填在孔隙中,一般与自生石英、晚期碳酸盐矿物(铁白云石或铁方解石)共生,通常认为其多形成于较晚成岩阶段^[34]。

3. 3 溶蚀作用

溶蚀作用是碎屑岩储层中普遍发育的一种重要的成岩作用类型。合水地区的溶蚀作用主要表现为以各种长石、岩屑等易溶的砂岩组份发生的不同程度的溶解后所形成的次生孔隙[见图 6(e, i)],起到增孔作用,极大地改善了储层物性。

3.4 成岩序列

通过对成岩作用的分析,以及镜下观察到的成岩现象的相互叠置关系,结合前人的研究成果^[23, 33],开展合水地区成岩序列分析,可知其成岩序列为:早期机械压实→早期碳酸盐胶结→早期有机酸流体进入→长石、岩屑溶蚀→次生孔隙+自生石英→烃类侵入→伊利石→铁方解石胶结→铁白云石胶结。根据这些主要成岩现象及对

各成岩现象的分析,本研究建立了合水地区长 8 段储层典型成岩序列,并对成岩阶段进行划分(见图 7)。

结果表明,研究区主要成岩阶段为中成岩 A 晚期—中成岩 B 早期,胶结物多呈晶粒状充填在粒间孔和各类溶蚀孔中,成分主要为铁方解石,部分为铁白云石。

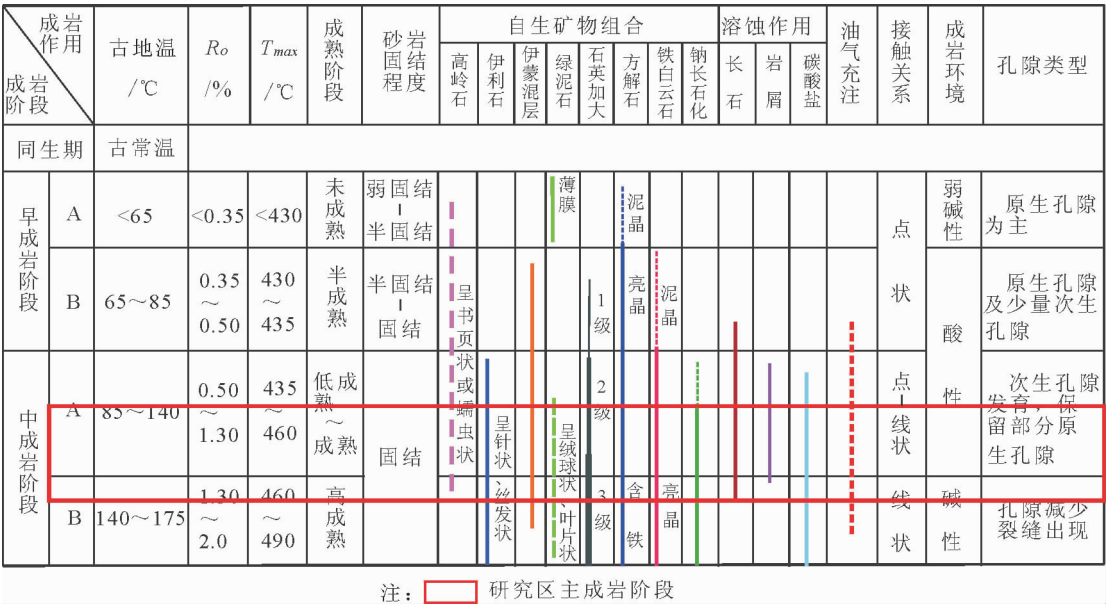


图 7 鄂尔多斯盆地合水地区延长组长 8 段储层成岩作用及成岩事件序列

Fig. 7 Diagenesis and diagenetic event sequence of Chang 8 Member of Yanchang Formation in Heshui Area, Ordos Basin

4 砂岩孔隙定量分析

成岩作用中压实、胶结和溶蚀作用对孔隙演化有着重要影响,其中绝大多数压实和胶结作用起到减孔作用,而增孔主要通过溶蚀作用来完成,因此,建立孔隙度定量演化模型必须恢复原始孔隙度及建立增孔、减孔计算模型。本研究选取了 13 口井的岩心数据,结合薄片分析结果,进行了孔隙演化定量模型计算分析。

4.1 原始孔隙度恢复

对储层开展定量评价工作的首要任务是恢复其原始孔隙度,进而来评价不同类型成岩作用对原始孔隙的改造程度。当前恢复原始孔隙度多采用 Beard and Weyl 公式(1973)^[35],即

$$\Phi_{\text{原}} = 20.91 + 22.90/S_o$$

(1)

式中:Φ_原 为原始孔隙度;S_o 为分选系数,是恢复原始孔隙度的重要参数,其数值可以通过分析测

试和经验公式来求得。本研究选取了应用最为广泛的 Trask 公式: $S_o = (Q_1/Q_3)^{1/2}$, Q₁ 和 Q₃ 为分别为粒度累积曲线上颗粒质量分数为 25% 和 75% 处所对应的颗粒直径^[35-36]。

通过对 Z29 井区 13 个典型样品的分析和计算,得出该区延长组长 8 段砂岩分选系数 S_o 分布在 1.28 ~ 2.35,均值为 1.84,通过 Beard 公式^[22]得到原始孔隙度均值为 34.4%。

4.2 增、减孔定量分析

孔隙度演化的定量分析实际上是确定减孔、增孔的过程,确定不同成岩阶段的成岩作用对原始孔隙度的影响,并建立相应的定量计算模型。前人研究指出,孔隙度与埋藏深度、埋藏时间密切相关^[37],同时,压实、胶结和溶蚀作用在孔隙演化过程中扮演着极其重要的角色。研究表明,压实和胶结作用起到减孔作用,而溶蚀作用为增孔作用^[38-40]。

4.2.1 减孔定量计算

造成孔隙度减小的主要因素是压实作用和胶结作用,需要分别进行定量计算。定量计算恢复的另一个重要工作就是镜下薄片观察,要搞清岩石孔隙结构特征、胶结与溶蚀情况以及压实作用的强弱等。

压实作用是一个不可逆过程,压实减孔率常用以下公式计算:

$$C_{\text{减孔}} = P_{\text{减}} / \Phi_{\text{原}} \quad (2)$$

式中: $\Phi_{\text{原}}$ 是原始孔隙度,可由Bread公式计算求出; $P_{\text{减}}$ 是压实减小的孔隙度。因此,求取压实减孔率的关键问题是如何正确计算压实减小孔隙度。

在成岩作用过程中,机械压实作用是不可逆的,但是研究表明,早期的碳酸盐胶结作用可以对原生孔隙起到保存作用^[41]。因此 $P_{\text{减}}$ 应当由两部分组成,一是压实减少的,另一部分是胶结保存的,如公式:

$$P_{\text{减}} = \omega_{\text{胶}} + (P_{\text{残孔}} \times P_{\text{实}} / P_{\text{总}})^{[40-41]} \quad (3)$$

式中: $\omega_{\text{胶}}$ 为胶结物质量分数,%; $P_{\text{残孔}}$ 为残余粒间孔面孔率,%; $P_{\text{实}}$ 为实测孔隙度,%; $P_{\text{总}}$ 为面孔率,%。

根据公式(1)~(3),结合镜下薄片观察和实测数据可知,研究区长8储层实测孔隙度($P_{\text{实}}$)最大为14.8%,最小为6.9%,平均值为10.26%。压实过程损失孔隙度($P_{\text{减}}$)最大为18.25%,最小为13.85%;压实后剩余孔隙度最大为24.09%,最小为15.11%;压实作用减孔率($C_{\text{减孔}}$)平均值为50.89%。

研究表明,研究区长8砂岩储层的成岩阶段处在中成岩A晚期—B早期阶段,胶结物中硅质胶结含量极少,主要为铁方解石和黏土矿物胶结。而在其胶结过程中,粒间孔和早期溶蚀孔被这些硅质和碳酸岩矿物充填,因此胶结作用减少的孔隙度约等于胶结物的含量,即镜下残余粒间孔所占的孔隙,可用公式 $\Phi_{\text{胶}} = P_{\text{残孔}} \times P_{\text{实}} / P_{\text{总}}^{[22]}$ 计算,而减孔率可用公式 $P_{\text{胶}} = \omega_{\text{胶}} / \Phi_{\text{原}}^{[22]}$ 求出。

根据实测物性数据计算得到研究区胶结后减少孔隙度 $\Phi_{\text{胶}}$ 最大为16.28%,最小为13.31%,平均胶结减孔率 $P_{\text{胶}}$ 达42.73%。

4.2.2 增孔定量计算

溶蚀作用是典型的增孔过程,可以增加砂岩孔隙度、改善储层物性,增加的孔隙度就是现今保留的次生孔隙度^[40, 42]。因此,溶蚀增孔率可用公

式 $C_{\text{增孔}} = P_{\text{溶}} / \Phi_{\text{原}}$ 计算,其中 $P_{\text{溶}}$ 由公式 $P_{\text{溶}} = P_{\text{残孔}} / P_{\text{实}} \times P_{\text{总}}^{[42]}$ 求出。

在酸性环境下,长石、岩屑和碳酸盐容易发生溶蚀^[43]。镜下薄片观察表明,研究区普遍发育长石的溶蚀,按照公式得出,经溶蚀作用后,长8储层增加的孔隙度最大为9.46%,最小为4.85%,平均增孔率13.33%。

以Z29井区长8为例,通过该井区13口典型井实测物性及薄片鉴定分析,以求取增、减孔定量计算结果的可靠性,计算结果见表2。由表2可知,该区在早期压实作用下,损失了平均16.19%的孔隙度,其后的胶结作用导致孔隙度损失了15.22%;成岩晚期的溶蚀作用极大地改善了储层物性,贡献了6.66%的孔隙度。计算平均孔隙度为10.14%,实测平均孔隙度10.26%,误差1.1%,说明定量恢复结果较为可靠。

5 盆地模拟实例验证

运用PetroMod软件对鄂尔多斯盆地合水地区进行了盆地模拟恢复,使用的算法是三维侵入逾渗模型,其核心的思路是在三维地质体中寻找油气运移最有利的通道,并根据油气源供给量来进行模拟计算^[44],因此孔隙度模型参数的精确程度可影响盆地模拟的结果。该软件在盆地含油气系统模拟过程中有一个核心模块——储层模拟,而孔隙度的定量标定又是其中重要的计算环节。孔隙度的定量标定由两部分组成,一个是需要得到研究区的原始孔隙度分布,另外一个就是需要现今孔隙度分布。以往的图件都是根据有实测数据的井位来手工绘制平面分布图,人为因素较大,不同的人可以绘制出不同的平面分布特征。而利用前述量化的总孔隙度模型就可以最大程度地消除人为因素的干扰,可以做到全区块、全覆盖的孔隙度定量计算恢复,再利用软件模拟生成全区块平面分布图,这样就能最大化模拟出与实际地质情况相吻合的应用效果。

分析结果表明(见图8),模拟地区的石油充注开始于晚侏罗世(J_3)末期,聚集量为0.2亿t;到了早白垩世(K_1)末期,盆地长7生排烃达到最高峰,同时在该区的聚集量也达到了峰值,为14.8亿t;在白垩世末期,盆地仍然保持了一个较高的聚集量,达到了14.4亿t;最后,至现今,聚集量显著减少,仅为1.73亿t。

模型与实际钻探成果相叠加发现,工业油井均分布于模拟出来的油藏中,或者在其运移路径上(见图 9),说明以上述孔隙度模型为基础来进行的盆模恢复的可信度较高,达到了一个合理的应用效果,因此可以将其作为模板推广应用到同类型其他地区的储层研究中,有效指导油田的勘探与生产开发工作。

表 2 鄂尔多斯盆地合水地区 Z29 井区长 8 段储层孔隙度演化定量计算结果
Tab.2 Quantitative calculation results of reservoir porosity evolution of Chang 8 Member of Well Z29 in Heshui Area, Ordos Basin

	埋深 /m	分选 系数	初始孔 隙度/%	压实损 失孔隙 度/%	压实损 失率/%	胶结损 失孔隙 度/%	胶结损 失率/%	溶蚀增 加孔隙 度/%	定量计 算孔隙 度/%	实测孔 隙度/%	误差/%
Z29	1 815 ~1 830	2.35	40.52	16.43	40.55	15.42	38.06	6.37	15.04	14.8	+2.4
Z158	1 816 ~1 834	1.75	34.53	13.98	40.49	15.73	45.55	5.21	10.03	9.8	+2.3
Z205	1 809 ~1 820	1.98	35.03	17.23	49.19	14.68	41.91	7.12	10.24	10.2	+0.3
Z36	1 724 ~1 740	2.02	34.98	16.55	47.31	15.32	43.80	7.43	10.54	10.7	-0.1
Z146	1 896 ~1 906	2.21	36.02	17.96	49.86	14.98	41.59	9.46	12.54	12.6	-0.1
Z167	1 886 ~1 896	2.13	35.93	18.11	50.40	15.63	43.50	8.33	10.52	11.3	+6.9
Z144	1 884 ~1 906	1.95	33.36	18.25	54.71	13.31	39.90	8.11	9.91	10.0	-0.9
Z211	1 710 ~1 730	2.18	35.67	17.32	55.71	14.26	40.90	7.58	11.67	11.9	-0.1
N42	1 575 ~1 596	1.58	33.11	15.63	56.71	15.11	41.90	5.79	8.16	8.9	-7.9
L9	1 790 ~1 820	1.28	32.17	15.12	57.71	15.28	42.90	4.85	6.62	6.9	-4.0
N147	1 770 ~1 790	1.43	32.87	14.38	58.71	16.02	43.90	5.81	8.28	8.4	-1.4
N148	1 770 ~1 788	1.35	33.02	13.85	59.71	15.88	44.90	4.98	8.27	8.1	+2.0
N146	1 802 ~1 826	1.71	34.88	14.13	40.51	16.28	46.67	5.58	10.05	9.9	+1.5
均值		1.84	34.4	16.19	50.89	15.22	42.73	6.66	10.14	10.26	

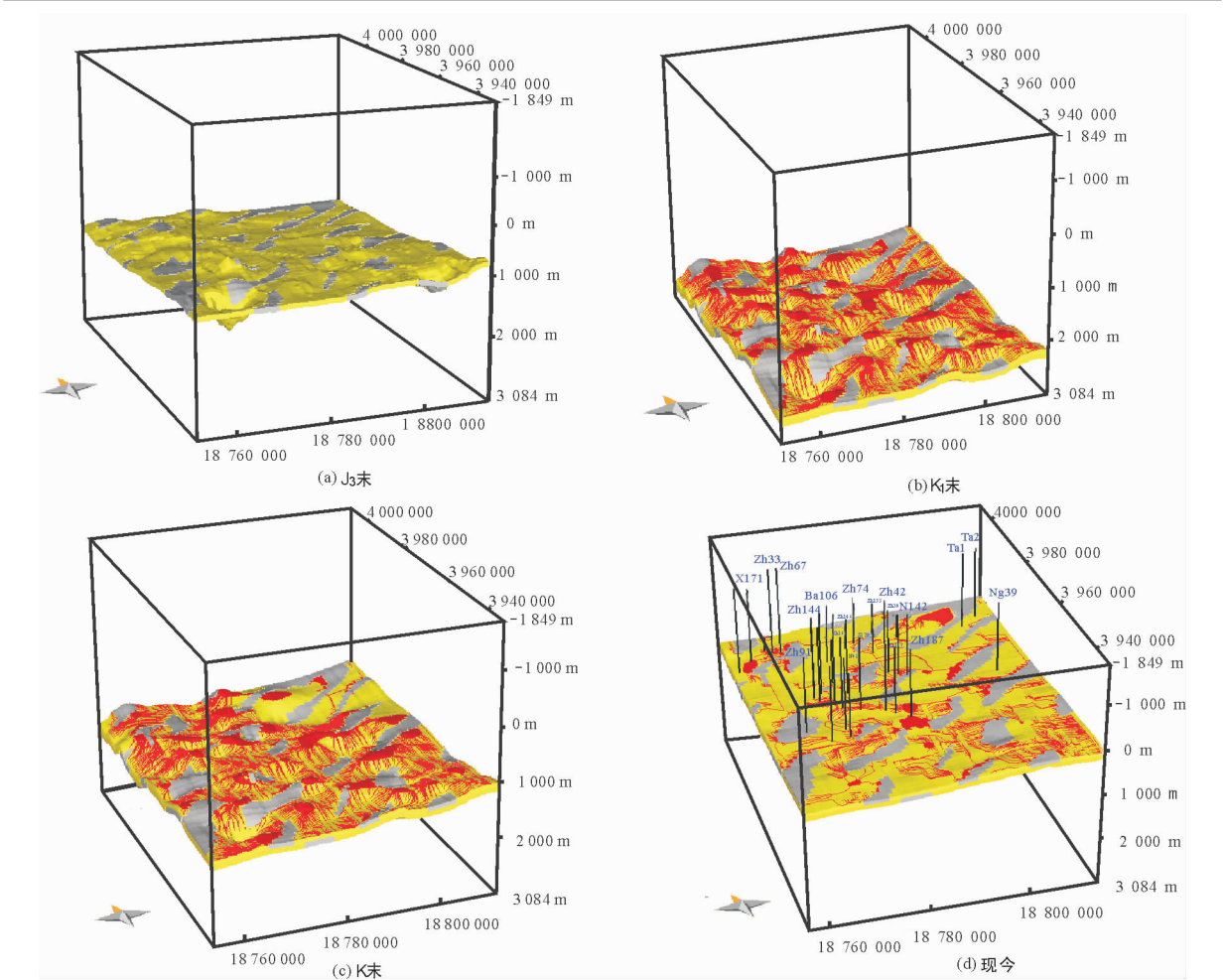


图 8 研究区不同生排烃期聚集体盆地模拟结果
Fig.8 Simulation results of basins with different hydrocarbon generation and expulsion periods in the study area

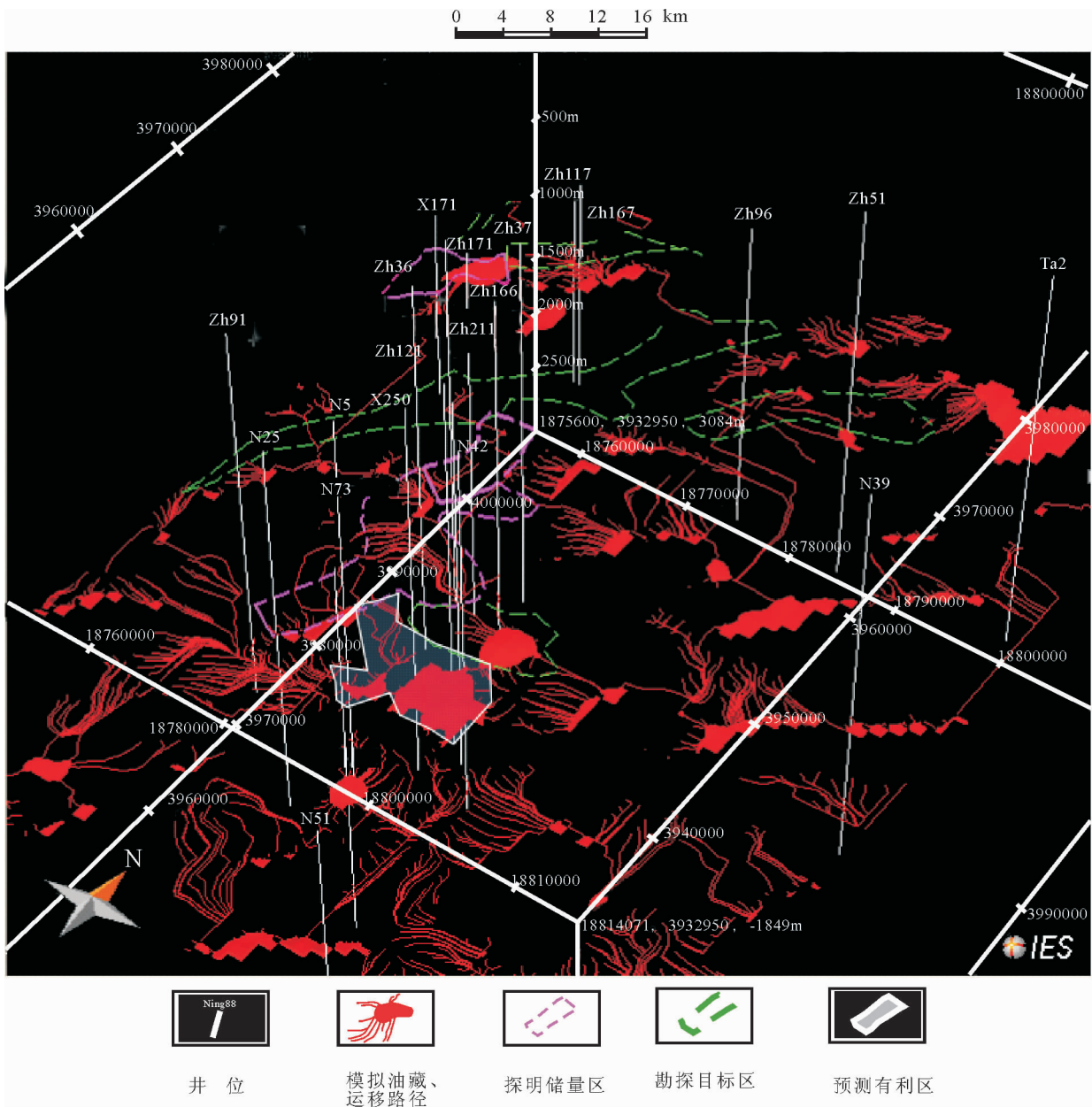


Fig. 9 Matching relationship between industrial oil well and basin simulation results

6 结论

1) 鄂尔多斯盆地合水地区延长组长 8 段砂岩类型主要为长石砂岩、岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩, 成分成熟度较低, 结构成熟度中等, 储集空间以粒间孔为主, 长石溶孔次之, 具有典型的低孔、低渗特征。研究区压实作用中等到强, 胶结作用复杂, 溶蚀作用普遍发育, 处于中成岩 A 晚期—中成岩 B 早期, 储层成岩序列为: 早期机械压实→早期碳酸盐胶结→早期有机酸流体进入→长石、岩屑溶蚀→次生孔隙 + 自生石英→烃类

侵入→伊利石→铁方解石胶结→铁白云石胶结。

2) 不同成岩作用对储层的孔隙演化具有不同影响,各种成岩作用对研究区储层砂岩孔隙演化定量恢复的确立具有关键作用。以现今孔隙度为约束条件,分别对各成岩作用阶段增孔、减孔量进行定量计算,得到原始孔隙度为 34.4%。在早期压实作用下,减孔率为 50.89%;其后的胶结作用减孔率为 42.73%。成岩晚期溶蚀作用极大地改善了储层物性,增孔率为 13.33%。计算孔隙度为 10.14%,实测孔隙度为 10.26%,误差为 1.1%,说明定量恢复结果较为可靠。

3) 运用 PetroMod 软件,以孔隙演化定量分析

所得的孔隙度为依据,开展盆地模拟研究,模拟出了油气的充注时间、聚集量、生排烃峰值等。同时,研究区实际钻探工业油井的分布与模拟油藏的吻合度高,证明了模型的可信度较高,可用于指导同类型其他油田的勘探开发。

参考文献

- [1] 杜金虎,杨涛,李欣. 中国石油天然气股份有限公司“十二五”油气勘探发现与“十三五”展望[J]. 中国石油勘探,2016,21(2):1-15.
DU J H, YANG T, LI X. Oil and gas exploration and discovery of petrochina company limited during the 12th five-year plan and the prospect during the 13th five-year plan[J]. China Petroleum Exploration,2016,21(2):1-15.
- [2] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京:石油工业出版社,2002:86-102.
- [3] 何自新. 鄂尔多斯盆地演化与油气[M]. 北京:石油工业出版社,2003:95-105.
- [4] 胡文瑞,翟光明. 鄂尔多斯盆地油气勘探开发的实践与可持续发展[J]. 中国工程科学,2010,12(5):64-72.
HU W R, ZHAI G M. Practice and sustainable development of oil and nature gas exploration and development in Ordos Basin[J]. Engineering Sciences,2010,12(5):64-72.
- [5] 杨华,付金华,何海清,等. 鄂尔多斯华庆地区低渗透岩性大油区形成与分布[J]. 石油勘探与开发,2012,39(6):641-648.
YANG H, FU J H, HE H Q, et al. Formation and distribution of large low-permeability lithologic oil regions in Huaqing, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development,2012,39(6):641-648.
- [6] 段毅,吴保祥,张辉,等. 鄂尔多斯盆地西峰油田原油地球化学特征及其成因[J]. 地质学报,2006,80(2):301-310.
DUAN Y, WU B X, ZHANG H, et al. Geochemistry and genesis of crude oils of the Xifeng Oilfield in the Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica,2006,80(2):301-310.
- [7] 李士祥,楚美娟,黄锦绣,等. 鄂尔多斯盆地延长组长 8 油层组砂体结构特征及成因机理[J]. 石油学报,2013,34(3):435-444.
LI S X, CHU M J, HUANG J X, et al. Characteristic and genetic mechanism of sandbody architecture in Chang 8 oil layer of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2013,34(3):435-444.
- [8] 陈义国,贺永红,王超,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组 8 段非常规油藏成因与成藏模式——以盆地东南部甘泉西区为例[J]. 石油学报,2021,42(10):1270-1286.
CHEN Y G, HE Y H, WANG C, et al. Genesis and accumulation patterns of unconventional oil reservoir in Member 8 of Triassic Yanchang Formation: A case study of the western Ganquan area, southeastern Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2021,42(10):1270-1286.
- [9] ATHY L F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks[J]. AAPG Bulletin, 1930, 14(1):1-24.
- [10] MAXWELL J C. Influence of depth, temperature, and geologic age on porosity of quartzose sandstone[J]. AAPG Bulletin, 1964, 48(5):697-709.
- [11] SCHMOKER J W, GAUTIER D L. Sandstone porosity as function of thermal maturity[J]. Geology, 1988, 16(12):1007-1010.
- [12] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Model, myths, and reality[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8):1093-1132.
- [13] 孟元林,王又春,姜文亚,等. 辽河拗陷双清地区古近系沙河街组四段孔隙度演化模拟[J]. 古地理学报,2009,11(2):125-132.
MENG Y L, WANG Y C, JIANG W Y, et al. Porosity evolution simulation of Member 4 of Shahejie Formation of Paleogene in Shuangqing Area, Liaohe Depression[J]. Journal of Paleogeography,2009,11(2):125-132.
- [14] 刘贵满,孟元林,魏巍. 松辽盆地北部泉三、四段低渗透储层孔隙度演化史[J]. 矿物岩石地球化学通报,2012,31(3):266-274.
LIU G M, MENG Y L, WEI W, et al. Porosity evolving history of low permeability reservoirs in the third and the fourth members of the Quantou Formation in the northern Songliao Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry,2012,31(3):266-274.
- [15] 王英民. 海相残余盆地成藏动力学过程模拟理论与方法:以广西十万大山盆地为例[M]. 北京:地质出版社,1998.
- [16] 唐俊,王琪,廖朋,等. 鄂尔多斯盆地环县地区长 8 段砂岩储层孔隙度演化定量模拟[J]. 兰州大学学报(自然科学版),2013,49(3):320-327.
TANG J, WANG Q, LIAO P, et al. Quantitative simulation of porosity-evolution in the Member 8 sandstone reservoir of the Yanchang Formation in Huanxian Oilfield, Ordos Basin[J]. Journal of Lanzhou University (Natural Sciences),2013,49(3):320-327.
- [17] 张荣虎,姚根顺,寿建峰,等. 成岩、构造一体化孔隙

- 度预测模型[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(3): 145-152.
- ZHANG R H, YAO G S, SHOU J F, et al. An integration porosity forecast model of deposition, diagenesis and structure[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(3): 145-152.
- [18] CATALAN L, XIAOWEN F, CHATZIS I, et al. An experimental study of secondary oil migration[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(4): 638-650.
- [19] THOMAS M M, CLOUSE J A. Scaled physical model of secondary oil migration[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(1): 19-59.
- [20] 石广仁. 盆地模拟技术30年回顾与展望[J]. 石油工业计算机应用, 2009, 61(1): 3-7.
- SHI G R. Review and outlook for the 30th anniversary of basin modeling techniques[J]. Computer Application of Petroleum, 2009, 61(1): 3-7.
- [21] 张庆春, 石广仁, 田在艺. 盆地模拟技术的发展现状与未来展望[J]. 石油实验地质, 2001, 23(3): 312-317.
- ZHANG Q C, SHI G R, TIAN Z Y. Present developing situation and future prospects of basin simulation technology[J]. Petroleum Geology Experiment, 2001, 23(3): 312-317.
- [22] CURRY D J. Future directions in basin and petroleum systems modelling: A survey of the community[J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(10): 2285-2293.
- [23] 樊婷婷, 柳益群, 黄进腊, 等. 合水地区长8储层成岩作用及对储层物性的影响[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2010, 40(3): 481-487.
- FAN T T, LIU Y Q, HUANG J L, et al. The diagenesis of Chang 8 reservoir sandstone and its effect on reservoir quality in the Heshui Region[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2010, 40(3): 481-487.
- [24] 刘鑫, 张晓磊, 赵应权, 等. 镇北—环县地区长4+5油层组储层特征及控制因素[J]. 地质科技情报, 2015, 34(4): 149-157.
- LIU X, ZHANG X L, ZHAO Y Q, et al. Influential factors and characteristics of Chang 4+5 reservoir in Yanchang Formation in Zhenbei-Huanxian area of Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(4): 149-157.
- [25] 郑庆华, 柳益群. 鄂尔多斯盆地镇北地区延长组长4+5致密油层成岩作用及成岩相[J]. 沉积学报, 2015, 33(5): 1001-1012.
- ZHENG Q H, LIU Y Q. Diagenesis and diagenetic lithofacies of tight reservoir of Chang 4+5 member of Yanchang formation in Zhenbei, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(5): 1001-1012.
- [26] 付金华, 邓秀芹, 王琪, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长8储集层致密与成藏耦合关系: 来自地球化学和流体包裹体的证据[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 48-57.
- FU J H, DENG X Q, WANG Q, et al. Compaction and hydrocarbon accumulation of Triassic Yanchang Formation Chang 8 member, Ordos Basin, NW China: Evidences from geochemistry and fluid inclusions[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 48-57.
- [27] 罗明高, 黄健全, 唐洪. 油气在储层孔喉中的微观运移机理探讨[J]. 沉积学报, 1999, 17(2): 269-272.
- LUO M G, HUANG J Q, TANG H. A quantitative study on hydrocarbon migration mechanism in pores and throats of reservoir[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(2): 269-272.
- [28] 王琪, 嵯喜准, 陈国俊, 等. 延长组砂岩中碳酸盐胶结物氧碳同位素组成特征[J]. 天然气工业, 2007, 27(10): 28-34.
- WANG Q, ZHUO X Z, CHEN G J, et al. Characteristics of carbon and oxygen isotopic compositions of carbonate cements in Triassic Yanchang sandstone in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(10): 28-34.
- [29] 杨奕华, 南君祥, 贺静, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层的显微特征及储集性的影响因素[J]. 中国石油勘探, 2001, 6(4): 37-43.
- YANG Y H, NAN J X, HE J, et al. Microscopic characteristics and influencing factors of Upper Paleozoic sandstone reservoir in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2001, 6(4): 37-43.
- [30] 季汉成, 翁庆萍, 杨潇. 鄂尔多斯盆地安塞—神木地区山西组成岩与沉积相耦合关系[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(6): 709-717.
- JI H C, WENG Q P, YANG X. Coupling of diagenesis and sedimentary facies of Shanxi Formation in An'sai-Shenmu, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(6): 709-717.
- [31] 黄思静, 黄培培, 王庆东, 等. 胶结作用在深埋藏砂岩孔隙保存中的意义[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 7-13.
- HUANG S J, HUANG P P, WANG Q D, et al. The significance of cementation in porosity preservation in deep-buried sandstones[J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 19(3): 7-13.
- [32] 刘军锋, 周学军, 刁帆, 等. 鄂尔多斯盆地演武高地

- 延长组长3储层特征及控制因素[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(5): 197-200.
- LIU J F, ZHOU X J, DIAO F, et al. Analysis on controlling factors and reservoir characteristics of Chang 3 Formation in Yanwu Highland in Ordos Basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(5): 197-200.
- [33] 高辉, 孙卫, 宋广涛, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层特低渗透成因分析与评价[J]. 地质科技情报, 2008, 27(5): 71-76.
- GAO H, SUN W, SONG G T, et al. Origin analysis of extra low-permeability and evaluation of Chang 8 reservoir in Heshui Area of Ordos Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2008, 27(5): 71-76.
- [34] 刘翰林, 杨友运, 王凤琴, 等. 致密砂岩储集层微观结构特征及成因分析: 以鄂尔多斯盆地陇东地区长6段和长8段为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(2): 223-234.
- LIU H L, YANG Y Y, WANG F Q, et al. Micro pore and throat characteristics and origin of tight sandstone reservoirs: A case study of the Triassic Chang 6 and Chang 8 members in Longdong Area, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 223-234.
- [35] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [36] SCHERER M. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491.
- [37] 刘震, 邵新军, 金博, 等. 压实过程中埋深和时间对碎屑岩孔隙度演化的共同影响[J]. 现代地质, 2007, 21(1): 125-132.
- LIU Z, SHAO X J, JIN B, et al. Co-effect of depth and burial time on the evolution of porosity for classic rocks during the stage of compaction [J]. Geoscience, 2007, 21(1): 125-132.
- [38] 付晶, 吴胜和, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组储层定量成岩相研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 86-97.
- FU J, WU S H, FU J H, et al. Research on quantitative diagenetic facies of the Yanchang Formation in Longdong Area, Ordos Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 86-97.
- [39] 姚泾利, 唐俊, 庞国印, 等. 鄂尔多斯盆地白豹—华池地区长8段孔隙度演化定量模拟[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(1): 38-46.
- YAO J L, TANG J, PANG G Y, et al. Quantitative simulation on porosity evolution in Member 8 of Yanchang Formation of Baibao-Huachi Area, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 20(2): 89-97.
- [40] 陈俊飞, 李琦, 朱如凯, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区长10₁低孔低渗储层孔隙演化及其定量模式[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(1): 83-94.
- CHEN J F, LI Q, ZHU R K, et al. Pore evolution and its quantitative model of low porosity and low permeability reservoir of Chang 10₁ in Shanbei Area, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(1): 83-94.
- [41] 盛军, 孙卫, 解腾云, 等. 苏里格气田东南部盒8段储层成岩作用研究及其孔隙演化模式定量分析[J]. 地质科技情报, 2015, 34(1): 20-27.
- SHENG J, SUN W, XIE T Y, et al. Diagenesis of He 8 reservoir and its quantitative analysis of porosity evolution model in Southeast Sulige gas field [J]. Natural Geological Science and Technology Information, 2015, 34(1): 20-27.
- [42] 王华, 郭建华. 塔中地区石炭系碎屑岩储层成岩作用对孔隙演化控制的定量研究[J]. 岩石矿物学杂志, 2009, 28(3): 277-284.
- WANG H, GUO J H. Quantitative research on the control of Carboniferous clastic reservoir diagenesis over pore evolution in Tazhong Area [J]. Acta Petrologica Et Mineralogica, 2009, 28(3): 277-284.
- [43] 刘林玉, 陈刚, 柳益群, 等. 碎屑岩储集层溶蚀型次生孔隙发育的影响因素分析等[J]. 沉积学报, 1998, 16(2): 97-101.
- LIU L Y, CHEN G, LIU Y Q, et al. Analysis on influencing factors of solution type secondary pore-evolution in clastic reservoirs [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1998, 16(2): 97-101.
- [44] 郭秋麟, 陈宁生, 柳庄小雪, 等. 盆地模拟关键技术之油气运聚模拟技术进展[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 846-857.
- GUO Q L, CHEN N S, LIU Z X U, et al. Advance of basin modeling key techniques: Hydrocarbon migration and accumulation simulation [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 846-857.

(编辑 雷雁林)