

doi:10.3799/dqkx.2016.124

鄂尔多斯盆地姬塬油田长6致密砂岩储层成因机理

任大忠^{1,2}, 孙卫¹, 黄海², 刘登科¹, 屈雪峰³, 雷启鸿³

1. 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 陕西西安 710069

2. 西部低渗—特低渗油田开发与治理教育部工程研究中心, 陕西西安 710065

3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018

摘要: 鄂尔多斯盆地姬塬油田长6储层原油储量丰富, 储层致密制约着油气的勘探开发潜力和评价精度。通过开展物性、粒度、铸体薄片、X衍射、扫描电镜、压汞等测试研究储层特征, 以时间为主轴, 综合成岩史、埋藏史、地热史、构造等因素, 采用“成岩作用模拟”和“地质效应模拟”构建孔隙度演化模型及计算方法探讨致密储层成因机理。结果表明: 储层经过较强的演化改造发育微—纳米孔喉系统, 形成低孔特低孔—超低渗的致密砂岩储层。H53井长6段孔隙度演化史揭示了增孔和减孔因素对孔隙度及油气充注的影响; 通过对比最大粒间孔面孔率、最大溶蚀面孔率、最大压实率、最大胶结率样品孔隙度演化路径和含油饱和度, 查明了致密储层成因的差异及品质。

关键词: 姬塬油田; 长6储层; 成岩作用; 地质效应; 孔隙度演化; 石油地质。

中图分类号: P168.130.2

文章编号: 1000-2383(2016)10-1735-10

收稿日期: 2016-04-20

Formation Mechanism of Chang 6 Tight Sandstone Reservoir in Jiyuan Oilfield, Ordos Basin

Ren Dazhong^{1,2}, Sun Wei¹, Huang Hai², Liu Dengke¹, Qü Xuefeng³, Lei Qihong³

1. State Key Laboratory for Continental Dynamics and Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China

2. Engineering Research Center of Western Low & Ultra-Low Permeability Oilfield Development & Management, Ministry of Education, Xi'an 710065, China

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

Abstract: Despite the abundance of crude oil reserves of Chang 6 reservoir in Jiyuan oilfield, Ordos Basin, its tightness restricts the exploration and development potential and evaluating precision. The physical property, grading analysis, casting thin slice, X-ray-diffraction, the SEM and mercury injection experiments are adopted for the study of reservoir features. Taking the time as the main axis, combining diagenetic history, burial history, paleotemperature history and tectonics, the diagenetic modeling and geologic simulation are adopted to work out pore evolution model and computational method for the tight reservoir's formation mechanism. The results show that low and ultra-low porosity and permeability tight sandstone reservoir with micro-nano pore-throat system was due to strong evolution of transformation. The porosity evolution in H53 Well shows that porosity increased and decreased has an impact on hydrocarbon filling. The difference and quality of the tight reservoir's formation were studied by comparing porosity evolution path and oil saturation in maximum intergranular pore, dissolution, compaction and cementation samples.

Key words: Jiyuan Oilfield; chang6 reservoir; diagenesis; geologic simulation; porosity evolution; petroleum geology.

基金项目: 中国博士后科学基金项目(No.2015M582699); 陕西省自然科学基金基础研究计划青年人才项目(No.2016JQ4022); 国家科技重大专项大型油气田及煤层气开发项目(No.2011ZX05044); 陕西省科技统筹创新工程基金项目(No.2015KTCL01-09)。

作者简介: 任大忠(1985—), 男, 博士后, 主要从事油气藏地质与开发研究。E-mail: rendazhong123@163.com

引用格式: 任大忠, 孙卫, 黄海, 等, 2016. 鄂尔多斯盆地姬塬油田长6致密砂岩储层成因机理. 地球科学, 41(10): 1735-1744.

0 引言

厘定古今孔隙度演化是表征碎屑储层致密成因和油气成藏品质的基础及理论依据 (Paola *et al.*, 2010; Taylor *et al.*, 2010; 潘高峰等, 2011; 钟大康等, 2013; 罗静兰等, 2014). 目前孔隙度演化模拟主要采用“成岩作用模拟”和“地质效应模拟”两种模式 (Schmoker *et al.*, 1988; Paola *et al.*, 2010; Taylor *et al.*, 2010; 潘高峰等, 2011; 吴小斌等, 2011; 渠冬芳等, 2012; 张创等, 2014); 这两种模式均受沉积环境、碎屑组分特征、构造、流体性质、埋藏环境、成岩作用环境等多因素影响. 不同成岩作用期次响应的碎屑颗粒固结程度、自生矿物、溶蚀作用、有机质、孔隙类型等差异具有时空效应, 致使孔隙度演化模式和模拟精度差异较大. 因此, 储层物性致密成因演化制约着储层油气的勘探开发潜力和评价精度.

鄂尔多斯盆地姬塬油田三叠系延长组的致密砂岩储层具有亿吨级的原油储量, 是长庆油田的主要油气建产区 (付金华等, 2013; 杨华等, 2013). 碎屑沉积物在埋藏过程中的致密演化对储层物性非均质性、流体渗流及油气成藏影响较大. 基于此, 近年来针对姬塬油田三叠系延长组油气储层致密成因开展

了诸多研究 (邓秀芹等, 2009; 潘高峰等, 2011; 吴小斌等, 2011; 郭正权等, 2012; 刘显阳等, 2012; 楚美娟等, 2013; 席胜利等, 2013; 钟大康等, 2013; 赖锦等, 2014), 其研究主线基于成岩作用和孔隙度演化, 认为早成岩阶段的机械压实作用是储集空间破坏的主要因素, 压实损失孔隙度一般为 10%~32%; 胶结作用对储集空间破坏的次于机械压实, 它贯穿整个成岩作用演化阶段, 且具有明显的期次性、类型和含量, 对储层品质具有指示作用, 胶结损失孔隙度一般为 2%~33%; 溶蚀作用是改善储层孔渗和面孔率的重要因素, 主要发生在油气大量充注的前期, 受早期机械压实和胶结强度、易溶组分、流体性质、温度、烃源岩特征等影响, 使其孔隙类型和结构不尽相同, 引起物性演化差异较明显, 溶蚀增加孔隙度一般小于 10%; 微裂缝是在构造、压实和溶蚀的应力作用下形成, 尤其是在成岩作用中后期发育, 微裂缝增加孔隙度一般小于 4.0%.

本文以姬塬油田 H82 井区长 6 储层为例 (图 1), 依据基础地质研究并结合常规物性、铸体薄片、扫描电镜、X 衍射、压汞、包裹体等测试资料, 深化“成岩作用模拟”和“地质效应模拟”的认识, 基于孔隙度演化探讨姬塬油田长 6 致密砂岩储层成因机理.

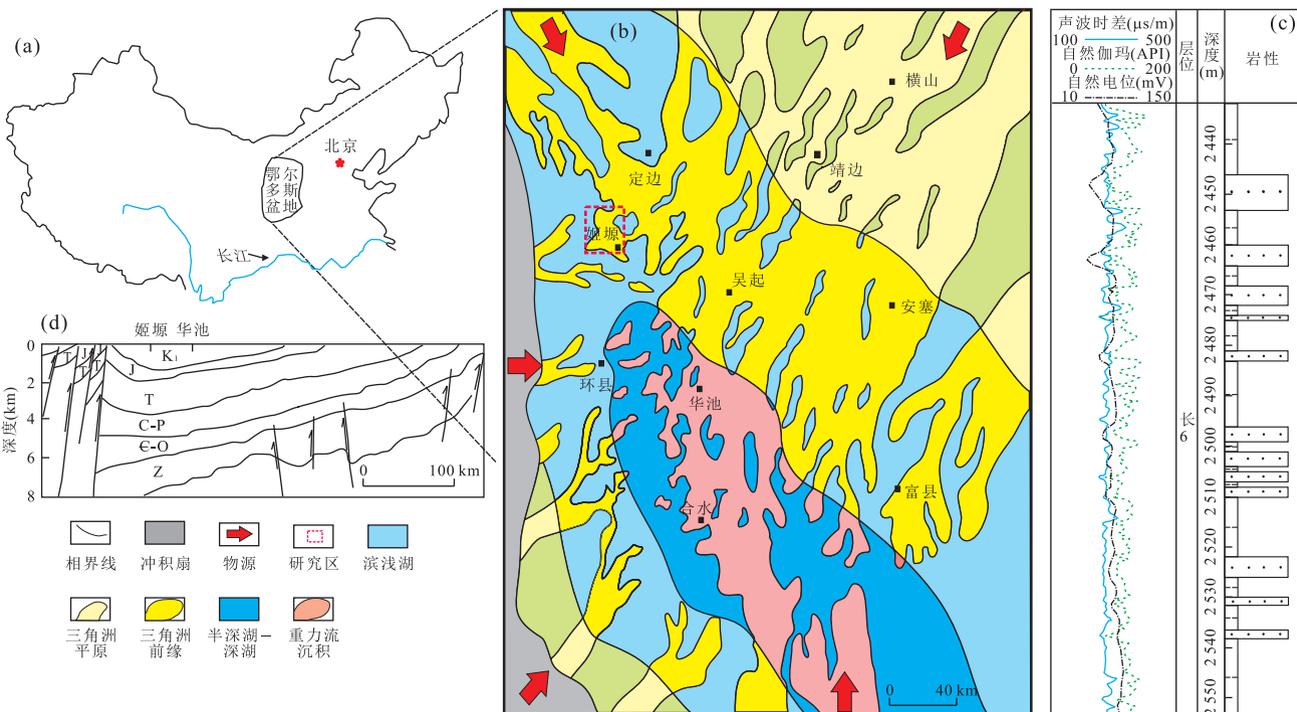


图 1 研究区域位置及长 6 沉积背景

Fig.1 Geographic location and depositional setting in research zone

a. 中国长江以北地区示意图; b. 鄂尔多斯盆地延长组长 6 段沉积相平面; c. 姬塬油田 H82 井柱状剖面; d. 鄂尔多斯盆地构造演化

1 储层岩石学特征

姬塬油田 H82 井区长 6 段沉积微相为三角洲前缘水下分流河道和分流间湾(图 1),依照行业标准(SY/T5368-2000),基于铸体薄片资料分析,岩性主要为极细—细粒的长石砂岩(62.3%)、岩屑长石砂岩(图 2a),岩石学特征呈现出中等成分成熟度、中低结构成熟度(0.43)、中等胶结物含量和脆性指数中低的特征(0.73)(图 2,表 1)。

碎屑组分平均体积含量为 88.76%(表 1),其中长石含量>石英含量>岩屑含量,岩屑中变质岩>火成岩>沉积岩,云母含量为 5.02%。填隙物平均含量为 12.89%,其中高龄石>碳酸盐类>绿泥石>伊利石>硅质类>其他,碳酸盐以铁方解石、铁白云石为主(图 2b,表 1)。颗粒整体分选中好(平均分选系数为 1.38),颗粒以点—线、线接触为主,局部凹凸接触,磨圆度主要次棱状。反映出沉积颗粒经过较强的压实和胶结作用改造,颗粒间的孔隙连通性差。

2 储层孔隙结构及物性特征

2.1 孔喉类型及结构特征

通过 32 口井的 78 块扫描电镜和铸体薄片镜下特征鉴定及数据统计,研究样品的主要孔隙包括(图 3a,3b):溶蚀孔(长石溶孔占 1.32%,岩屑溶孔占

0.16%)、剩余粒间孔(占 1.25%),其他包括微裂缝和填隙物晶间孔等(面孔率整体<0.1%)。喉道类型主要为片状与弯片状(图 3a,3b)。对 46 块高压压汞测试资料统计,研究样品孔隙结构可分为 4 类(图 3c),其中大于 1.0 μm 的微米级喉道占 15.37%、在 1.0~0.1 μm 之间的亚微米级喉道占 64.25%、小于 0.1 μm 的纳米级喉道占 20.38%,即发育微—纳米孔喉系统。

2.2 物性特征

通过 32 口井的 94 块气测孔隙度和渗透率的数据统计,根据行业标准(SY/T 6285-2011),储层物性主要以低孔特低孔—超低渗透为主(图 3d),其中低孔占 68.88%、特低孔占 27.66%、超低孔占 4.26%、平均孔隙度为 10.60%、特低渗占 7.45%、超低渗占 92.55%,平均渗透率为 $0.41 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 成岩作用特征

成岩作用如何在时空和环境上改造碎屑沉积物,是评价砂岩储层品质的主要影响因素,也是构建储层现今面貌的主要改造原因(Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004; 潘高峰等, 2011; 渠冬芳等, 2012; 唐鑫萍等 2013; 罗静兰等, 2014; 张创等, 2014)。

3.1 主要成岩现象及成岩阶段

依据扫描电镜与铸体薄片镜下特征:(1)碎屑颗

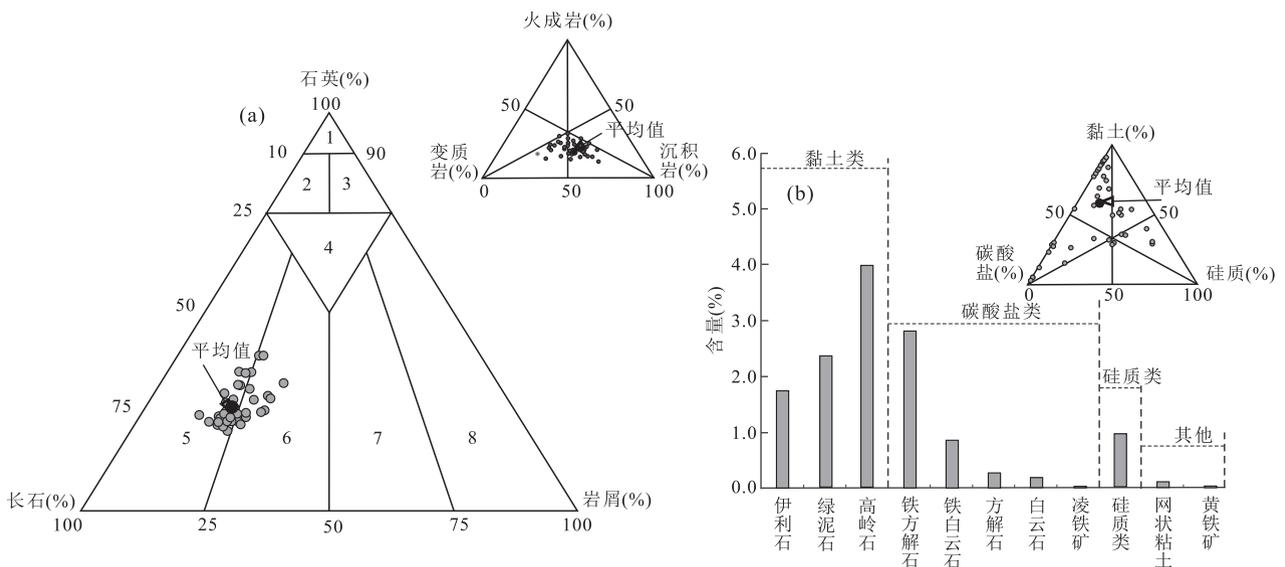


图 2 砂岩成分分类

Fig.2 Sandstone components and type of Chang 6 reservoir in surveyed area

a.砂岩类型;b.填隙物;1.石英砂岩;2.长石质石英砂岩;3.岩屑质石英砂岩;4.长石岩屑质石英砂岩;5.长石砂岩;6.岩屑质长石砂岩;7.长石质岩屑砂岩;8.岩屑砂岩

表 1 典型样品岩石组分特征统计

Table 1 Parameters of sandstone components of typical samples in Chang 6 reservoir

| 参数类型 | 陆源碎屑体积含量(%) | | | | | 结构成熟度 | 填隙物(%) | | | | | | 脆性指数 |
|------|-------------|-------|------|------|--------|-------|--------|-------|------|-------|------|------|------|
| | 石英类 | 长石类 | 火成岩 | 变质岩 | 沉积岩+云母 | | 绿泥石 | 伊利石 | 高龄石 | 碳酸盐类 | 硅质类 | 其他 | |
| 最大值 | 36.50 | 53.00 | 5.00 | 8.00 | 10.00 | 0.76 | 12.00 | 18.00 | 9.00 | 22.00 | 5.00 | 3.00 | 0.89 |
| 平均值 | 26.10 | 48.11 | 3.14 | 5.20 | 6.21 | 0.43 | 2.38 | 1.77 | 3.96 | 3.71 | 0.90 | 0.17 | 0.73 |
| 最小值 | 21.00 | 37.50 | 1.50 | 2.50 | 3.00 | 0.31 | 0.40 | 1.00 | 0.50 | 1.00 | 0.20 | 0.05 | 0.54 |

注:结构成熟度=石英质量分数/(长石质量分数+岩屑质量分数);脆性指数=石英质量分数/(石英质量分数+碳酸盐质量分数+黏土质量分数)(Rick *et al.*, 2008).

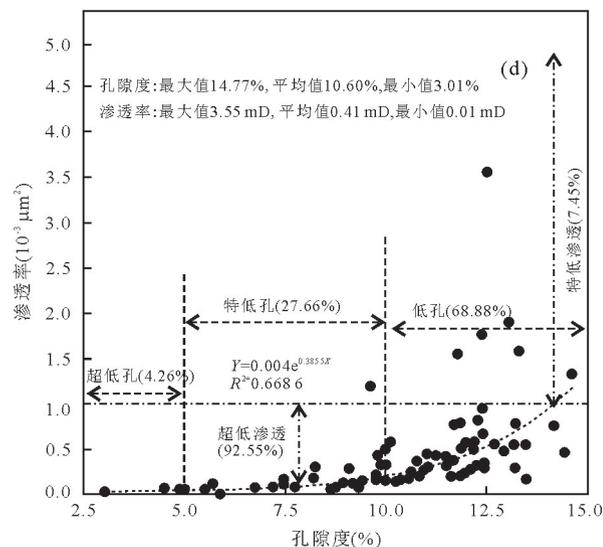
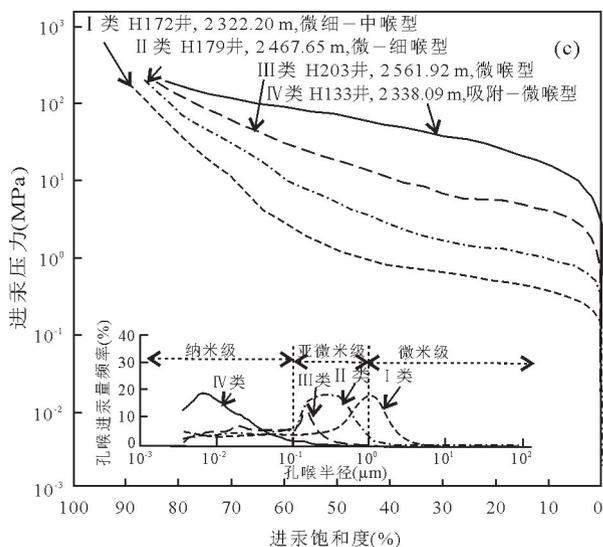
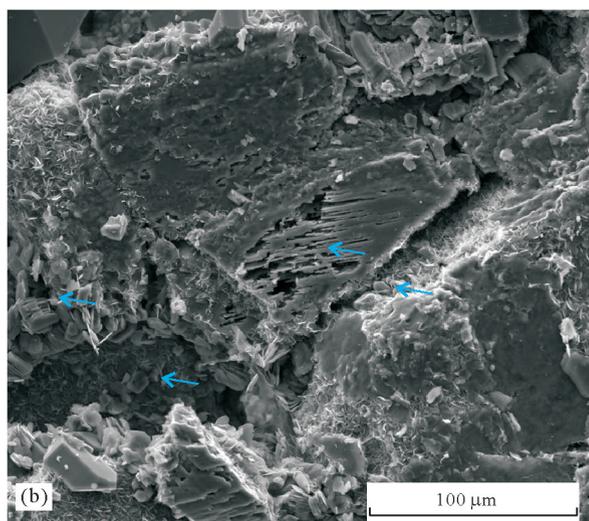
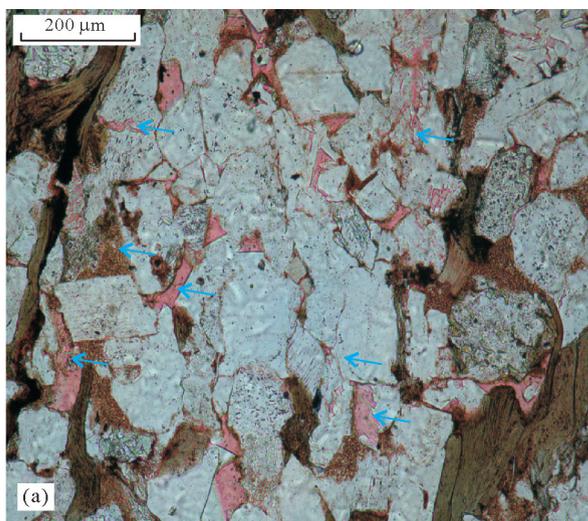


图 3 孔隙结构特征及物性相关性

Fig.3 Characteristics of pore structure and porosity vs. permeability

a.铸体下孔隙特征,C296井,2 401.36 m;b.电镜下孔隙特征,G207井,2 136.92 m;c.孔隙结构特征,高压汞录;d.孔隙度与渗透率关系

粒主要呈现点—线状接触、局部凹凸接触,云母、千枚岩等塑性矿物变形(图 4a);(2)粒间孔损失严重,长石溶孔发育,局部见微裂缝,填隙物晶间孔发育(图 3a,3b;图 4a,4b);(3)石英Ⅱ级次生加大边发育、石英和长石次生晶柱充填粒间孔,局部见石英Ⅲ级加大颗粒凹凸接触(图 4c,4d);(4)孔隙中见方解

石和少量菱铁矿,铁方解石和铁白云石晶型结构较好充填粒间孔或溶孔中,连晶状胶结的含铁碳酸盐交代碎屑颗粒或黏土矿物(图 4b,4c,4e,4h);(5)孔隙中多见书页状高龄石(图 4h,4i),颗粒边缘多见叶片状或少量绒球状绿泥石(图 4j),卷曲片状或丝发状的伊利石(图 4k,4l)。伊蒙混层中的蒙皂石比例

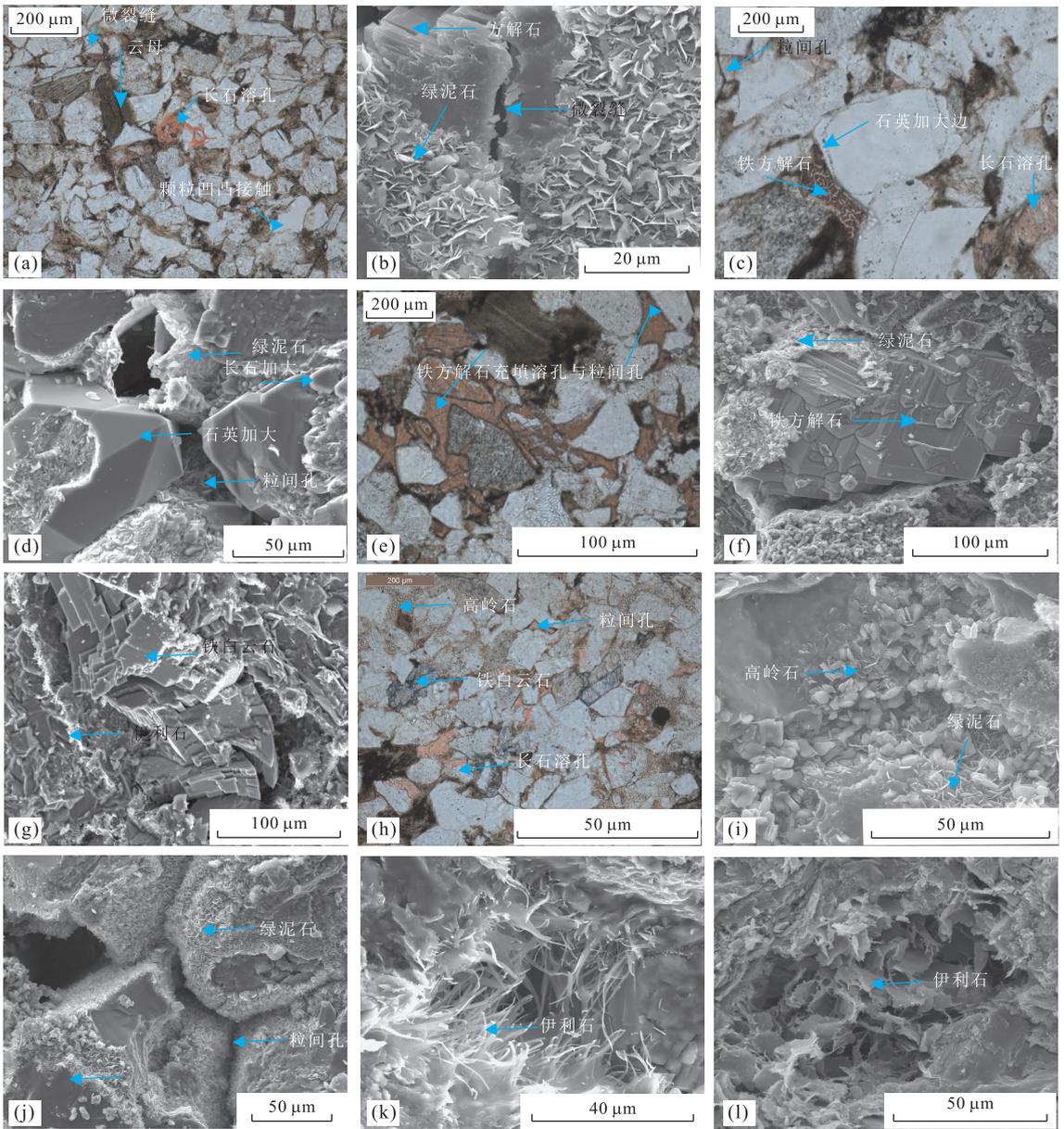


图 4 成岩作用的显微镜下特征

Fig.4 Micro-features of diagenesis

a.C269 井,2 406.46 m;b.H129 井,2 359.90 m;c.G46 井,2 459.80 m;d.G207 井,2 395.25 m;e.G145 井,2 398.83 m;f.G277 井,1 991.65 m;g. H82 井,2 450.82 m;h.G125 井,2 411.10 m;i.H53 井,2 306.50 m;j.G80 井,2 199.53 m;k.H176 井,2 128.24 m;l.G46 井,2 459.80 m

<15%;古温度范围为 50.61~164.20 °C,镜质体反射率范围为 0.70%~1.32%。

根据行业标准(SY/T5477-2003),姬塬油田 H82 井区长 6 储层现今成岩阶段主要为中成岩 A 期、部分进入 B 期。自距今 225 Ma 至今,长 6 储层经历准同生期和早成岩 A-B 期—中成岩 A-B 期。

3.2 主要成岩演化序列

姬塬油田 H82 井区长 6 储层自沉积体沉降开始至今的成岩作用演化过程复杂,成岩期次重叠,明确的孔隙类型、胶结物演化界限难以清晰辨别。本次

成岩演化序列以典型特征为基准。

在准同生期和早成岩 A-B 期:颗粒点接触→泥晶(微晶)方解石、少量亮晶菱铁矿→石英 I 期加大边→颗粒点—线接触→绿泥石膜 I 期→溶蚀 I 期→少量铁方解石和铁白云石→绿泥石膜 II 期→高岭石 I 期→石英 II 期加大边及自形晶柱。中成岩 A 期:溶蚀 II 期→高岭石 II 期→油气充注→伊利石 I 期→铁方解石 II 期→铁白云石 II 期。中成岩 B 期:石英 III 期加大→微裂缝→伊利石 II 期→绿泥石膜 III 期→连晶铁方解石/铁白云石。

4 储层孔隙致密演化分析

4.1 孔隙演化计算参数

为了更为准确地定量表征储层初始孔隙度、压实、胶结、溶蚀及现今孔隙度,本次采用文献引用(Athy, 1930; Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004; Gier *et al.*, 2008; 魏茂安等, 2007; 潘高峰等, 2011; 吴小斌等, 2011)和实验测试拟合的方法筛选孔隙度演化的计算公式和参数(表 2)。

4.2 孔隙致密演化分析

储层孔隙致密是受沉积、成岩、碎屑组分、流体、埋深、温度、构造、时间等多因素的影响(Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004; Taylor *et al.*, 2010; 潘高峰等, 2011; 吴小斌等, 2011; 渠冬芳等, 2012; 楚美娟等, 2013; 席胜利等, 2013; 钟大康等, 2013; 罗静兰等, 2014; 赖锦等, 2014; 张创等, 2014)。本次研究用成岩序列反映成岩期次演化,以地质时间为主轴,结合埋藏史、地热史、构造等地质因素,采用“成岩作用模拟”和“地质效应模拟”构建孔隙度演化模型及计算方法,综合评价古今孔隙度成岩演化史,用于研究区 H53 井长 6 段为例量化表征姬塬油田长 6 储层孔隙致密成因机理。

4.2.1 早期机械压实为主阶段 该阶段属于准同生期和早成岩 A 期,自沉积物沉降至距今 176 Ma,依据构造和埋深演化可划分为 4 个孔隙演化区间(图 5):

(1) 距今 209.25 Ma,埋深达 895 m 左右,沉降速率与上覆压力增幅较快,其中压实损失孔隙度为 8.46%(计算中: Φ_1 为 38.2%; $n = -0.00028$; Φ_2 为 29.73%);早期的泥晶(微晶)方解石(0.52%)、石英 I 期加大(0.10%)、绿泥石膜 I 期(0.24%)使孔隙度损失 0.86%。该阶段的剩余孔隙度为 28.87%。

(2) 距今 209.25 ~ 206.50 Ma、距今 180 ~

176 Ma 两个地质时期,由于构造地层小幅度抬升和压敏效应使得孔隙度发生微小变化,本次研究忽略。

(3) 距今 206.5 ~ 180.0 Ma,埋深达 1 153 m 左右,其中压实损失孔隙度为 2.07%;方解石(1.10%)、石英 I 期加大(0.18%)、绿泥石膜 I 期(0.65%)使孔隙度损失 1.93%。该阶段的剩余孔隙度为 24.87%。

4.2.2 压实+早期胶结为主阶段 该阶段属于早成岩 B 期与中成岩 A 期的早期,距今 176 ~ 151 Ma,埋深区间为 1 153 ~ 1 595 m 左右,地层沉降速率减缓,该阶段孔隙演化如下(图 5):其中压实损失孔隙度为 1.61%(计算中: $n = -0.00025$);方解石(0.40%)、铁方解石(0.90%)、铁白云石(0.31%)、石英 I、II 期加大(0.30%)、绿泥石膜 I、II 期(1.60%)、高岭石(1.90%)使孔隙度损失 5.41%,早期长石溶蚀孔隙度增加 0.43%。该阶段的剩余孔隙度为 18.28%。

4.2.3 主要溶蚀增孔阶段 该阶段属于中成岩 A 期中期,距今 151 ~ 139 Ma,埋深区间为 1 595 ~ 1 835 m 左右,上覆岩石压力持续增加,进入溶蚀温度窗口(70 ~ 90 °C)(Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004; Gier *et al.*, 2008; SY/T5477-2003 标准),干酪根热解的羧酸性流体溶蚀长石、岩屑、碳酸盐等易溶蚀矿物,其中压实损失孔隙度为 1.05%(计算中: $n = -0.00024$),胶结物主要为高岭石使孔隙度减小约 0.77%;长石、岩屑、少量碳酸盐等溶蚀产生溶蚀孔隙度为 4.21%。该阶段的剩余孔隙度为约 20.67%(图 5)。

4.2.4 油气充注—压溶+中晚期胶结阶段 该阶段属于中成岩 A 期的中期与中成岩 B 期的早期,距今 139 Ma 至今,埋深由 1 835 m 至最大埋深 2 671 m 再到现今 2 325 m 左右,其溶蚀作用减弱或停止—油气充注—压溶+中晚期胶结及应力微裂缝产生,整个演化过程对孔隙的影响如下(图 5)。

表 2 砂岩孔隙度演化定量计算方法

Table 2 Quantitative calculation method of porosity evolution in sandstone reservoir

| 孔隙度演化参数(%) | 公式 | 备注 |
|------------|---------------------------------|---|
| 原始孔隙 | $\Phi_1 = 20.91 + 22.90/S_d$ | Φ_1 为砂岩未固结的原始孔隙(%); S_d 为分选系数($S_d = (P_{25}/P_{75})^{1/2}$), P_{25} , P_{75} 是累计曲线上 25% 与 75% 所对应的颗粒的直径 |
| 压实剩余孔隙度 | $\Phi_2 = \Phi_1 \exp^{nh}$ | Φ_2 为不同深度段机械压实的剩余孔隙度(%); \exp 为指数; n 为覆压下拟合的常数; h 为地层埋深(m) |
| 胶结损失孔隙度 | $\Phi_3 = C$ | Φ_3 为胶结损失孔隙度(%); C 为胶结物含量(%) |
| 溶蚀增加的孔隙度 | $\Phi_4 = P_1 \times P_2 / P_3$ | Φ_4 为溶蚀增加的孔隙度(%); P_1 为溶蚀孔面孔隙率(%); P_2 为气测孔隙度平均值(%); P_3 为总孔面孔隙率(%) |

注:由于微裂缝、填隙物微孔的统计方法和难度较大,本次研究忽略。

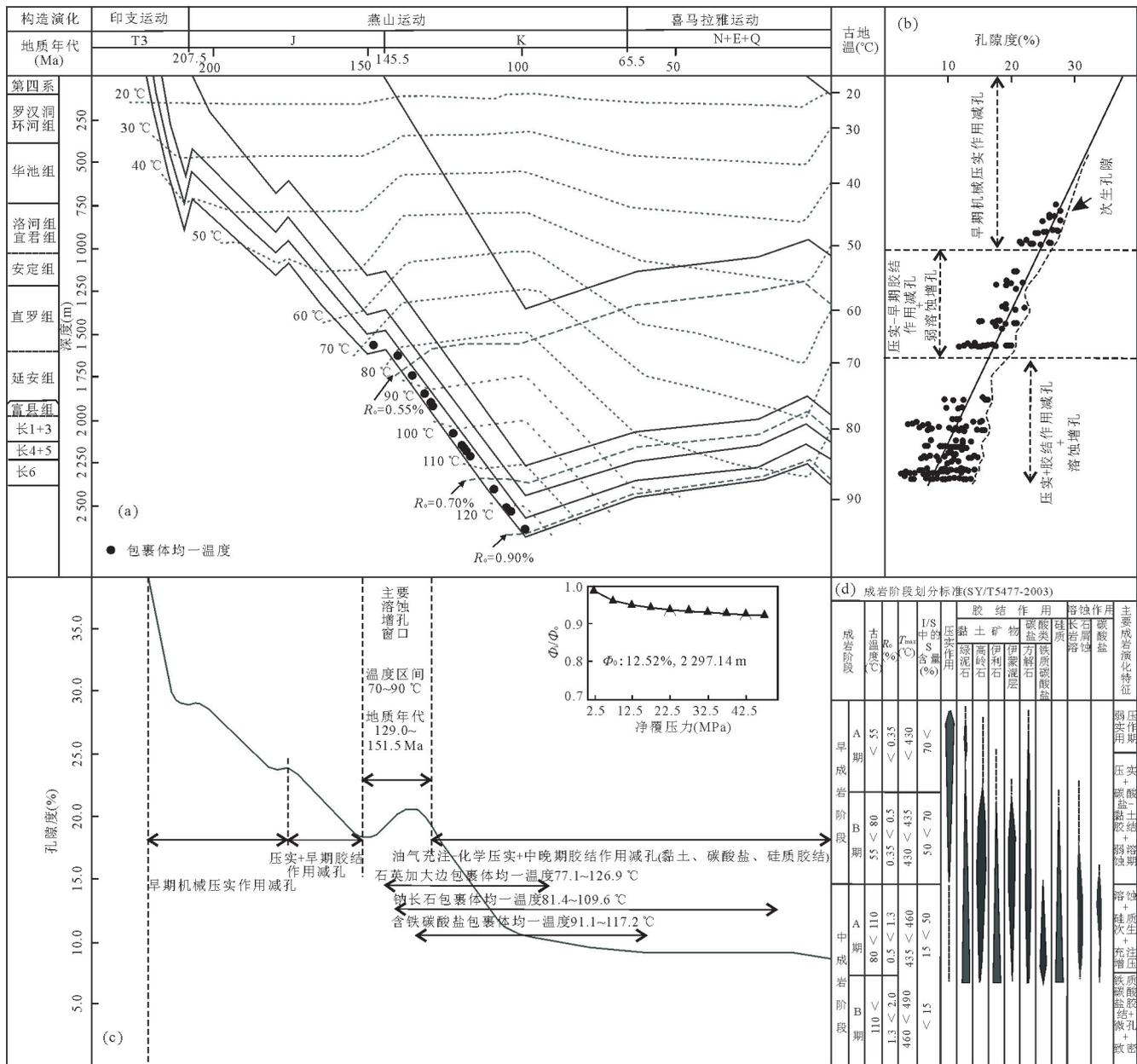


图 5 H53 井长 6 段砂岩孔隙度演化史

Fig.5 Integrated pattern of the porosity evolution history of Chang 6 reservoir in H53 well

a. H53 井埋藏史、古地温史和成藏史; b. H53 井孔隙度剖面分布; c. H53 井长 6 段孔隙度综合演化史; d. 姬塬油田长 6 段成岩作用演化特征

(1) 地质时间为 139~130 Ma、温度为 90~95 °C、埋深为 1 835~1 910 m 之间的流体 pH 逐渐增大引起溶蚀作用减弱或停止(Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004; Gier *et al.*, 2008; SY/T5477-2003 标准), 由酸性向碱性过渡, 铁方解石、铁白云石、伊利石自生矿物增加较快, 少量的绿泥石和硅质析出, 它们充填粒间孔或溶孔; 这期间压实损失孔隙度为 0.44% (计算中: n 为 -0.000 24), 胶结物损失孔隙度约为 5.70%, 溶蚀产生溶蚀孔隙度为 0.30%。该阶段的剩余孔隙度约为 14.83% (图 5)。

(2) 地质时间为 130~115 Ma、埋深为 1 910~2 290 m、包裹体温度峰值为 95~110 °C 时, 油气大量成熟并充注到储层中, 进而增大地层流体压力、抑制胶结物、溶蚀停止。该阶段主要是孔隙保持型成岩阶段。由图 5a 和图 5b 计算求得(潘高峰等, 2011), 95~110 °C 对应油气充注时的剖面临界孔隙度为 10.21%, 研究认为当孔隙度 > 10% 时有利于油气充注的研究结论一致 (Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004)。

(3) 地质时间为 115~99 Ma、埋深为 2 290~

2 671 m、包裹体温度 $> 110\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,油气充注逐渐减弱或停止,碱性流体环境增强,这期间压实损失孔隙度为 1.76% (计算中: $n = -0.000\ 20$),油气充注抑制或减缓的胶结物的生成,少量含铁碳酸盐、伊利石、绿泥石等产生使孔隙度减小约 1.18%。该阶段的剩余孔隙度约为 11.89% (图 5)。

(4)地质时间为 99 Ma 至今,地层由最大埋深抬升至 2 325 m,由白垩至现今地层遭受不同程度的剥蚀(图 5a),长 6 地层呈现出上覆地层压力保持性压实、地层温度降低、溶蚀及油气充注停止、碱性胶结矿物增长明显、化学压溶作用突出等特征。该阶段的孔隙变化主要由碱性胶结矿物与化学压溶影响,含铁碳酸盐交代其他矿物并充填孔隙、高岭石向伊利石和绿泥石转化、部分 III 级加大硅质使颗粒呈凹凸接触,碱性胶结矿物与硅质加大使孔隙度减小了 1.84%,该阶段的剩余孔隙度约为 10.05% (图 5)。

上述孔隙度模拟过程和计算方法获取的现今孔隙度(10.05%)与气测孔隙度 10.62% 接近,具有推广应用价值。揭示出姬塬油田长 6 储层致密成因过程及评价油气充注的机理,以及形成现今的低孔特低孔—超低渗透致密储层的层次性。

4.3 不同成岩特征的孔隙度演化分析

为了明确主要成岩作用期次对应的孔隙度演化特征,现依据油气充注时刻为界限,将“机械压实为主阶段”、“压实+早期胶结为主阶段”、“主要溶蚀增孔阶段”简化归纳为“机械压实”、“早期胶结”、“溶蚀”,将“油气充注—压溶+中晚期胶结阶段”简化归纳为“中晚期胶结”。

本研究从 H82 井区长 6 储层 78 块铸体薄片挑选出最大粒间孔面孔率、最大溶蚀面孔率、最大压实率、最大胶结率 4 个样品,其主要参数计算和孔隙度演化特征见表 3、图 6。

表 3 不同成岩特征的孔隙度演化参数统计

Table 3 Statistics of porosity evolution parameters of various diagenesis stages

| 参数类型(%) | Φ_1 | Φ_2 | $\Phi_{3-早}$ | Φ_4 | $\Phi_{3-中晚}$ | Φ | P | S_o |
|---------|----------|----------|--------------|----------|---------------|--------|-------|-------|
| I | 38.71 | 14.88 | 4.05 | 3.47 | 2.85 | 11.45 | 11.72 | 46.69 |
| II | 38.12 | 13.16 | 4.24 | 7.96 | 6.91 | 9.97 | 10.36 | 38.25 |
| III | 38.44 | 7.65 | 1.00 | 1.59 | 4.14 | 4.47 | 4.21 | 10.16 |
| IV | 37.95 | 30.36 | 25.27 | 0.17 | 1.86 | 3.39 | 3.51 | 7.11 |

注: I.最大粒间孔面孔率; II.最大溶蚀面孔率; III.最大压实率; IV.最大胶结率; Φ_1 .原始孔隙; Φ_2 .压实剩余孔隙度; $\Phi_{3-早}$.早期胶结损失孔隙度; Φ_4 .溶蚀增加的孔隙度; $\Phi_{3-中晚}$.中晚期胶结损失孔隙度; Φ .计算孔隙度; P .气测孔隙度; S_o .测井含油饱和度。

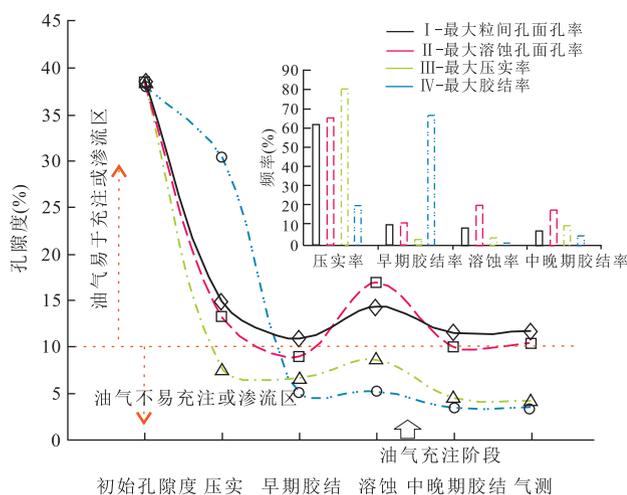


图 6 不同成岩特征的孔隙度演化路径

Fig.6 Porosity evolution path of various diagenesis stages

通过表 3、图 6,并结合表 2 得出:

(1) I 样、II 样、III 样、IV 样对应的初始孔隙度接近,表明 4 类样品粒径、分选、磨圆等矿物结构接近属于同一沉积体系。

(2)在机械压实阶段,4 类压实损失孔隙度 III 样 $>$ II 样 $>$ I 样 $>$ IV 样,其对应的压实率依次为 80.11%、65.47%、61.56%、20.01%。表明碎屑组分和含量、早期方解石析出、粉砂及泥质含量、砂泥接触关系、埋深等均是造成 4 类样品压实程度差异的重要因素。如 III 样云母、千枚岩、泥岩、板岩等塑性组分体积含量为 18.37%,而 IV 样中的体积含量为 11.64%; III 样中的碳酸盐体积含量为 6.21%,IV 样中的碳酸盐体积含量为 25.16%。

(3)在早期胶结阶段,4 类样品损失孔隙度 IV 样 $>$ III 样 $>$ II 样 $>$ I 样,其对应的压实率依次为 66.58%、11.12%、10.16%、2.61%。I 样、II 样、III 样、IV 样早期胶结后的剩余孔隙度为 10.83%、8.92%、6.64%、5.09%。依据研究成果(Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004), I 样流体渗流能力最好,而 II 样、III 样、IV 样依次变差。

(4)在油气大规模充注前期的溶蚀阶段,4 类样品溶蚀增加的孔隙度 II 样 $>$ I 样 $>$ III 样 $>$ IV 样,其溶蚀后的剩余孔隙度分别为 16.88%、14.60%、8.62%、5.26%,其溶蚀率依次为 20.87%、8.96%、4.14%、0.44%。依据研究成果(Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004), II 样、I 样具有较好的油气饱和效果,其测井含油饱和度分别为 38.25%、46.69%;而 III 样、IV 样的剩余孔隙度均小于 10.00%,因此油气充注程度较差,含油饱和度分别

为 10.16%、7.11%，表明储层的含油饱和度与油气充注前的剩余孔隙度密切相关，即溶蚀后的孔隙度是油气成藏品质的重要指示参数。

(5)在中晚期胶结阶段，4 类样品中晚期胶结后的损失孔隙度Ⅱ样>Ⅲ样>Ⅰ样>Ⅳ样，其胶结后的剩余孔隙度分别为 9.97%、4.47%、11.45%、3.39%，其计算的现今孔隙度与气测孔隙度接近。依据研究成果(Cowan and Shaw, 1991; Schmid, 2004)，Ⅰ样可以有效开发，Ⅱ样非均性和开发难度增加，Ⅲ样和Ⅳ样为无效开发储层。

上述分析表明，最大粒间孔面孔率、最大溶蚀率、最大压实率、最大胶结率 4 个样品点的孔隙度致密演化过程与 H53 井长 6 段的模拟结果一致，其模拟结果与气测孔隙度、测井含油饱和度具有较好的响应关系，因此，应用该方法解析致密砂岩储层成因机理，能够科学有效的提高该类储层的勘探开发及评价精度。

5 结论与认识

(1)姬塬油田 H82 井区长 6 油层岩性以极细—细粒的长石砂岩为主；孔隙类型主要为长石溶孔和粒间孔，发育微—纳米孔喉系统；储层物性以低孔特低孔—超低渗透为主。

(2)以 H53 井长 6 段孔隙度演化史为例揭示了增孔和减孔因素对孔隙度及油气充注的影响；机械压实为主阶段—压实+早期胶结为主阶段—主要溶蚀增孔阶段—油气充注—压溶+中晚期胶结阶段 4 个孔隙度演化区间对应的剩余孔隙度分别为 24.87%、18.28%、20.67%、10.05%；油气充注时的界孔隙度为 10.21%。

(3)通过对比最大粒间孔面孔率、最大溶蚀率、最大压实率、最大胶结率 4 个样品点的孔隙度致密演化过程及与油气充注的关系，查明了致密储层成因的差异，发现在油气充注前的剩余孔隙度>10%时有利于油气充注成藏，在油气充注后至现今的剩余孔隙度>10%时有利于油气的勘探与开发。

References

Athy, L.F., 1930. Density, Porosity and Compaction of Sedimentary Rocks. *AAPG Bulletin*, 14(1): 1—24. doi: 10.1306/3D93289E-16B1-11D7-8645000102C1865D

Cowan, G., Shaw, H., 1991. Diagenesis of Namurian Fluvio-Deltaic Sandstones from the Trumfleet Field, South

Yorkshire. *Marine & Petroleum Geology*, 8(2): 212—224.

Chu, M.J., Guo, Z.Q., Qi, Y.L., et al., 2013. Quantitative Diagenesis and Diagenetic Fades Analysis on Chang 8 Reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 24(3): 477—484 (in Chinese with English abstract).

Deng, X.Q., Liu, X.S., Li, S.X., 2009. The Relationship between Compacting History and Hydrocarbon Accumulating History of the Super-Low Permeability Reservoirs in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin. *Oil and Gas Geology*, 30(2): 156—161 (in Chinese with English abstract).

Fu, J.H., Li, S.X., Liu, X.Y., 2013. Ueological Theory and Practice of Petroleum Exploration in the Ordos Basin. *Natural Uas Ueoscience*, 24(6): 1091—1101 (in Chinese with English abstract).

Gier, S., Worden, R.H., Johns, W.D., et al., 2008. Diagenesis and Reservoir Quality of Miocene Sandstones in the Vienna Basin, Austria. *Marine & Petroleum Geology*, 25(25): 681—695. doi:10.1016/j.marpetgeo.2008.06.001

Guo, Z.Q., Qi, Y.L., Chu, M.J., et al., 2012. Recovery of Compact History of Yanchang Reservoir in Upper Triassic, Ordos Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 34(6): 594—598 (in Chinese with English abstract).

Lai, J., Wang, G.W., Chai, Y., et al., 2014. Mechanism Analysis and Quantitative Assessment of Pore Structure for Tight Sandstone Reservoirs: An Example from Chang 8 Oil Layer in the Jiyuan Area of Ordos Basin. *Chinese Journal of Geology*, 88(11): 2119—2130 (in Chinese with English abstract).

Liu, X.Y., Hui, X., Li, S.X., 2012. Review of Iormation Rule for Low Permeability Reservoir of Mesozoic in Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 30(5): 964—974 (in Chinese with English abstract).

Luo, J.L., Liu, X.S., Fu, X.Y., et al., 2014. Impact of Petrologic Components and their Diagenetic Evolution on Tight Sandstone Reservoir Quality and Gas Yield: A Case Study from He 8 Gas-Bearing Reservoir of Upper Paleozoic in Northern Ordos Basin. *Earth Science*, 39(5): 537—545 (in Chinese with English abstract).

Pan, G.F., Liu, Z., Zhao, S., et al., 2011. Quantitative Simulation of Sandstone Porosity Evolution: A Case from Yanchang Formation of the Zhenjing Area, Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 32(2): 249—256 (in Chinese with English abstract).

Paola, R., Andrea, O., Ornella, B., et al., 2010. Depositional Setting and Diagenetic Processes and Their Impact on

the Reservoir Quality in the Late Visean-Bashkirian Kashagan Carbonate Platform (Pre-Caspian Basin, Kazakhstan). *AAPG Bulletin*, 94(8):1313–1348.

Qu, D. F., Jiang, Z. X., Liu, H. M., et al., 2012. A Reconstruction Method of Porosity for Clastic Reservoirs during the Crucial Period of Hydrocarbon Accumulation. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3):404–413 (in Chinese with English abstract).

Rick, R., Michael, J. M., James, E. P., et al., 2008. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are not Clones of the Barnett Shale. SPE115258.

Schmid, S., Worden, R. H., Fisher, Q. J., 2004. Diagenesis and Reservoir Quality of the Sherwood Sandstone (Triassic), Corrib Field, Slyne Basin, West of Ireland. *Marine & Petroleum Geology*, 21(3):299–315. doi:10.1016/j.marpetgeo.2003.11.015

Schmoker, J. W., Gautier, D. L., 1988. Sandstone Porosity as a Function of Thermal Maturity. *Geology*, 16(11):1007–1010.

Tang, X. P., Huang, W. H., Li, M., et al., 2013. Diagenetic Environment Evolution of Deep Sandstones in the Upper Es4 the Palaeogene in Lijin Sag. *Earth Science*, 38(4):843–852 (in Chinese with English abstract).

Taylor, T. R., Giles, M. R., Hathorn, L. A., et al., 2010. Sandstone Diagenesis and Reservoir Quality Prediction: Models Myths and Reality. *AAPG Bulletin*, 94(8):1093–1132. doi:10.1306/04211009123

Wu, X. B., Hou, J. G., Sun, W., 2011. Microstructure Characteristics and Quantitative Analysis on Porosity Evolution of Ultra-Low Sandstone Reservoir. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 42(11):3438–3446 (in Chinese with English abstract).

Xi, S. L., Li, R. X., Zhu, D. M., et al., 2013. Formation of Low Permeable Reservoir Chang 4+5 in Jiyuan Region, Ordos Basin. *Chinese Journal of Geology*, 48(4):1164–1176 (in Chinese with English abstract).

Yang, H., Li, S. X., Liu, X. Y., 2013. Characteristics and Resource Prospects of Tight Oil and Shale Oil in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(1):1–11 (in Chinese with English abstract).

Zhang, C., Sun, W., Gao, H., et al., 2014. Reservoir Diagenetic Facies and Porosity Evolution Pathways of Chang 8 Formation in Huachi, Ordos Basin. *Earth Science*, 39(4):411–420 (in Chinese with English abstract).

Zhong, D. K., Zhu, H. H., Sun, D. K., et al., 2013. Diagenesis

and Porosity Evolution of Sandstones in Longdong Area, Ordos Basin. *Earth Science Frontiers*, 20(2):61–68 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

楚美娟, 郭正权, 齐亚林, 等, 2013. 鄂尔多斯盆地延长组长 8 储层定量化成岩作用及成岩相分析. *天然气地球科学*, 24(3):477–484.

邓秀芹, 刘新社, 李士祥, 2009. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史. *石油与天然气地质* 30(2):156–161.

付金华, 李士祥, 刘显阳, 2013. 鄂尔多斯盆地石油勘探地质理论与实践. *天然气地球科学*, 24(6):1091–1101.

郭正权, 齐亚林, 楚美娟, 等, 2012. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组储层致密史恢复. *石油实验地质*, 34(6):594–598.

赖锦, 王贵文, 柴毓, 等, 2014. 致密砂岩储层孔隙结构成因机理分析及定量评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长 8 油层组为例. *地质学报*, 88(11):2119–2130.

刘显阳, 惠潇, 李士祥, 2012. 鄂尔多斯盆地中生界低渗透岩性油藏形成规律综述. *沉积学报*, 30(5):964–974.

罗静兰, 刘新社, 付晓燕, 等, 2014. 岩石学组成及其成岩演化过程对致密砂岩储集质量与产能的影响: 以鄂尔多斯盆地上占生界盒 8 天然气储层为例. *地球科学*, 39(5):537–545.

潘高峰, 刘震, 赵舒, 2011. 砂岩孔隙度演化定量模拟方法——以鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组为例. *石油学报*, 32(2):249–256.

渠冬芳, 姜振学, 刘惠民, 等, 2012. 关键成藏期碎屑岩储层古孔隙度恢复方法. *石油学报*, 33(3):404–413.

唐鑫萍, 黄文辉, 李敏, 等, 2013. 利津洼陷沙四上亚段深部砂岩的成岩环境演化. *地球科学*, 38(4):843–852.

魏茂安, 陈潮, 王延江, 等, 2007. 地层孔隙压力预测新方法. *石油与天然气地质*, 28(3):395–400.

吴小斌, 侯加根, 孙卫, 2011. 特低渗砂岩储层微观结构及孔隙演化定量分析. *中南大学学报(自然科学版)*, 42(11):3438–3446.

席胜利, 李荣西, 朱德明, 等, 2013. 鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组长 4+5 低渗透储层成因. *地质科学*, 48(4):1164–1176.

杨华, 李士祥, 刘显阳, 2013. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力. *石油学报*, 34(1):1–11.

张创, 孙卫, 高辉, 等, 2014. 鄂尔多斯盆地华池长 8 储层成岩相与孔隙度演化. *地球科学*, 39(4):411–420.

钟大康, 祝海华, 孙海涛, 等, 2013. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组砂岩成岩作用及孔隙演化. *地学前缘*, 41(3):62–68.