

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

吴伟涛^{1,2}, 邓静³, 赵靖舟^{1,2}, 孙勃³, 郭汉卿⁴, 邓秀芹³, 耳闯^{1,2}, 白玉彬^{1,2}

(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. 中国石油 长庆油田公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710029; 4. 中国石油 长庆油田公司 第一采油厂, 陕西 延安 716000)

摘要:利用钻井、测井、录井、试油资料、薄片观察以及分析化验等资料,研究鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组致密油的储层条件、烃源岩条件和运移聚集条件,建立致密油成藏模式。结果表明,长7油层组储层岩性主要为长石岩屑砂岩,平均孔隙度为7.4%,平均渗透率为 $0.134 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集空间以次生溶蚀孔隙为主,占到总面孔率的70.6%,孔隙半径分布范围多数小于1 μm ,属于纳米级孔隙。长7油层组烃源岩以长7³最好,有机碳含量平均为8.99%,明显高于长7²和长7¹,后两者的有机碳含量分别为2.17%和1.12%,均属于好-最好烃源岩。长7³烃源岩厚度分布在28~36 m,长7¹⁺²厚度为35~55 m,主要为I型干酪根,镜质体反射率介于1.02%~1.2%,处于生烃高峰期,生油强度可达到 $600 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。运移通道为水平裂缝、斜交裂缝和砂体构成的三维网状输导体系,尤其是源储界面的斜交裂缝为初次排烃的重要通道。运移动力为生烃作用产生的超压,其分布范围在15~22 MPa。长7油层组致密油藏发育岩性尖灭油藏、透镜体油藏和成岩圈闭型油藏,数量多,横向连片、纵向叠置,呈现出准连续分布特征。长7³烃源岩与长7¹和长7²储层形成下生上储型成藏组合,长7¹和长7²烃源岩与自身储层形成源内间互型成藏组合,构成“下生上储-源内间互双源供烃准连续型”成藏模式。

关键词:长7油层组;成藏条件;成藏模式;致密油;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Accumulation conditions and models of tight oil reservoirs in Chang-7 of Huaqing area, the Ordos Basin

Wu Weitao^{1,2}, Deng Jing³, Zhao Jingzhou^{1,2}, Sun Bo³, Guo Hanqin⁴, Deng Xiuqin³, Er Chuang^{1,2}, Bai Yubin^{1,2}

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;
2. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation of Shaanxi Province, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;
3. Research Institute of Petroleum Exploration, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710029, China;
4. No. 1 Oil Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Yan'an, Shaanxi 716000, China)

Abstract: Based on drilling, mud logging, wireline logging, production test results, thin section observation and laboratory data, this paper focuses on a study on accumulation conditions, source rock qualities, migration-accumulation conditions of the Chang-7 tight oil reservoirs in Huaqing area, Erdos Basin. A tight oil pooling model is also established. The result shows that the reservoirs are mainly feldspar lithic sandstones with an average porosity of 7.4%, and an average permeability of $0.134 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The reservoirs are also found to contain largely secondary dissolved nanopores (accounting for 70.6% of the total surface porosity) with radius mostly less than 1 μm . The best source rock of Chang-7 occurs in the third interval of Chang-7. It has an average TOC of 8.99%, obviously greater than that of its second (2.17%) and the first (1.12%) intervals. Its thickness ranges between 28 m and 36 m, while the total thickness of the first and the second intervals is between 35 m and 55 m. It has Ro values between 1.02% and 1.2%, clearly a type I kerogen and within the peak stage of hydrocarbon generation (the hydrocarbon generation capacity is up to $600 \times 10^4 \text{ t/km}^2$). The migration pathway in Chang-7 is a three dimensional network carrier system consisting of horizontal fractures, oblique crossing fractures and sandbodies. The oblique crossing fractures on the source-reservoir interface are considered to be the primary pathways for the initially expelled hydrocarbons. The migration is driven by an overpressure in the range from 15 MPa to 22 MPa caused by hydrocarbon generation. The tight oil reservoirs in Chang-7 include lithologic thinning-out type, lentic-

收稿日期:2015-11-12;修订日期:2016-10-12。

第一作者简介:吴伟涛(1983—),男,博士、讲师,油气成藏与非常规油气地质。E-mail:wuweitaohao1013@163.com。

基金项目:陕西省教育厅重点科研计划项目(2015JS094);西安石油大学博士启动基金项目(134010179)。

ular type and diagenetic trap type and they are large in number and are laterally connected and vertically superposed, thus being quasi-continuous reservoirs. The source rock in the third interval of Chang-7 and the reservoirs in its first and second intervals constitute a lower-generation and upper-storage assemblage, and the source rocks and reservoirs within the first and second intervals of the Chang-7 form inner-source alternating assemblages. The two types of assemblages constitute a quasi-continuous type of reservoir-forming model with two-source hydrocarbon supply.

Key words: Chang-7 oil-bearing layer, hydrocarbon accumulation condition, hydrocarbon accumulation model, tight oil, Ordos Basin

随着北美 Bakken, Eagle Ford 和 Barnett 等地区的致密油勘探取得重大成功,致密油已经成为全球油气勘探开发的新领域^[1-3]。中国致密油资源分布广泛,在多个沉积盆地地层中均有发现^[4-10]。从东部的松辽盆地白垩系泉头组—青山口组、渤海湾盆地古近系沙河街组到中部的鄂尔多斯盆地三叠系延长组、四川盆地侏罗系大安寨段,以及西部的准噶尔盆地二叠系芦草沟组均有分布,说明中国致密油资源丰富,勘探潜力巨大。

鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7油层组为中国致密油勘探的重点探区,截止2012年底,已累计提交渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的探明储量为 $16.43 \times 10^8 \text{ t}$ ^[11],尤其是在鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东部新安边地区,长7油层组发现了亿吨级的致密油油田^[12],使其成为石油增产上储的重要领域。但是,盆地不同地区的储层岩性、物性、孔隙结构以及烃源岩地化参数存在差异性,影响着勘探开发的进行。目前,中国致密油地质理论与成藏特征等研究较为薄弱,笔者以华庆地区三叠系延长组长7油层组致密油为对象,利用岩心观察、薄片鉴定、核磁共振、压汞曲线与烃源岩地球化学等资料,研究长7油层组的储层物性、储集空间、孔隙特征和烃源岩有机质丰度、类型及生烃强度,分析致密油运移聚集条件,建立致密油成藏模式,旨在丰富致密油成藏理论认识的同时,扩大盆地致密油勘探范围,增加致密油储量。

1 区域地质条件

华庆地区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西南部,行政区隶属于甘肃省庆阳市庆城县、华池县和正宁县,面积约 $3\,000 \text{ km}^2$ 。盆地三叠系延长组自下而上划分为长10—长1共10个油层组,其经历了早期(长10—长8)沉积期的水进、长7期的最大湖泛和中晚期(长6—长1)的缓慢水退,发育一套完整的湖进至湖退的沉积旋回,反映了湖盆形成、发展和消亡过程。依据岩性与沉积旋回特征,华庆地区长7油层组划分为3个亚组,从下至上为长7³、长7²和长7¹。长7³沉积期主要为半深湖—深湖沉积,沉积一套厚度较大、富含有机质的

页岩;长7¹⁺²沉积期水体开始变浅,发育三角洲前缘沉积和半深湖—深湖重力流沉积,包括砂质碎屑流、滑塌与浊流沉积,砂泥岩互层分布,砂体纵向叠加厚度大,平面上连片分布,在空间上构成纵横交错的沉积砂体。长7油层组顶面构造与伊陕斜坡类似,具有西低东高的特点,海拔分布在 $-450 \sim -750 \text{ m}$ 。

2 长7油层组致密储层条件

2.1 储层岩性与物性

华庆地区长7油层组砂岩类型主要为灰色粉—细粒长石岩屑砂岩,含少量岩屑长石砂岩和长石岩屑质石英砂岩(图1)。石英含量主体分布在 $30\% \sim 45\%$, 平均为 35.5% ;长石类含量主体分布在 $15\% \sim 26\%$, 平均为 20.6% ;岩屑含量平均为 28.3% ,变质岩岩屑为 10.2% ,火成岩岩屑为 4.9% ,沉积岩岩屑为 9.1% ,云母含量为 4.1% ;填隙物含量平均为 20.3% ,自生矿物以水云母和碳酸盐岩为主,还包含少量硅质和长石质。

通过华庆地区长7油层组235个储层物性样品分析(图2),长7油层组储层孔隙度分布为 $0.5\% \sim 12.5\%$,平均为 7.4% ,主体范围为 $6\% \sim 10\%$,占到 65% 以上;渗透率分布为 $(0.02 \sim 1.82) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.134 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主体分布在 $(0.05 \sim 0.15) \times$

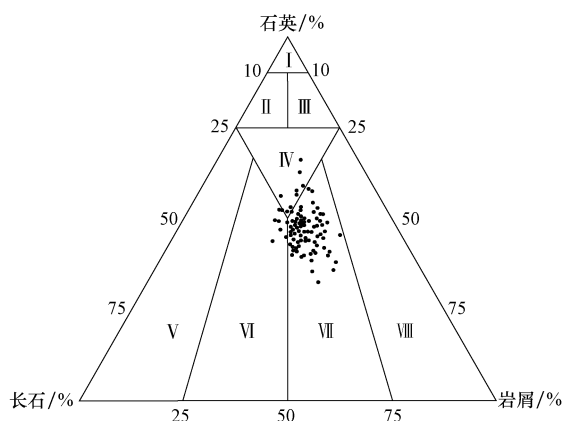


图1 鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组储层砂岩成分三角图
Fig. 1 Triangular diagram of sandstone components of Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

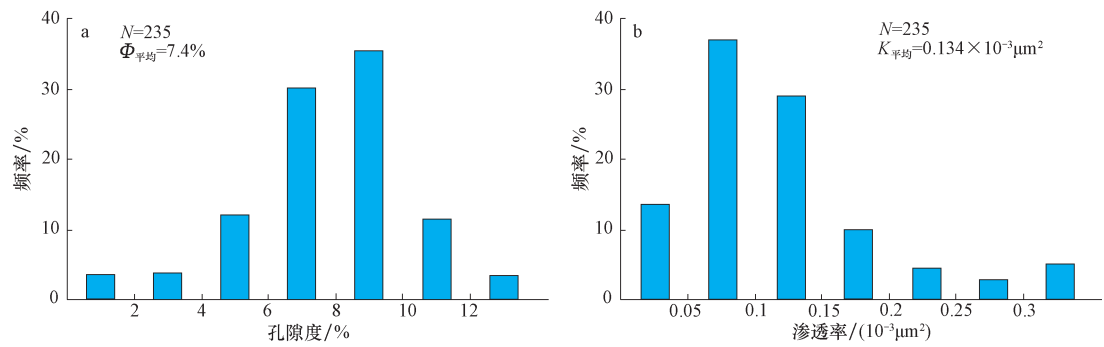


图2 鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组储集物性分布直方图
Fig. 2 Histogram of reservoir properties of Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin
a. 孔隙度(Φ); b. 渗透率(K)

$10^{-3} \mu\text{m}^2$, 约占到 67%。孔隙度和渗透率存在良好的正相关性。相比较长 7¹、长 7² 和长 7³ 的储层物性特征(表 1), 长 7² 和长 7¹ 相差不大, 分别为 7.5% 和 7.3%, 长 7³ 最小; 长 7¹ 渗透率最大, 为 $0.156 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 长 7² 次之, 长 7³ 最小, 仅为 $0.069 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。总体来看, 长 7¹ 和长 7² 的储集物性接近, 明显高于长 7³。

2.2 储层孔隙特征

华庆地区长 7 油层组储层薄片及扫描电镜等资料显示(图 3, 图 4), 孔隙类型有长石溶孔、岩屑溶孔、粒间溶孔、粒间孔、晶间孔和微裂隙, 面孔率占到 2.31%。其中, 以次生溶蚀孔为主, 面孔率为 1.63%, 占总面孔率的 70.6%, 长石溶孔、岩屑溶孔和粒间溶孔各占 1/3; 晶间孔和微裂隙所占比例较少, 面孔率仅约为 0.1%; 粒间孔、粒间溶孔和长石溶孔内部分被伊利石、碳酸盐和石英等胶结物充填。

核磁共振技术是测量孔隙半径和流体饱和度的一种重要方法^[13-14]。岩心核磁共振信号量反映出岩心内流体含量, T_2 弛豫时间谱代表地层孔隙半径分布, 与孔隙半径之间存在正比关系, 即 T_2 弛豫时间越大, 孔隙半径越大。结合实验研究分析^[14-18], 当孔隙水的 T_2 弛豫时间小于 10 ms 时, 地层水类型为束缚水, 对应的孔隙半径小于 1 μm , 为纳米级孔隙; 当 T_2 弛豫时间介于 10~100 ms 时, 水相对容易流动, 对应孔隙半径介于 1~1 000 μm , 为微米级孔隙。

长 7 油层组储层 43 个样品的核磁共振分析, 结合 T_2 弛豫时间谱曲线形态特征, 可划分出 4 种类型(图 5, 表 2)。①纳米级孔隙的单峰型, T_2 谱幅度峰值小于 10 ms(图 5a), 占到总样品数的 37.2%。②纳米级孔隙为主的双峰型, T_2 谱的两个幅度峰值分别为小于 10 ms 和 10~100 ms, 纳米级孔隙对应的峰值幅度高于微米级孔隙(图 5b), 占到总样品的 44.2%。③纳米级孔隙与微米级孔隙等量的双峰型, 两种类型的孔隙近似相等(图 5c), 占样品数的 16.3%。④微米级孔隙

表 1 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7 油层组
各亚组储层与烃源岩参数

Table 1 Parameters of reservoirs and source rocks in each interval of the Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin					
层位	$\Phi/\%$	$K/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	TOC/%	氯仿沥青 “A”/%	$(S_1 + S_2)/$ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)
长 7 ₁	1.8~12.5 7.3(65)	0.02~1.82 0.156(65)	0.15~4.5 1.12(46)	0.038~0.435 0.134(46)	0.19~16.4 2.64(46)
长 7 ₂	2.3~12.3 7.5(141)	0.034~1.68 0.139(141)	0.58~5.1 2.17(12)	0.055~0.21 0.152(12)	0.91~14.67 5.06(12)
长 7 ₃	0.5~12 6.3(29)	0.023~0.139 0.069(29)	0.17~29.4 8.99(74)	0.171~0.728 0.454(74)	0.29~101 26.05(74)

注: 最小值~最大值
平均值(样品数)。

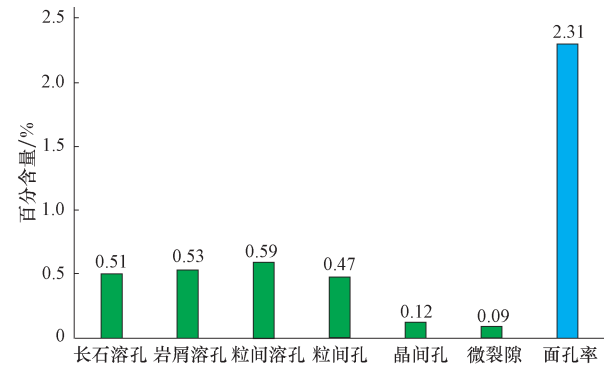


图3 鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组不同类型
孔隙面孔率分布直方图

Fig. 3 Histogram of different types of surface porosity in
Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

为主的双峰型, 微米级孔隙对应的峰值幅度高于纳米孔隙(图 5d), 仅占样品数的 2.3%, 表明长 7 油层组致密储层孔隙主要为纳米级孔隙, 对应的孔隙半径小于 1 μm 。结合可动流体饱和度资料(表 2), 纳米-微米孔隙等量的双峰型的可动流体饱和度分布范围为 18.24%~30.02%, 平均为 24.19%, 明显要大于纳米级孔隙的双峰型和单峰型, 说明孔隙的大小影响着孔隙中的可动流体饱和度。

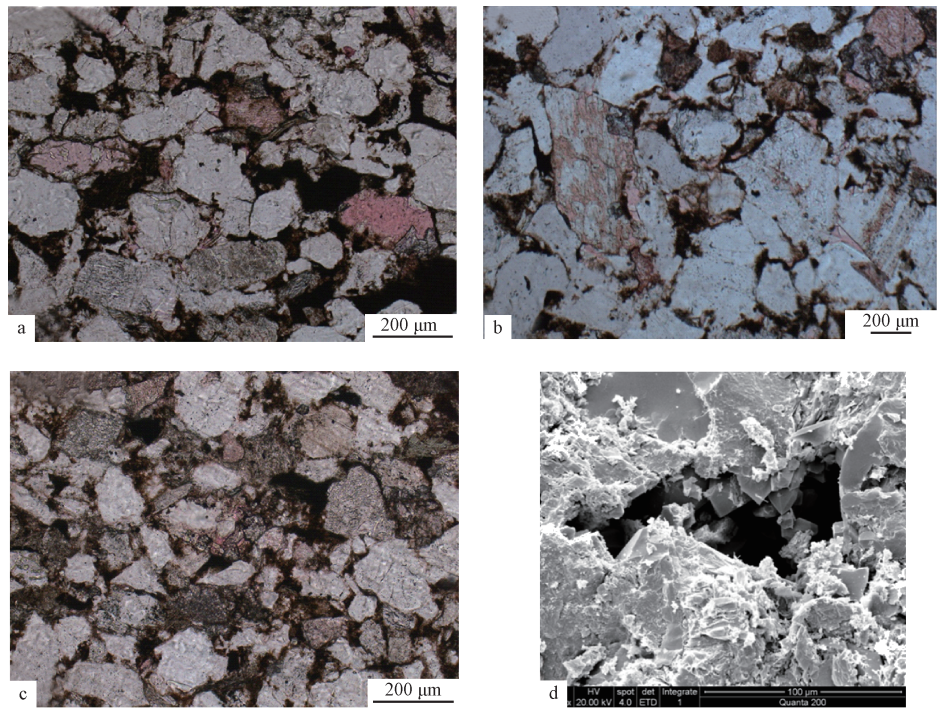


图 4 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7 油层组致密储层主要孔隙类型

Fig. 4 Main pore types in tight reservoirs of the Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

a. 长 7,埋深 2 003. 76 m,粒内溶孔;b. 长 7,埋深 2 003. 87 m,粒内溶孔,粒间孔;c. 长 7,埋深 2 004. 79 m,岩屑溶孔;
d. 长 7,埋深 2 028. 99 m,剩余粒间孔

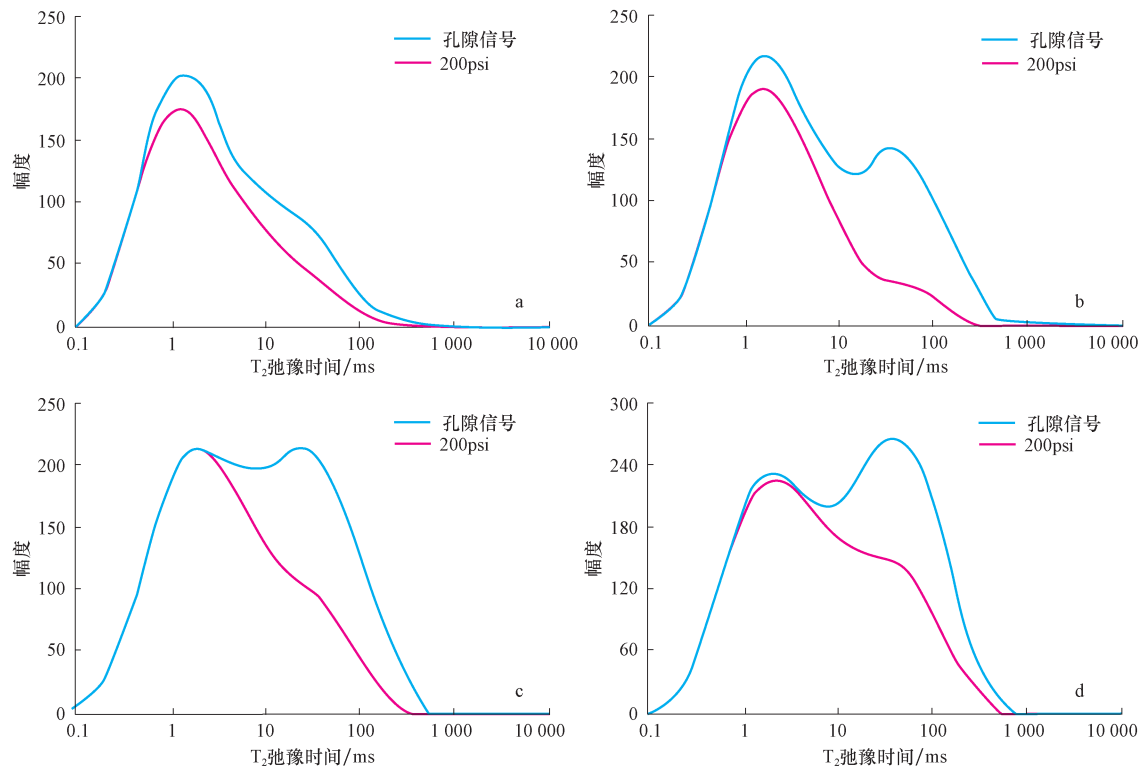


图 5 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7 致密储层核磁共振 T_2 谱曲线特征

Fig. 5 Characteristics of NMR T_2 spectrum curves of tight reservoirs of Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

a. 纳米级孔隙的单峰型;b. 纳米级孔隙为主的双峰型;c. 纳米级孔隙与微米级孔隙等量的双峰型;d. 微米级孔隙为主的双峰型

高压压汞技术可以反映出致密砂岩储层中孔隙和喉道的综合特征。根据华庆地区长 7 油层组致密砂岩

的压汞曲线特征(图 6),孔喉半径主要分布范围小于 73.5 nm,最大连通孔隙半径为 0.63 μm ,排驱压力

表 2 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7 致密储层
核磁共振 T_2 谱形态

Table 2 NMRT₂ spectrum forms of tight reservoirs in
Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

类型	T_2 弛豫时间谱形态	数量/ 个	比例/ %	可动流体 饱和度/%
I	纳米级孔隙单峰型	16	37.2	8.64 ~ 26.72/18.73
II	纳米级孔隙为主的双峰型	19	44.2	13.21 ~ 34.11/21.38
III	纳米-微米级孔隙等量的双峰型	7	16.3	18.24 ~ 30.02/24.19
IV	微米级孔隙为主的双峰型	1	2.3	23.92

注:最小值~最大值/平均值。

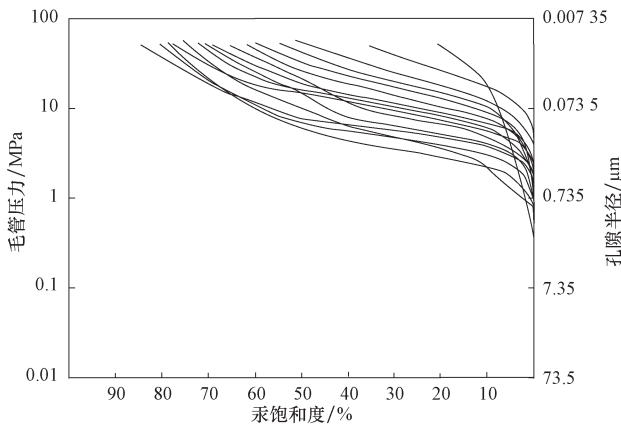


图 6 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7 致密储层常规压汞曲线特征
Fig. 6 Characteristics of conventional mercury injection curves of
tight reservoirs in Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

1.97 MPa, 分选系数分布范围平均为 1.14, 均值为 13.26。采用毛细管压力与孔喉分布的关系, 孔喉分布均呈现出双峰或多峰特征, 反映了孔喉分选较差, 存在多个孔径区间, 而对渗透率和流体饱和度起主要贡献的孔喉半径分布在 73.5 ~ 735 nm, 表明长 7 致密储层主要以纳米级孔喉为主, 喉道分布不均匀。

3 长 7 油层组烃源岩条件

长 7 油层组沉积期为最大湖泛面, 湖盆强烈拗陷, 沉积了一套优质的泥岩与页岩烃源层, 尤其以长 7³ 的富有机质页岩最为发育, 具有有机质类型好、高效排烃的特点^[19]。通过长 7 油层组烃源岩地球化学参数分析(表 1), 长 7³ 到长 7²、长 7¹ 的烃源岩地球化学参数逐渐降低, 且长 7³ 明显高于长 7² 和长 7¹, 后两者参数相差不大。长 7³ 亚组 TOC 分布范围为 0.17% ~ 29.4%, 平均为 8.99%, 超过 0.5% 的占到 91.7% (图 7); 氯仿沥青“ A ”含量为 0.171% ~ 0.728%, 平均为

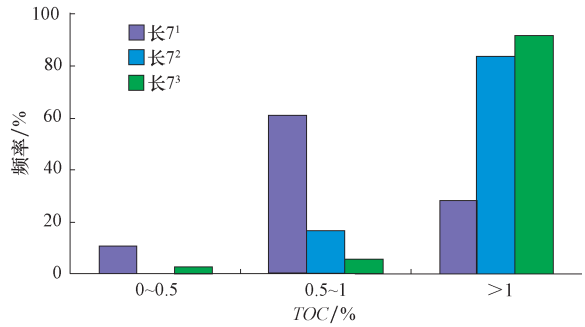


图 7 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7 油层组
亚组 TOC 分布直方图

Fig. 7 Histogram of TOC of each interval of the Chang-7
Formation in Huaqing area, the Ordos Basin

0.454%, $S_1 + S_2$ 范围为 0.29 ~ 101 mg/g, 平均为 26.05 mg/g; 长 7² 亚组 TOC 分布范围在 0.58% ~ 5.1%, 平均为 2.17%, 氯仿沥青“ A ”为 0.055% ~ 0.21%, 平均值为 0.152%, $S_1 + S_2$ 范围为 0.91 ~ 14.67 mg/g, 平均为 5.06 mg/g; 长 7¹ 亚组 TOC 介于 0.15% ~ 4.5%, 平均为 1.12%, 超过 0.5% 的占到 89.1% (图 7), 氯仿沥青“ A ”为 0.038% ~ 0.435%, 平均为 0.134%, $S_1 + S_2$ 范围为 0.19 ~ 16.4 mg/g, 平均为 2.64 mg/g; 根据烃源岩有机质丰度参数标准, 长 7 烃源岩主体属于好-最好烃源岩。

长 7³ 烃源岩厚度分布范围在 28 ~ 36m, 长 7¹⁺² 厚度分布在 35 ~ 55 m, 干酪根碳同位素分布范围在 $-29.76\% < \delta^{13}C < 26.06\%$, 主要为 I 型, 少量 II₁ 型和 II₂ 型, 可能受陆源高等植物影响。 R_o 介于 1.02% ~ 1.2%, 平均为 1.13%, 最大热解峰温度 T_{max} 范围为 442 ~ 467 °C, 有机质热演化为成熟阶段, 处于生烃高峰期。采用生烃强度计算公式, 取长 7 液烃产率值为 400 kg/t^[19], 得出华庆地区长 7 油层组烃源岩生烃强度分布范围 $(300 \sim 600) \times 10^4$ t/km², 排烃效率分布在 55% ~ 90%^[7], 可以提供足够的致密油来源。

4 长 7 油层组致密油运聚条件

4.1 长 7 油层组致密油运移条件

一次运移或短距离二次运移、超压驱动为致密油运移的重要特征^[20-21]。华庆地区长 7 致密油的输导体系是由裂缝和砂体在空间上组成的三维网络系统, 运移动力来源于生烃作用产生的超压。

通过长 7 油层组岩心观察统计(图 8), 裂缝主要发育斜交裂缝(包括高角度裂缝)和水平裂缝 2 种类型。斜交裂缝发育数量较少, 约占 20%, 分布在源储界面和砂岩内部, 其中源储界面的斜交裂缝缝面不平整, 自泥岩向砂岩方面延伸, 逐渐闭合。结合生烃增压

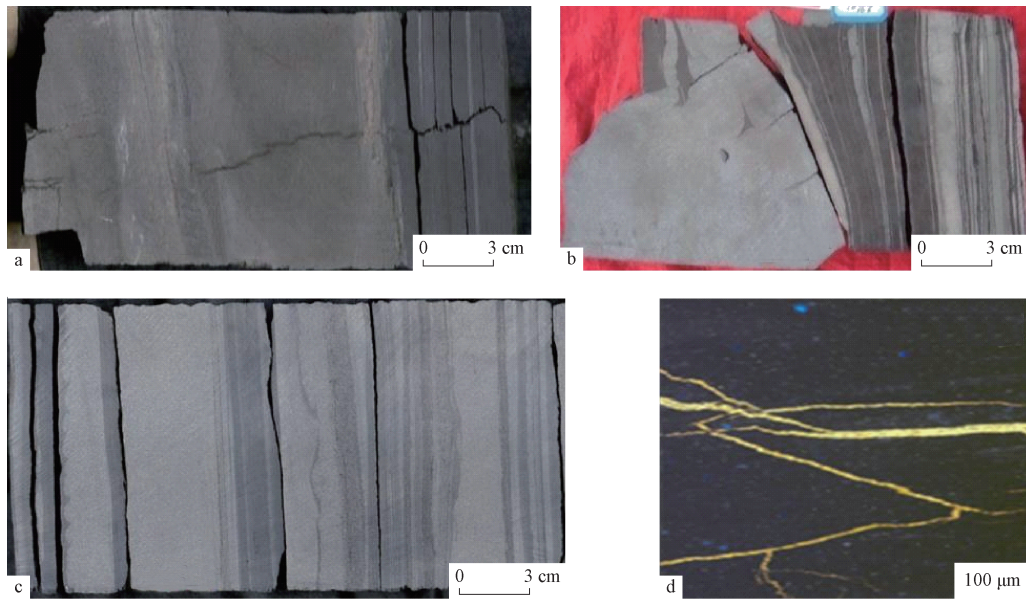


图8 鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组裂缝发育特征

Fig. 8 Characteristics of fractures in Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

a. 长 7^3 ,埋深2 061.2 m,高角度缝和水平裂缝相交,粉-细砂岩含油级别为油浸; b. 长 7^3 ,埋深2 066.16 m,源储界面发育斜角裂缝,烃源岩发育水平裂缝; c. 长 7^2 ,埋深2 007.6 m,砂泥岩界面发育水平裂缝; d. 长 7^3 ,埋深2 062.66 m,水平裂缝与斜交裂缝组成裂缝网络

公式计算^[22-23],长 7_3 烃源岩的过剩压力可以达到16~22 MPa,压力系数分布在1.6~2.0,能够突破岩石的破裂压力,在烃源岩周围形成广泛分布的裂缝,成为烃源岩初次排烃的主要通道;砂岩中的斜交裂缝主

要受构造作用的影响,为石油二次运移的高速通道。水平裂缝相对发育,占总裂缝数量的80%,主要为层理缝,还包括构造缝和成岩缝,在泥岩、砂岩和砂泥岩界面均有分布,多数呈开启状态,部分被胶结物充填。泥岩中的水平裂缝与斜交裂缝沟通,形成纵横向连通的裂缝网络,在激光共聚焦下呈现深黄色荧光颜色(图8)。

长7油层组砂体具有延伸长度远、连续性好以及厚度较大的特点,可作为致密油侧向运移的通道。以华庆地区长 7^1 亚组砂体展布为例(图9,图10),砂体延伸长度可超过60 km,砂体宽度2~20 km,砂体连续性好,厚度较大,单砂体厚度3~12 m,累计厚度主体范围为10~20 m。结合录井资料,较厚层的致密砂岩整体均匀含油,其含油级别多为油斑和油浸级,局部夹致密带,说明连通性和均质性好的砂体是石油侧向运移的重要通道。

4.2 长7油层组致密油聚集条件

长7沉积期在演化过程中发生频繁的水进-水退作用,纵向上砂泥岩互层,圈闭类型为岩性圈闭,受砂体展布和成岩作用控制,与地层展布和构造条件无关。由于受到沉积作用或成岩作用的控制,依据砂体展布特征和遮挡条件,岩性圈闭分为岩性尖灭圈闭、透镜体圈闭和成岩圈闭3种类型^[24](图10)。其中,岩性尖灭圈闭为砂泥岩互层分布,砂岩的顶部、底部被泥岩所限制,侧向上砂岩呈楔状尖灭于泥岩;透镜体圈闭中的砂体呈孤立分布,周围被泥岩包围;成岩圈闭是在成岩和后生作用期间,经过压实、胶结、溶解等成岩作用下形成。因此,华庆地区长7油层组致密油发育岩性尖灭油藏、透

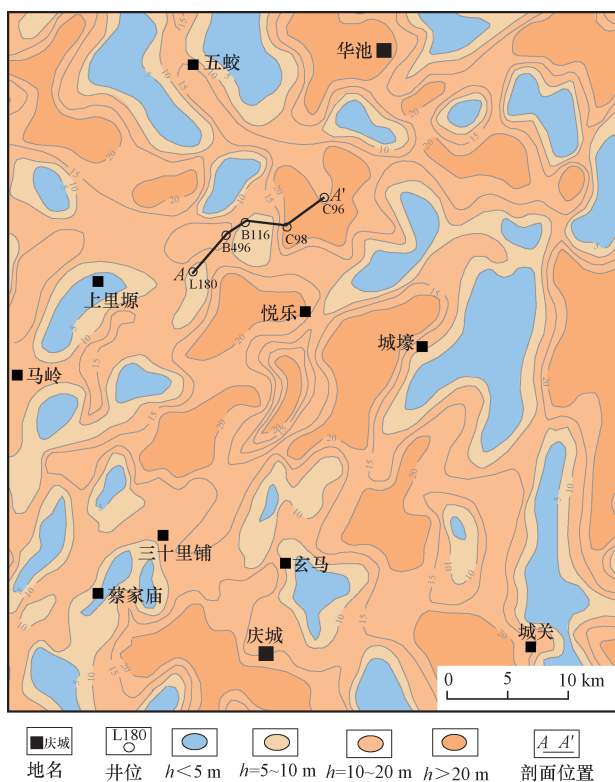


图9 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7^1 亚组砂体厚度(h)分布

Fig. 9 Isopach of sandstone in the first interval of Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

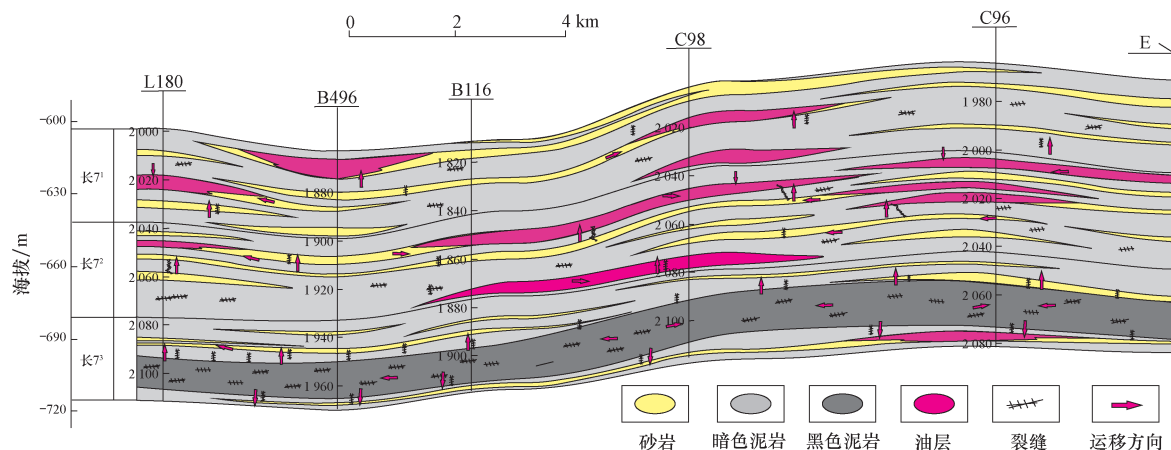


图10 鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组致密油成藏模式剖面

Fig. 10 Profile showing tight oil accumulation model in Chang-7 in Huaqing area, the Ordos Basin

镜体油藏和成岩圈闭型油藏,数量多,无边水与底水,具有横向连片、纵向叠置的特征,呈现出准连续分布特征。

5 长7油层组致密油成藏模式

长7油层组致密油成藏模式为“下生上储-源内间互双源供烃准连续型”成藏模式(图10)。长7油层组中长7¹、长7²和长7³的泥岩烃源岩地球化学参数指标均高于生烃下限,为好-最好烃源岩,尤其是长7³富有机质页岩,具有高产率、高排烃的特点^[19]。长7¹⁺²储层砂体致密,但储集物性较好,储集空间类型多,纳米级孔隙为主,具备良好的储集能力。依照烃源岩的规模以及与致密储层的分布特征,空间上可分为2类生储盖组合关系,一类是长7³页岩为烃源岩,其生成的石油向上运移排入长7¹和长7²砂体,受到上覆泥岩的遮挡,构成下生、中储、上盖型源储接触关系;另一类是长7¹和长7²的烃源岩生成的石油直接排入邻近的间互储层中,形成源储间互型接触关系。因此,长7³烃源岩与长7¹和长7²致密储层形成下生上储型成藏组合,而长7¹和长7²自身的烃源岩与储层形成源内间互型成藏组合。

相比亿吨级探明地质储量的新安边油田^[12],结合晚三叠世长7沉积期的沉积相分布特征^[24],华庆地区位于湖盆中心,长7烃源岩具有厚度大、地化参数好和过剩压力高的特点,而长7储层则为砂体厚度相对较薄、孔隙度和渗透率相近或者稍差。因此,华庆地区长7油层组的致密油勘探需要更高的工艺技术手段,将长7油层组上部的长3,长4+5,长6和下部的长8与长9进行整体勘探,可能具有比新安边油田更好的勘探效益。

6 结论

1) 长7油层组致密储层岩性主要为长石岩屑砂岩,平均孔隙度为7.4%,平均渗透率为 0.134×10^{-3}

μm^2 ,储集空间以次生溶蚀孔隙为主,占到总孔隙的70.6%,孔隙半径分布范围大多数小于1 μm ,为纳米级孔隙。

2) 长7油层组烃源岩中以长7³最好,TOC平均含量为8.99%,明显高于长7²和长7¹,后两者分别为1.12%和2.17%,均属于好-最好烃源岩。长7³烃源岩厚度主要分布在28~36 m,长7¹⁺²分布范围在35~50 m,以I型干酪根碳为主, R_o 介于1.02%~1.2%,处于生烃高峰期,生烃强度可达到 $600 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。

3) 长7油层组致密油运移通道为水平裂缝、斜交裂缝和砂体构成的三维网状输导体系,尤其是源储界面的斜交裂缝为初次运移的主要通道,运移动力为生烃作用产生的超压,其分布范围在15~22 MPa。

4) 长7油层组致密油发育岩性尖灭油藏、透镜体油藏和成岩圈闭型油藏,数量多,横向连片、纵向叠置,呈现出准连续分布特征;长7³烃源岩与长7¹和长7²致密储层形成下生上储型成藏组合,长7¹和长7²烃源岩与储层形成源内间互型成藏组合,构成“下生上储-源内间互双源供烃准连续型”成藏模式。

参考文献

- [1] 邹才能,陶士振,侯连华,等. 非常规油气地质[M]. 北京:地质出版社,2011:1-310.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Geology of unconventional oil and gas[M]. Beijing: Geology Press, 2011: 1-310.
- [2] 林森虎,邹才能,袁选俊,等. 美国致密油开发现状及启示[J]. 岩性油气藏,2011,23(4):25-34,64.
Lin Senhu, Zou Caineng, Yuan Xuanjun, et al. Status quo of tight oil exploitation in the United States and its implication[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 25-30, 64.
- [3] 张君峰,毕海滨,许浩,等. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J]. 石油学报,2015,36(2):127-137.
Zhang Junfeng, Bi Haibin, Xu Hao, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137.
- [4] 贾承造,邹才能,李建忠,等. 中国致密油评价标准、主要类型、基

- 本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343–350.
- Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343–350.
- [5] 施立志, 王卓卓, 张革, 等. 松辽盆地齐家地区致密油形成条件与分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 1–7.
- Shi Lizhi, Wang Zhuozhuo, Zhang Ge, et al. Distribution and formation of tight oil in Qijia area, Songliao Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 1–7.
- [6] 蒲秀刚, 周立宏, 韩文中, 等. 歧口凹陷沙一下亚段斜坡区重力流沉积与致密油勘探[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(2): 138–149.
- Pu Xiugang, Zhou Lihong, Han Wenzhong, et al. Gravity flow sedimentation and tight oil exploration in lower first member of Shahejie Formation in slope area of Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(2): 138–149.
- [7] 姚涪利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 150–158.
- Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 150–158.
- [8] 赵靖舟, 白玉彬, 曹青, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 811–827.
- Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811–827.
- [9] 陈世加, 张焕旭, 路俊刚, 等. 川中侏罗系大安寨段致密油富集高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 1–8.
- Chen Shijia, Zhang Huanxu, Lu Jungang, et al. Controlling factors of Jurassic Da'anzhai tight oil accumulation and high production in central Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 1–8.
- [10] 蒋宜勤, 柳益群, 杨召, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷凝灰岩型致密油特征与成因[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 1–9.
- Jiang Yiqin, Liu Yiqun, Yang Zhao, et al. Characteristics and origin of tuff-type tight oil in Jimusarsag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 1–9.
- [11] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 1–11.
- Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1–11.
- [12] 姚宜同, 李士祥, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地新安边地区长7致密油特征与控制因素[J]. 沉积学报, 2015, 33(3): 625–632.
- Yao Yitong, Li Shixiang, Zhao Yande, et al. Characteristics & controlling factors of Chang 7 tight oil in Xin'anbian Area, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(3): 625–632.
- [13] 陈冬霞, 庞雄奇, 姜振学, 等. 利用核磁共振物理模拟实验研究岩性油气藏成藏机理[J]. 地质学报, 2006, 80(3): 432–438.
- Chen Dongxia, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism analysis of lithological reservoir by NMR modeling experiment[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3): 432–438.
- [14] 李海波, 郭和坤, 刘强, 等. 致密油储层水驱油核磁共振实验研究[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(12): 4370–4376.
- Li Haibo, Guo Hekun, Liu Qiang, et al. NMR experimental study of water displacing oil of tight oil reservoir[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2014, 45(12): 4370–4376.
- [15] 李海波, 朱巨义, 郭和坤. 核磁共振 T_2 谱换算孔隙半径分布方法研究[J]. 波谱学杂志, 2008, 25(2): 273–280.
- Li Haibo, Zhu Juyi, Guo Hekun. Methods for calculating poreradius distribution in rock from NMR T_2 spectra[J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2008, 25(2): 273–280.
- [16] 牛小兵, 冯胜斌, 刘飞, 等. 低渗透致密砂岩储层中石油微观赋存状态与油源关系——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组为例[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(3): 288–293.
- Niu Xiaobing, Feng Shengbin, Liu Fei, et al. Microscopic occurrence of oil in tight sandstones and its relation with oil sources—a case study from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 288–293.
- [17] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857–1864.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bing, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857–1864.
- [18] 李艳, 范宜仁, 邓少贵, 等. 核磁共振岩心实验研究储层孔隙结构[J]. 勘探地球物理进展, 2008, 31(2): 129–132.
- Li Yan, Fan Yiren, Deng Shaogui, et al. Experimental study of pore structure with nuclear magnetic resonance[J]. Progress in Exploration Geophysics, 2008, 31(2): 129–132.
- [19] 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 the seventh member high-quality source rock of Yanchang Formation in Ordos basin during the enrichment of flow-penetrating oil-gas accumulation-Hydrocarbon generation and expulsion mechanism[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(3): 289–293.
- [20] 赵靖舟, 李军, 曹青, 等. 论致密大油气田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 573–583.
- Zhao Jingzhou, Li Jun, Cao Qing, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 573–583.
- [21] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173–187.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173–187.
- [22] 郭小文, 何生, 郑伦举, 等. 生油增压定量模型及影响因素[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 636–643.
- Guo Xiaowen, He Sheng, Zheng Lunju, et al. A quantitative model for the overpressure caused by oil generation and its influential factors[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 636–643.
- [23] 姚涪利, 赵彦德, 邓秀芹, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油成藏控制因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2015, 45(4): 983–992.
- Yao Jingli, Zhao Yande, Deng Xiuqin, et al. Controlling factors of tight oil reservoir in Triassic Yanchang Formation in Ordos basin[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2015, 45(4): 983–992.
- [24] 杨华, 付金华. 超低渗透油藏勘探理论与技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 98–99.
- Yang Hua, Fu Jinhua. Exploration theory and technology for ultra-low permeability reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 98–99.