

北部湾盆地涠西南凹陷 W 油田储层综合评价研究

曾晓华*, 孟迪, 彭文丰, 陈之贺, 骆逸婷, 肖大志

中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570312

* 通信作者, zengxh1@cnooc.com.cn

收稿日期: 2022-09-16

中海油(中国)有限公司科技项目(CNOOC-KJ135ZDXM38ZJ01ZJ)资助

摘要 北部湾盆地涠西南凹陷 W 油田主力产油层段为古近系流沙港组流一段, 其储层分布复杂, 砂体连通性和有利甜点区不清, 储层非均质性强, 导致油田开发效果差。为明确油田流一段储层展布特征和砂体连通性情况, 寻找储层有利挖潜区域, 指导后续生产调整挖潜与优化, 本文依据岩芯和测井资料, 从沉积相、储层物性和非均质特征等方面, 研究表征了 W 油田流一段储层特征; 选择全面反映储层特征的砂岩厚度、有效砂体厚度、沉积微相、孔隙度、变异系数、渗透率和夹层密度 7 个因子作为评价参数, 采用灰色关联分析法确定权系数, 建立储层综合评价分类体系, 最后用储层评价方法对储层进行综合评价打分, 厘清了有利储层分布, 并创新应用多参数叠合优势区域对比法对评价结果进行验证。依据综合评价方法, 对油田 2 个主力油层综合指数进行打分, 根据综合评价得分、储层参数和实际生产情况, 将储层分为 3 类, 每类对应的分值区间分别为 I 类大于 40, II 类 20-40, III 类小于 20。其中, L1 中 -III-1 小层储层较好, I 类储层发育范围大; 在 L1 中 -III-2 小层南东面发现一无井控的 I 类有利储层区域, 后期调整部署一采一注井网, 调整井实施后, 储量规模和含油性得到落实, 井网注采开采效果好, 提高了油田经济效益。本次储层综合评价方法和评价结果结合多参数叠合优势储层对比验证的方法, 使有利区域范围更精确, 评价结果可信度更高。

关键词 储层综合评价; 储层特征; 灰色关联; 优势储层; 涠西南凹陷; 北部湾盆地

Comprehensive evaluation of reservoirs in W oilfield in the southwest depression of Beibu Gulf Basin

ZENG Xiaohua, MENG Di, PENG Wenfeng, CEHN Zhihe, LUO Yiting, XIAO Dazhi

Hainan Branch of CNOOC, Haikou 570312, China

Abstract The main oil producing zone of W oilfield in Weixinan sag of Beibu Gulf Basin is the first member of Paleogene Liushagang Formation. Its reservoir distribution is complicated, sand body connectivity and favorable sweet spot are not clear, and reservoir heterogeneity is strong, resulting in poor oilfield development effect. In order to clarify the characteristics of reservoir distribution and sand body connectivity in the first member of the current formation of the oilfield, to find the favorable potential areas of the reservoir, and to guide the subsequent production adjustment and optimization of the potential. Based on the core and logging data, this paper studies and characterizing the reservoir characteristics of the first member of the oilfield flow from the aspects of sedimentary facies, reservoir physical properties and heterogeneity. Choose to fully reflect the characteristics of the reservoir sandstone thickness, effective thickness of sand body and sedimentary microfacies, porosity, density of interlayer

引用格式: 曾晓华, 孟迪, 彭文丰, 陈之贺, 骆逸婷, 肖大志. 北部湾盆地涠西南凹陷 W 油田储层综合评价研究. 石油科学通报, 2023, 01: 20-31

ZENG Xiaohua, MENG Di, PENG Wenfeng, CEHN Zhihe, LUO Yiting, XIAO Dazhi. Comprehensive evaluation of reservoirs in W oilfield in the southwest depression of Beibu Gulf Basin. Petroleum Science Bulletin, 2023, 01: 20-31. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.003

and permeability variation coefficient, seven factors as evaluation parameters, the grey correlation analysis method to determine the weight coefficient, set up comprehensive evaluation of reservoir classification system, and finally with reservoir evaluation method for comprehensive evaluation of reservoir, to clarify the distribution of favorable reservoir, The evaluation results are verified by using the multi-parameter superposition advantage region comparison method. According to the comprehensive evaluation method, the comprehensive index of the two main oil reservoirs is scored. According to the comprehensive evaluation score, reservoir parameters and actual production, the reservoirs are divided into three categories. The corresponding score interval of each category is more than 40 for type I, 20~40 for type II and less than 20 for type III. The L1 medium to III-1 small reservoirs are better, and the I type reservoirs have a large development range. A class I favorable reservoir area without well control was found in the south and east of the L1 medium-III-2 stratum. After adjusting and deploying one production and one injection well pattern, the reserve scale and oil content were implemented. After implementing the adjustment well pattern, the injection, production and production effect of the well pattern were good, which improved the economic benefits of the oilfield and helped the oilfield to increase production and reservoir. The comprehensive reservoir evaluation method and evaluation results combined with the method of multi-parameter superposition and comparative verification of dominant reservoirs make the range of favorable areas more accurate and the evaluation results more reliable.

Keywords comprehensive evaluation; reservoir characteristics; grey relational; favorable reservoir; southwest of Weizhou depression; Beibu Gulf Basin

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.003

0 引言

W 油田处于北部湾盆地为西南凹陷 2 号断裂带, 为断块岩性油藏, 古近系流沙港组一段沉积储层纵向上隔夹层多, 厚度变化大, 连通性差; 平面上砂体相变快, 延续性差, 范围小。油田处于开发中后期阶段, 注采井网不完善, 实际动用储量小, 为接替油田产量, 提高油田开发效果, 迫切需要部署调整井挖潜有利区域, 提高储量动用。为厘清油田储层特征和剩余油分布, 有必要对储层进行综合评价研究, 寻找新的有利储层区域, 为油田挖潜调整提供指导。

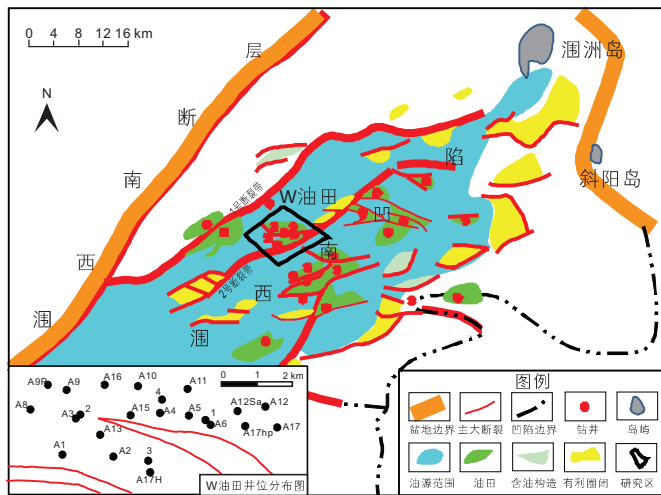
国内现今储层评价研究已趋成熟, 有定性和定量两种储层评价, 但随着油田储层精细研究的深入, 定量综合储层评价已成主流, 考虑的储层因素也越来越多^[1-4]。定量储层评价主要通过储层沉积、岩石物性、储层敏感性、成岩作用以及含油性研究等内容, 再结合统计分析、聚类分析、关联分析等多种手段来综合评价储层^[5-7]。后来地震反演预测、人工智能神经网络、地震方法模拟等方法也应用在储层评价^[8-9]。国外对储层评价的研究也发展快速, 自 1996 年 Leveson 首次采用物性等储层宏观参数对储层进行评价以来, 国外的专家学者就储层评价方法做了多种尝试和大量工作, 从野外研究到室内研究, 获得了很多成果^[10-12]。国外储层评价研究, 主要从不同方面研究储层的物性和空间性, 以储层宏观微观储层特征、有效厚度、非均质性等为主要评价参数, 采用关联分析法综合评价储层, 此方法是目前储层评价新方向^[13-17]。国内外的学者均采用了多因素和多手段对储层进行综合评价,

但缺乏对不同储层选用什么参数和分析方法的研究, 对于评价结果的合理性也未做验证。本文针对油田储层特征, 选择全面反映储层特征的 7 个因子为评价参数, 采用最新的灰色关联分析法确定权系数, 最后用储层评价方法对储层进行综合评价打分, 根据评价结果和油田实际生产情况, 给储层进行分类, 得出储层有利区域, 并创新应用多参数叠合优势区域对比法对评价结果进行验证。在储层评价结果验证合理可靠的基础上, 对评价出有利区域进行调整挖潜。

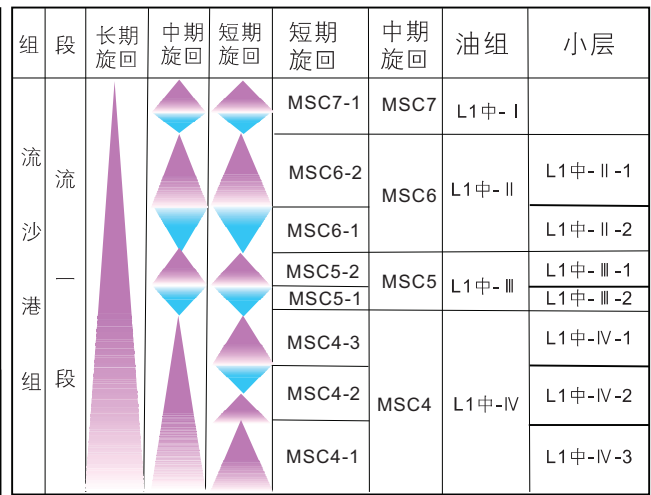
1 油田概况

北部湾盆地具有多个凹陷, 涠西南凹陷仅为其一, 凹陷内发育三条北东走向的张扭断裂带, 即 1、2、3 号断裂带(图 1a), 组成断裂带的断层多数为北东走向其中 1、2 号断裂对涠西南凹陷的构造和沉积起主要控制作用, 多次的断裂活动对构造的形成和演化起到了控制作用^[18-24]。W 油田主力含油层段为古近系流沙港组一段(以下简称 L1)。

根据油田现有钻井情况、地震反射特征和测井曲线特征对 23 口单井进行了流一段层序划分与连井对比, 依据长期沉积旋回将流一段划分为 L1 上、L1 中 and L1 下三部分, L1 中为油田的主要油层段, 本次利用中期旋回将 L1 中分为 L1 中-I、L1 中-II、L1 中-III、L1 中-IV 油组; 依据短期沉积旋回进一步将 L1 中-I 组油组细分为 L1 中-I-1、L1 中-I-2 小层; L1 中-II 油组细分为 L1 中-II-1、L1 中-II-2 小层; L1 中-III 油组细分为 L1 中-III-1、L1 中-III-2



(a) W油田位置与构造样式图



(b) W油田流一段层序划分图

图1 W油田地理位置和地质概况图

Fig. 1 Location and geological overview map of W oilfield

小层; L1中-IV油组细分为L1中-IV-1、L1中-IV-2、L1中-IV-3小层, 总共划分为9个小层砂体(图1b)。油田主力产油层L1中-III油组, 为本次重点研究层位。

2 储层特征

2.1 沉积相特征

对油田5口井取芯段进行精细观察与描述, L1中储层岩性主要为砾岩、砂砾岩、中粗砂岩、粉细砂岩和泥岩, 沉积构造有块状、小型沙纹、板状交错、水平、粒序和槽状交错层理^[25-27], 见变形构造、负载构造以及菱铁矿和植物碎屑等^[16]。依据岩心描述和测井相分析(图2a、b), 认为L1中为扇三角洲相, 属于扇三角前缘亚相沉积, 又进一步细分为辫流坝、辫状水道、河口坝、席状砂和水道间5种微相^[20-27]。其各微相特征为^[20]: ①辫流坝: 沉积粒度呈反韵律, 岩性为砂砾岩、中粗砂岩, 发育板状交错层理、块状层理^[16]。自然伽玛曲线(GR)表现为大型高幅微齿箱型, 底部渐变顶部突变, 反映水动力向上逐渐增强^[16](图2b); ②辫状水道: 岩性为中粗砂岩和砂砾岩, 发育板状交错和槽状层理、粒序层理和块状层理, 自然伽玛曲线表现为中幅钟形, 顶部渐变和底部突变, 反映水动力条件向上变弱(图2); ③河口坝: 顶部突变底部渐变, 中高幅, 呈反韵律, 反映了水动力条件向上逐渐增强^[16]。自然伽玛曲线呈中幅漏斗形(图2a); ④席状砂: 较少见, 沉积无韵律, 砂泥间互, 呈薄层状粉砂岩, 发育水平层理^[16]。自然伽玛曲线表现为低幅指

状, 无韵律, 表明水动力弱(图2b); ⑤水道间: 岩性以浅灰、灰绿色泥岩为主, 无韵律, 偶夹薄层砂。自然伽玛曲线呈线型, 低幅微齿(图2a)。

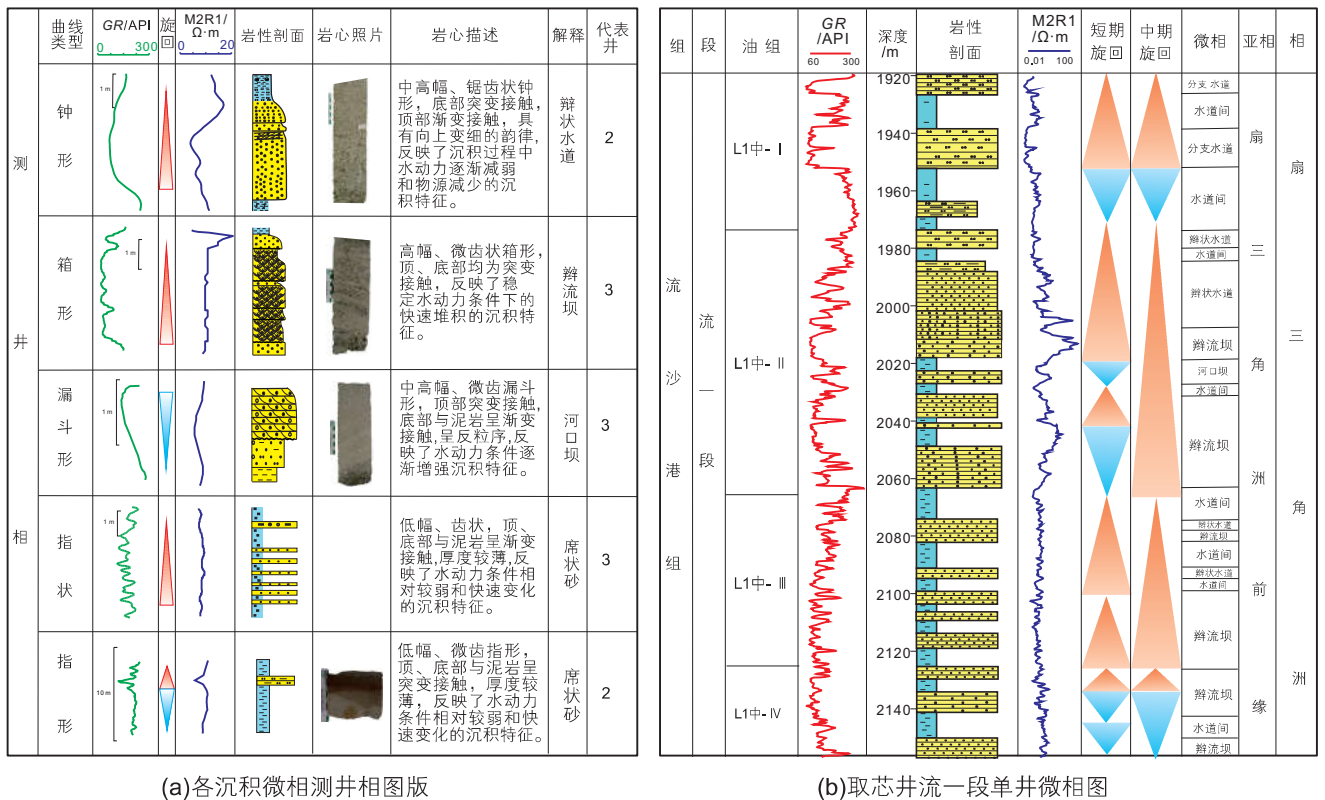
依据单井和连相分析以及砂岩厚度统计结果, 结合地震反演及属性特征, 刻画了流一段L1中-III-1、L1中-III-2两个重点产油小层的沉积相平面展布, 如图3所示。L1中储层段厚度大, 为扇三角洲前缘亚相, 储层砂体为辫状水道和辫流坝沉积。主力层L1中-III-1、L1中-III-2两个小层砂体规模大, 范围广。L1中-III-1小层砂体规模大, 在A9p井与A1井一带, 以及A16井区砂岩厚度大, 大于15 m(图3a)。L1中-III-2小层在2和A3井区砂岩厚度大, 大于24 m, 中西北部为沉积主体部位(图3b)。

2.2 物性特征

油田流一段测井解释有效储层的下限为: 孔隙度8.0%、渗透率5.8 mD。根据已钻井取得的油气显示结果, 在孔隙度大于13.0%、渗透率大于5.8 mD时, 储集层有较好的油气显示, 为有利储层。

2.2.1 孔隙度分布特征

L1中-III-1度分小层平均有效孔隙度最大值位于4井, 为18.1%; 最小值位于A12井, 为13.1%; 孔隙度高值区域位于4—A4—A5—A6井和A3—A1—A13—A2井一带(图4a)。L1中-III-2小层有效孔隙度最大值位于4井, 为16.5%; 最小值位于A10井, 为13.5%; 孔隙度高值区域位于A3井—A13井—A2井—3井一带(图4b)。

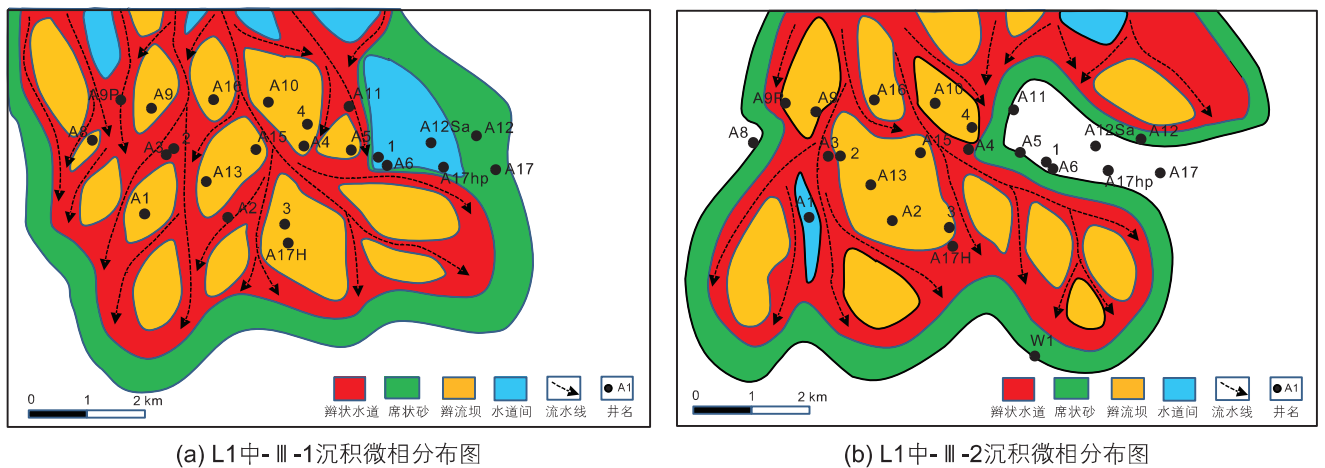


(a)各沉积微相测井相图版

(b)取芯井流一段单井微相图

图 2 探井 2 井流一段 L1 中沉积微相划分图

Fig. 2 Sediment microphase division of well 2 in the L1 section of well flow



(a) L1中-III-1沉积微相分布图

(b) L1中-III-2沉积微相分布图

图 3 L1 中-III 各油层沉积微相平面图

Fig. 3 Microphase deposition of each reservoir in L1

2.2.2 渗透率分布特征

由于单井渗透率值相差很大，最大值与最小值可以相差几个数量级，因此本次采用渗透率对数值来制作渗透率平面等值线图，分析渗透率平面分布特征和垂向演化规律。从主力小层渗透率对数值平面等值线图(图 5)可看出，L1 中-III-1 小层有效渗透率最大值位于 A9P 井，为 59.4 mD；最小值位于 A1 井，为

5.1 mD(图 5a)，渗透率较好的区域位于 A9P 井—A8 井—A1 井—A2 井—3 井。L1 中-III-2 小层有效渗透率最大值位于 A5 井，为 135.4 mD；最小值位于 A11 井，为 1.9 mD(图 5b)，渗透率较好区域位于 A13 井—A2 井—3 井和 4 井—A5 井一带，总体储层物性差，属于低渗油藏。

根据测井和岩心物性解释成果，L1 中-III-1、L1

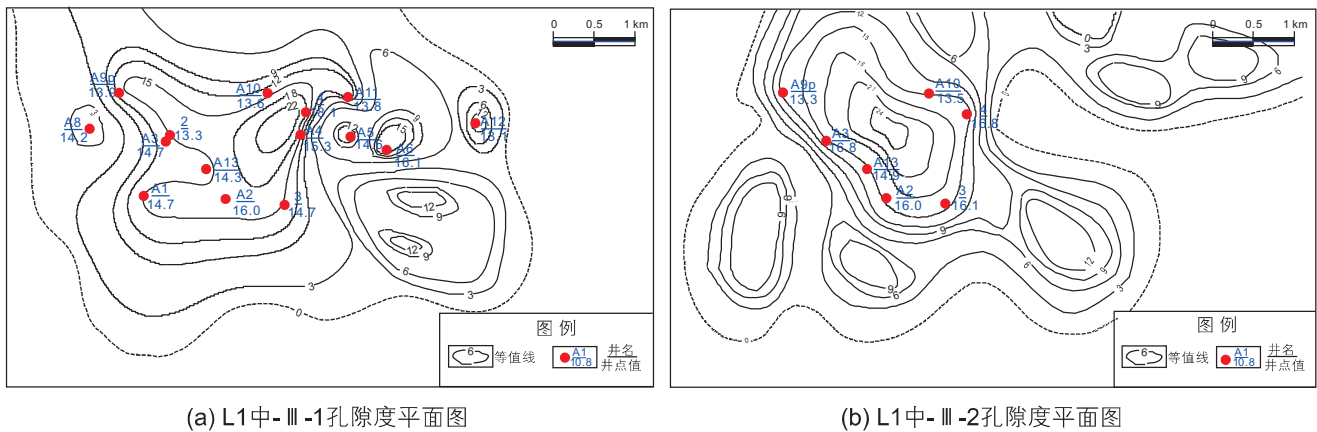


图4 L1中-III主力油层孔隙度平面等值线图

Fig. 4 Porosity plan of main oil-producing reservoirs of the middle L1

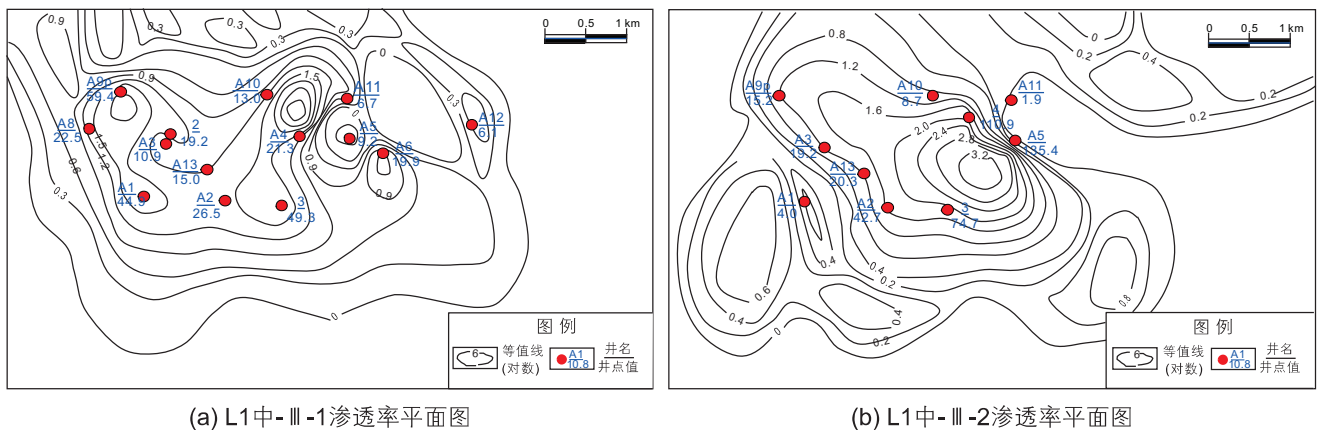


图5 L1中-III主力油层渗透率平面等值线图

Fig. 5 Permeability plan of main oil-producing reservoirs of the middle L1

中-III-2小层孔隙度分布范围为13.1%~18.1%，渗透率分布范围为1.9~135.4 mD，主要为中孔中渗型、中孔低渗型和低孔低渗型储层，储层储集性能中等一差。分析认为，辫状水道、辫流坝微相沉积储层砂体物性较好，席状砂微相沉积物性差。

2.3 储层非均质性

依据测井物性结果，统计出流一段目的层夹层。统计分析得出，L1中夹层厚度在5 m以上的占据51.4%，单层夹层个数大于5个的超过27.0%，夹层较多且厚，超过80.0%夹层分布频率在0~0.2之间，绝大多数夹层分布密度小于2。

采用计算每口井每个小层变异系数，并绘制平面等值线图来分析储层非均质性。L1中-III-1小层平面非均质性比较强，A6井变异系数均值最小，为0.5；A9P井均值最大，达到了3.3；其他区储层的变异系数

均值大于1.4(图6a)。L1中-III-2层储层的变异系数平均值大部分大于1.0，A11井最小，为0.6，A13井最大，为2.1，整体平面非均质性中等(图6b)。

3 储层评价

3.1 储层评价参数的选择

油田主力油层砂体厚度大，微相变化快，物性中等一差，非均质性强，泥质夹层多，砂体净毛比值小。因此本次储层评价选取控制储层质量的关键参数：

①砂岩厚度：砂岩厚度的大小，反映储层发育程度，确定储集体规模。

②有效砂体厚度：在其它储量参数差别不大的条件下，有利储层厚度大小，直接反映储量丰度。

③微相：微相类型决定了储层砂体的韵律和物性特征，控制了储层的物性、非均质性。

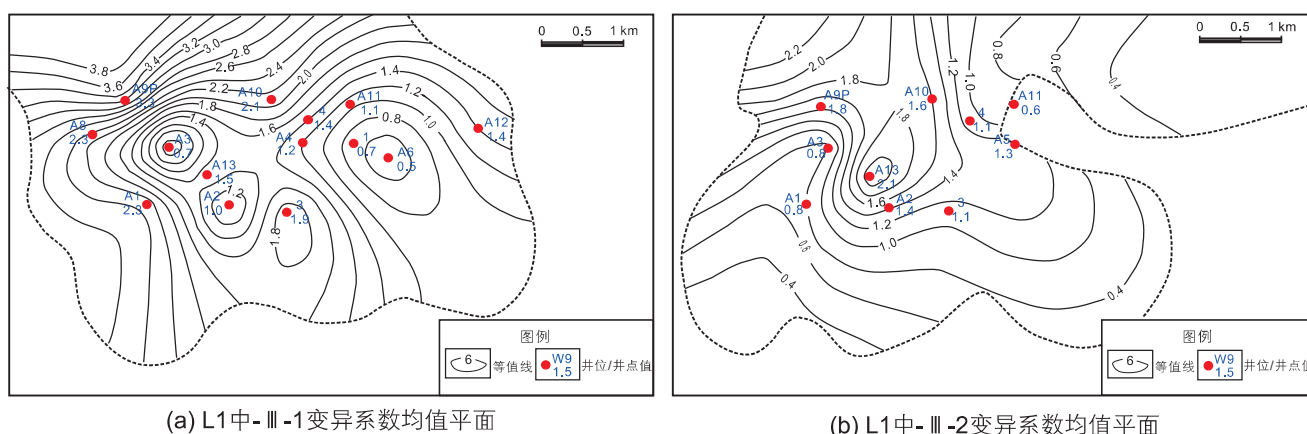


图 6 L1 中主力油组小层储层变异系数均值等值线平面

Fig. 6 The average contour of the coefficient of variation of main layer reservoir in the middle L1

④孔隙度：结合有利储层厚度可反映储量丰度；在单独使用孔隙度时也描述储层层间非均质性。

⑤渗透率：决定储层产能，反映储层渗流能力；层间非均质程度由渗透率差异决定。

⑥层内非均质性：其评价指标有渗透率突进系数、变异系数及韵律性。

⑦夹层密度：每个层夹层密度的多少，直接反映储集砂体连通情况和储量规模。

3.2 综合评价体系的建立

本次综合评价体系选择了砂岩厚度、沉积微相、有效砂体厚度、变异系数、孔隙度、渗透率以及夹层密度 7 个因子，并对定性指标进行量化，将数据标准归一化，应用灰色关联分析法，建立综合评价体系。

1) 指标量化

主要采用 6 个定量指标和 1 个沉积微相定性指标。定性指标取值范围定在 0 ~ 1，即影响最强为 1，最弱为 0，是依据其对井点的影响大小给出相对值。对于定量指标砂岩和有效砂岩厚度、孔渗及变异系数等，通过相应的计算方法对各参数进行逐井计算。

2) 建立评价体系

油田储层砂体呈土豆状或长条状展布，各种参数在优质储层砂体中差别不大，因此选择了反映旋回和不同区带储量规模的有效砂体厚度为主控因子，并采用其它因子参与来分析储层渗流能力^[28-29]。

3) 权系数的确定

权重确定是综合评价事物客观特征过程中的一个重要的难题，过去一般采用专家打分的形式，人为因素太多。为了减少人为因素对评价结果的影响，本文采用灰色关联法确定评价指标权重，为各项关联度与

其总和之比。

灰色关联分析是一种寻找系统中各因素间主要关系的方法，通过事物的主要特征，找出控制目标值的最大因素，是灰色系统预测、分析和决策的基础，是系统发展态势的定量描述和比较^[30-34]。包括母序列与子序列的选定、关联系数、关联度、关联序和关联矩阵的计算系列^[33]。

①母、子序列的选定

为了从数据信息的内部结构上分析被评价事物与其影响因素之间的关系，必须用某种数量指标量化反映被评价事物的性质。这种按一定顺序排列的数量指标，称为关联分析的母序列，即为我们所选用的评价参数，记为：

$$\{X_t^{(0)}(0)\} \quad t=1,2,3,\dots,n \quad (1)$$

子序列是决定或影响被评价事物性质的各子因素数据的有序排列，该处为各项参数值的有序排列，考虑主因素的 m 个子因素，则有子序列：

$$\{X_t^{(0)}(i)\} \quad i=1,2,\dots,m; \quad t=1,2,3,\dots,n \quad (2)$$

②原始数据变换

确定了母、子序列后，可构成如下的原始数据矩阵：

$$X^{(0)} = \begin{Bmatrix} X_1^{(0)}(0) & X_1^{(0)}(1) & \dots & X_1^{(0)}(m) \\ X_2^{(0)}(0) & X_2^{(0)}(1) & \dots & X_2^{(0)}(m) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_n^{(0)}(0) & X_n^{(0)}(1) & \dots & X_n^{(0)}(m) \end{Bmatrix} \quad (3)$$

由于系数中各因素的物理意义不同，数据的量纲也不一定相同，因此要对原始数据做变换以消除量纲间的差异。常用的变换方法有：初值化、归一化等。

初值化方法表述如下：

$$X_t^{(1)}(i) = X_t^{(0)}(i) / X_1^{(0)}(i) \quad (4)$$

归一化方法表述如下：

$$X_t^{(1)}(i) = (X_t^{(0)}(i) - \min\{X_t^{(0)}(i)\}) / (\max\{X_t^{(0)}(i)\} - \min\{X_t^{(0)}(i)\}) \quad (5)$$

式中, $i=1, 2, \dots, m$; $t=1, 2, 3, \dots, n$

③计算关联系数和关联度

若记变换后的母序列 $\{X_t^{(0)}(0)\}$, 子序列为 $\{X_t^{(1)}(i)\}$, 则可计算出同一观测时刻子因素与母因素观测值之间的绝对值及其级值分别为:

$$\Delta_t(i, 0) = \{X_t^{(1)}(i) - X_t^{(1)}(0)\} \quad (6)$$

$$\Delta \max = \max_i \max_t \{X_t^{(1)}(i) - X_t^{(1)}(0)\} \quad (7)$$

$$\Delta \min = \min_i \min_t \{X_t^{(1)}(i) - X_t^{(1)}(0)\} \quad (8)$$

式中, $i=1, 2, \dots, m$; $t=1, 2, 3, \dots, n$ 。 $\Delta_t(i, 0)$ 为某一时刻相比较序列的绝对差; $\Delta \max$, $\Delta \min$ 为所有比较序列各个时刻绝对差中的最大值和最小值。因比较序列均相互相交, 所以 $\Delta \min$ 一般取0。

母序列与子序列的关联系数 $L_t(i, 0)$:

$$L_t(i, 0) = (\Delta \min + \rho \Delta \max) / [\Delta_t(i, 0) + \rho \Delta \max] \quad (9)$$

式中, ρ 为分辨系数, 其目的是为削弱最大绝对差数值太大而失真的影响, 提高关联系数之间的差异显著性。 $\rho \in (0, 1)$, 一般情况下取0.1~0.5。本次取0.25。

而各子因素对母因素之间的关联度, 可以由下式得出:

$$r_{i,0} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n L_t(i, 0) \quad (10)$$

可见关联度是一个有界的数, 取值范围为0.1~1。子因素与母因素之间的关联度愈接近1, 表明它们之间的关系愈紧密, 或者说该子因素对母因素的影响愈大, 反之亦然。

④权系数的确定

各因子权系数由下式得到, 实际上为各项关联度与其总和之比。

$$\alpha_i = r_{i,0} / \sum_{i=0}^m r_{i,0} \quad (11)$$

3.3 储层评价计算方法

首先对储层各参数(X)做自身评分, 每个参数都要标准化, 当然标准化方法各有不同, 主要分三种情况: 一是定性参数, 这种参数按对储层发育程度的影响以0~1进行均一分配; 二是值越大越对油气富集有利的因子, 标准化的方法如公式12; 三是值越小越对油气聚集有利的因子, 标准化的方法如公式13, 对油气分布的有利储层定量化参数计算结果值越大^[34]。

各参数单项得分(W)由各参数的权系数(α)和自身评分相乘所得, 最终单井综合得分由以百分制的单项得分累积得, 计算方法如公式14:

$$X_{\text{标准}} = (X - X_{\min}) / (X_{\max} - X_{\min}) \quad (12)$$

$$X_{\text{标准}} = (X_{\max} - X) / (X_{\max} - X_{\min}) \quad (13)$$

$$W_i = \sum_{j=0}^m \alpha_j \cdot X_{\text{标准}j} \quad i=1, 2, \dots, n \quad (14)$$

3.4 储层评价结果

主因子为有效砂体厚度, 6个子因子分别为沉积微相、砂岩厚度、孔隙度、变异系数、渗透率、夹层密度, 在综合评价体系基础上, 得出各因子权系数, 采用储层评价方法对油田2个主力产油层进行综合评价打分, 各项储层参数加权得分高, 最终综合评价得分就越高(表1)。依据综合评价得分和生产井实际生产情况分析得出, 综合评分大于40时, 以辫状水道和辫流坝微相沉积为主, 储层物性和砂体连通性好, 生产井产量较高; 综合得分处于20~40时, 以河口坝和席状微相沉积居多, 储层物性和生产井产量差, 储层泥质隔夹层多, 储层连通性和注采效果较差, 非均质性强, 为次级有利储层; 综合得分小于20时, 主要为席状砂、水道间和湖相泥微相沉积为主, 储层物性差, 泥质粉砂为主, 为差储层; 当综合得分小于10时, 以湖相泥沉积为主, 为非储层。因此, 依据储层特征、生产情况和综合评价得分将储层分为3类, 每类对应的分值区间分别为I类储层综合评分大于40(有利储层), II类储层综合评分为20~40(次级有利储层), III类储层综合评分为10~20(差储层), 储层综合评分小于10为泥岩。主力油层综合评价结果如下:

L1中-III-1小层各井储层评价分类结果(图7a)表明, A3、2、A1、A13、A2、3井区和A10、4、A4、A11、A5、A6井区得分较高, 在40~80分之间, 是储层有利区。

L1中-III-2小层各井储层评价分类(图7b)表明, A3、A13、A2、3、4井区得分较高, 在40~88分之间, 为储层调整挖潜有利区。其中3井西面有无井控区域, 评价得分大于40, 为滚动开发的甜点区域。

分析得出, L1中-III-1小层主要为辫状河和辫流坝微相沉积, 砂体厚度15~39 m, 储层物性好, I类储层发育范围广, 为后期调整挖潜有利区, 但因注意储层的非均质性。

3.5 储层评价结果验证

为验证储层评价结果可靠性,本次应用储层多参数叠合的思路,进行各小层有利区域的优选,再利用优选区域与储层评价结果对比。首先确定W油田扇三角洲前缘辫状水道、辫流坝为优质沉积微相;依据油田钻井含油性结果,通过储层有效厚度下限研究得出在孔隙度大于13.0%、渗透率大于5.8 mD时,储集层有较好的油气显示;因此本次确定砂岩厚度($H > 10.0$ m)、孔隙度($POR > 13.0\%$)和渗透率($K > 5.8$ mD)为优质储层区,在各参数平面等值线图上圈定出各自优势范围,最后叠合出优质储层的分布范围。由于叠合的优势储层仅沉积相、砂岩厚度、孔隙度和渗透率4个参数叠加,而储层综合评价增加了非均质3个参数进行关综合权衡定量,因此预测的有利储层更精确,范围也会相应缩小。从主力油层叠合的优质储层范围与I类储层范围可以看出,两者的有利储层区域基本

吻合(图8a、b),表明本次储层综合评价结果合理可靠。而且I类储层与优势储层吻合区域为有利区域的可靠度更高。

4 储层综合评价结果的应用

储层综合评价研究结果得出,W油田流一段主力生产层段L1中各油组中存在多各个有利区域,为快速提高油田产量,优先开发未动储量较大的区块,因此选取L1中-III-2小层南东面无井控区域,该区域为辫状水道和辫流坝沉积,储层评价为I类储层,也是储层参数叠合的优势区域,该区储层厚度大物性好,为有利油气储集区(图8b)。由于储层连通复杂,非均质性强,为尽可能的动用该区储量,设计部署一采(A18H井)一注(A19H井)井网动用该区储量(图9a、b),水平段长大于1000 m,注采井距为500 m。实施后,调整井水平段钻遇有效储层段750 m,储层物性

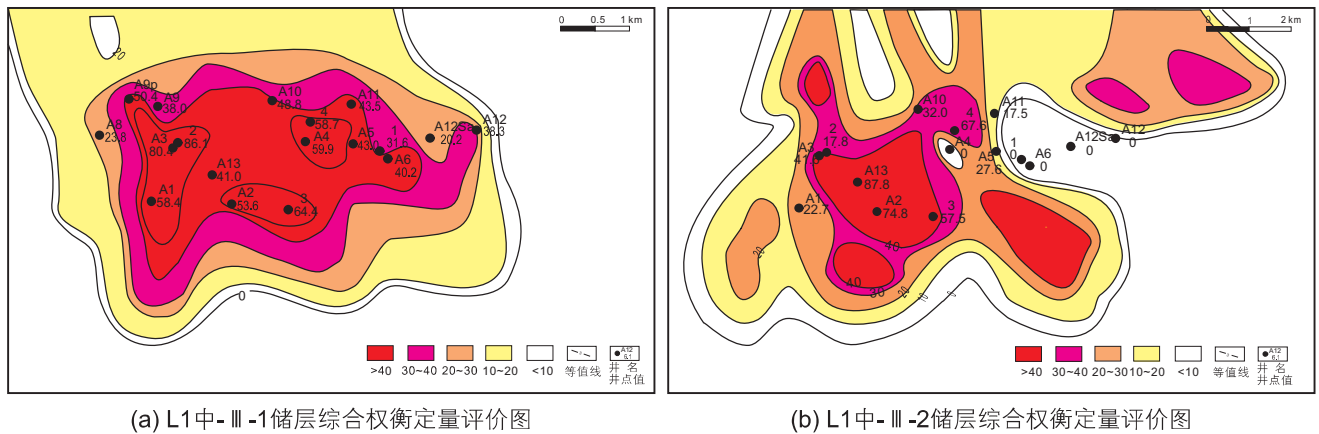


图7 主力油层小层储层综合权衡定量评价图

Fig. 7 Reservoir comprehensive trade off quantitative evaluation chart of main producing reservoirs

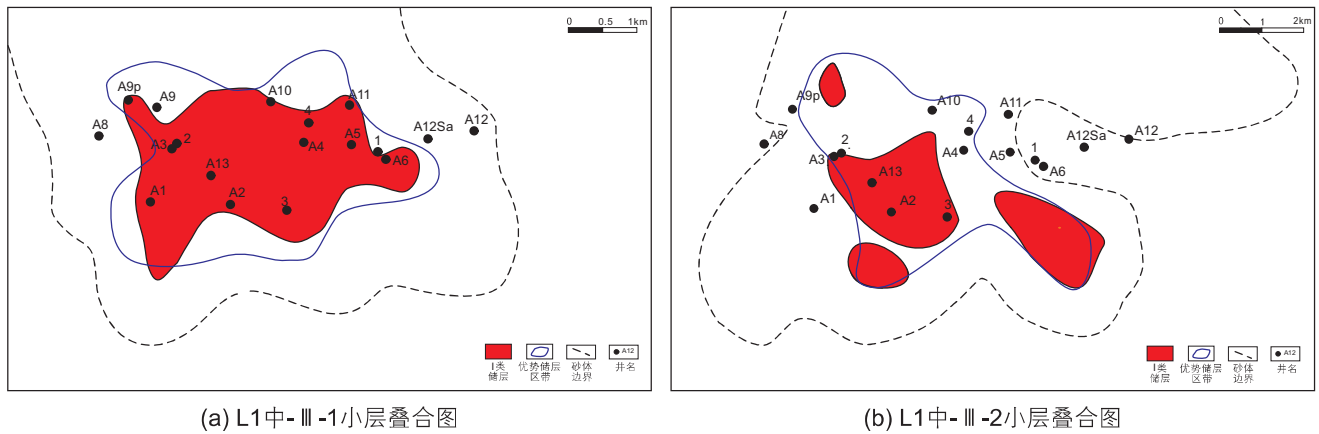


图8 主力产油层I类储层与优势储层叠合图

Fig. 8 Iclass reservoir storage cascade graph and advantage of main producing reservoirs

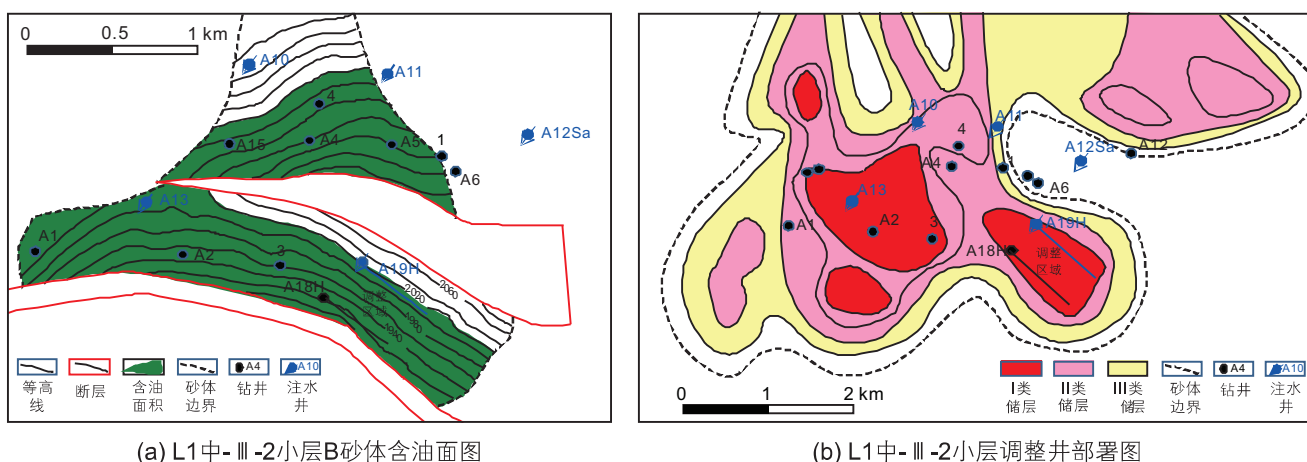


图 9 L1 中主力油层 L1 中-III-2 小层调整井部署图

Fig. 9 Adjustment Wells diagram of major reservoirs in the L1 中-III-2 small layer

好，注采开发效果较好，目前生产稳定，提高了油田经济效益。

5 结论

1) 油田流一段主力层段 L1 中为扇三角洲前缘亚相沉积，包括辫状水道、辫流坝、河口坝、席状砂和水道间 5 种微相；为中孔中渗型、中孔低渗型和低孔低渗型储层，储层储集性能中等-差；储层夹层多，厚度大，平面非均质性中等-强。

2) 储层综合评价将储层分为三类，每类对应的分值区间分别为 I 类大于 40，II 类 20~40，III 类小于 20；I 类储层为辫状水道和辫流坝微相沉积，储层物性好，生产井产量较高；II 类储层以河口坝和席状微相沉积居多，储层物性和生产井产量差，为次级有利储层；III 类储层为席状砂和湖相泥微相沉积为主，为差储层。

3) 储层多参数叠合的有利区域与储层评价结果对比得出，主力油层 L1 中-III-2 小层南东面有一区域为 I 类储层，是有利油气储层区，后期调整挖潜部署一采一注井网动用该区储量，实施后开采效果较好。

参考文献

[1] 陈贤良, 纪友亮, 杨克明. 川西坳陷中段须四段储层综合评价[J]. 西安科技大学学报, 2022, 42(4): 760-767. [CHEN X L, JI Y L, YANG K M, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in the fourth Member of Xujiahe Formation in the middle area of western Sichuan depression[J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2022, 42(4): 760-767.]

[2] 何琰. 基于模糊综合评判与层次分析的储层定量评价——以包界地区须家河组为例[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(1): 23-25. [HE Y. A quantitative reservoir evaluation method based on fuzzy comprehensive appraisal and analytical hierarchy process—case of Xujiahe formation, Baojie area[J]. Petroleum geology and recovery, 2011, 18(1): 23-25.]

[3] 柴明成. 安塞油田坪桥区长 6, 长 4+5 储层评价[D]. 陕西: 西安石油大学, 2021. [CHAI M C. Sedimentary facies of Chang 6 and Chang 4 + 5 in Pingqiao area of Ansai oilfield[D]. Shaanxi: Xi'an Shiyu University, 2021.]

[4] 彭小东, 张辉, 汪新光, 等. 乌石 A 砂砾岩油藏储层特征及综合评价[J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(8): 50-56. [PENG X D, ZHANG H, WANG X G, et al. Characteristics of Wushi-A glutenite reservoir and its integrated evaluation[J]. Marine geological frontiers, 2020, 36(8): 50-56.]

[5] 匡立春, 侯连华, 杨智, 等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. 石油学报, 2021, 42(1): 1-14. [KUANG L C, HOU L H, YANG Z, et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization[J]. Acta Petroleologica Sinica, 2021, 42(1): 1-14.]

[6] HONG Z J, TAI S X, FANG L. Optimization of shale gas reservoir evaluation and assessment of shale gas resources in the Oriente Basin in Ecuador[J]. Petroleum Science, 2018, 15(4): 756-771.]

[7] 刘为付, 刘双龙, 孙立新, 等. 大港枣园油田孔二段储层综合评价[J]. 大庆石油学报, 2020, 24(3): 5-7. [LIU W F, LIU S L, SUN L X, et al. Comprehensive evaluation of reservoir on K2 formation of Zaoyuan oil field[J]. Journal of Daqing Petroleum, 2020, 24(3):

- 5-7.]
- [8] 程启贵, 郭少斌, 王海红, 等. 鄂尔多斯盆地中西部长 6 油层组储层综合评价[J]. 石油实验地质, 2010, 32(5): 415-419. [CHENG Q G, GUO S B, WANG H H, et al. Comprehensive reservoir evaluation of chang-6 oil-bearing layers in midwest Ordos Basin[J]. *Petroleum experimental geology*, 2010, 32(5): 415-419.]
- [9] 周广照, 刘红岐. 川中地区侏罗系大安寨段致密油储层综合评价[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(29): 241-249. [ZHOU G Z, LIU H Q. The comprehensive evaluation of tight oil reservoir in Sichuan Jurassic Da'anzhai Formation[J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(29): 241-249.]
- [10] LIU W F. Fuzzy comprehensive evaluation of carbonate reservoir[J]. *Journal of information and computational science*, 2015, 12(10): 3819-3816.
- [11] OU C H, LI C C, HE J. Comprehensive evaluation of gas zone in multi-layer Sandstone gas reservoir [J]. *Advanced Materials Research*, 2014, 3632(2112): 80-83.
- [12] SPENCER C J, KIRKLAND C L, ROBERTS N M, et al. Strategies to Wrd robust interpretations of in situ zircon Lu-Hf isotope analyses[J]. *Geoscience Frontiers*, 2020: 11(3): 843-853.
- [13] ALIZAD B, RASHID E, ZARASVANDI I, et al. Hydrocarbon vertical continuity evaluation in the Cretaceous reservoirs of Azadegan oilfield, southwest of Iran: Implications for reservoir geochemistry[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2020: 94(3): 847-860.
- [14] PANG Z L, TAO S Z, ZHANG Q, et al. Evaluation methods of profitable tight oil reservoir of Lacustrine Coquina: A case study of Da'anzhai member of Jurassic in the Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2020: 94(2): 418-429
- [15] 李政, 常旭, 姚振兴, 等. 微地震方法的裂缝监测与储层评价[J]. 地球物理学报, 2019, 62(2): 707-719. [LI Z, CHANG X, YAO Z X. Fracture monitoring and reservoir evaluation by micro-seismic method[J]. *Journal of Geophysics*, 2019, 62(2): 707-719.]
- [16] 冯阵东, 周永, 吴伟, 等. 非均质砂岩储层压汞分形特征与储层评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(6): 25-34. [FENG Z D, ZHOU Y, WU W, et al. Mercury injection fractal characteristics and reservoir evaluation of heterogeneous sandstone reservoir[J]. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 2021, 45(6): 25-34.]
- [17] 王培春, 崔云江. 黏土化蚀变作用定量分析方法在储层评价中的应用——以莱州湾凹陷沙四段砂砾岩为例[J]. 中国海上油气, 2022, 34(2): 59-66. [WANG P C, CUI Y J. Application of quantitative analysis method of argillic alteration in reservoir evaluation: A case study of glutenite in Shahejie Formation 4 Member in Laizhouwan sag[J]. *China offshore oil and gas*, 2022, 34(2): 59-66.]
- [18] 谢锦龙. 南海大陆边缘构造古地理演化及矿权区块评价研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2011. [XIE J L. Study on the paleogeographic evolution of continental margin tectonics and the evaluation of mineral rights blocks in the South China Sea[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2011.]
- [19] 严德天, 陆江, 魏小松, 等. 断陷湖盆富有机质页岩形成环境及主控机制浅析——以涪西南凹陷流沙港组二段为例[J]. 中国海上油气, 2019, 31(5): 21-29. [YANG D J, LU J, WEI X S, et al. Analysis of the formation environment and main control mechanism of organic-rich shale in the fault lake basin: A case study of the second section of the Liusha Port Formation in the southwest depression of Weixian as an example[J]. *China offshore oil and gas*, 2019, 31(5): 21-29.]
- [20] 赵军, 吴博深, 武延亮, 等. 深层致密砂岩气藏有效储层的分类评价方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(2): 31-39. [ZHAO J, WU B S, WU Y L, et al. Classification and evaluation method of effective reservoirs in deep tight sandstone gas reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition)*, 2019, 31(5): 31-39.]
- [21] 姜平. 涪西南凹陷流沙港组复杂储层综合评价[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2011. [JIANG P. Comprehensive evaluation of complex reservoirs in the quicksand port formation of Weixian sag sag[D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2011.]
- [22] 董贵能. 涪西南凹陷流一段扇三角洲沉积特征及其对隐蔽油气藏形成的控制作用[J]. 中国海上油气, 2008, 20(5): 298-301. [DONG G N. Sedimentary characteristics of a fan delta in the southwest depression flow and its control effect on the formation of hidden oil and gas reservoirs[J]. *China offshore oil and gas*, 2008, 20(5): 298-301.]
- [23] 杨玉卿, 崔维平, 蔡军, 等. 北部湾盆地涪西南凹陷WZ油田古近系流沙港组一段沉积相[J]. 古地理学报, 2012, 14(5): 607-616. [YANG Y Q, CUI W P, CAI J, et al. A sedimentary facies of the Paleogene Quicksand Port Formation of the Wz Oilfield in the southwest depression of the Beibu Gulf Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2012, 14(5): 607-616.]
- [24] 李茂, 李胜利, 姜平, 等. 北部湾盆地涪西南凹陷涪 11 区流一段扇三角洲沉积特征及控制因素[J]. 现代地质, 2013, 27(4): 915-924. [LI M, LI S L, JIANG P, et al. Sedimentary characteristics and controlling factors of a fan delta in the southwest depression of the Beibu Gulf Basin[J]. *modern geology*, 2013, 27(4): 915-924.]
- [25] 刘杰, 操应长, 王健, 等. 涪西南凹陷A井区古近系流沙港组一段砂体沉积特征及分布规律[J]. 沉积学报, 2013, 31(1): 56-66. [LIU J, CAO Y C, WANG J, et al. Sedimentary characteristics and distribution rules of a section of sand body in the Paleogene Liusha Port Formation in the wells of the southwest depression A[J]. *Journal of Sedimentology*, 2013, 31(1): 56-66.]
- [26] 姜平, 张建光, 姚光庆, 等. 涪西南凹陷 11-7 区块流沙港组沉积体系构成及演化特征[J]. 地质科技情报, 2013, 32(2): 98-104. [JIANG P, ZHANG J G, YAO G Q, et al. Sedimentary system composition and evolution characteristics of Liusha Port Formation in Block 11-7 of Weixian Sag[J]. *geological science and technology information*, 2013, 32(2): 98-104.]

- [27] 董贵能, 邓勇, 盖永浩, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷湖底扇的沉积特征[J]. 沉积学报, 2014, 32(2): 218–227. [DONG G N, DENG Y, GAI Y H, et al. Sedimentary characteristics of a lake floor fan in the southwest depression of the Beibu Gulf Basin[J]. Journal of Sedimentology, 2014, 32(2): 218–227.]
- [28] 高阳, 刘文峰, 于兴河, 等. 准噶尔西北缘红山嘴地区克上组辫状河三角洲沉积-储层耦合关系与综合定量评价[J]. 中国地质, 2020, 47(4): 971–984. [GAO Y, LIU W F, YU X H, et al. Sediment-reservoir coupling relationship and comprehensive quantitative evaluation of the Keshang Formation braided river delta in the Hongshanzui area of the northwest margin of Junggar[J]. Geology of China, 2020, 47(4): 971–984.]
- [29] 周广照, 刘红岐. 川中地区侏罗系大安寨段致密油储层综合评价[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(29): 241–249. [ZHOU G Z, LIU H Q. Comprehensive evaluation of tight oil reservoirs in Da'anzhai section of the Jurassic system in central Sichuan, 2020, 47(4): 971–984. Science Technology and Engineering, 2017, 17(29): 241–249.]
- [30] 鲍鹏. 安塞油田坪桥地区长 2 储层综合评价[J]. 勘探开发, 2016, 8(1): 160. [BAO P. Comprehensive evaluation of Chang 2 reservoir in Pingqiao area of Ansai oilfield[J]. Exploration and development, 2016, 8(1): 160.]
- [31] 费世祥, 于雷, 霍俊洲, 等. 鄂尔多斯盆地乌审旗—横山地区下奥陶统马五 1+2 亚段储层综合评价[J]. 天然气勘探与开发, 2017, 40(1): 10–16. [FEI S X, YU L, HUO J Z, et al. Comprehensive evaluation of Chang 2 reservoir in Pingqiao area of Ansai Oilfield[J]. Natural gas exploration and development, 2017, 40(1): 10–16.]
- [32] 朱谨谨, 符超峰, 杨海龙, 等. 鄂尔多斯盆地甘谷驿油区延长组长 6 储层综合评价[J]. 西北地质, 2019, 52(1): 166–175. [ZHU J J, FU C F, YANG H L, et al. Comprehensive evaluation of the 6 reservoirs of the extension group leader of the Gangu oil area of the Ordos Basin[J]. Northwest Geology, 2019, 52(1): 166–175.]
- [33] 栾艳春, 霍斌, 姜青梅, 等. 灰色关联分析法综合评价户部寨气田储层[J]. 中国西部科技, 2013, 8(3): 9–11. [LUAN Y C, HUO B, JIANG Q M, et al. Grey correlation analysis method comprehensively evaluated the reservoir of Hubuzhai gas field[J]. Science and technology in western China, 2013, 8(3): 9–11.]
- [34] 张祥龙, 刘一仓, 张攀, 等. 沉积微相控制下储层分类评价及预测——以鄂尔多斯盆地环西—彭阳南段地区长 8 段为例[J]. 沉积学报, 2022, 40(2): 534–546. [ZHANG X L, LIU Y C, ZHANG P, et al. Classification evaluation and prediction of reservoirs under sedimentary microfacies control: A case study of the Chang 8 section in the western Huanxi-Pengyang southern section of the Ordos Basin[J]. Journal of Sedimentology, 2022, 40(2): 534–546.]

(编辑 付娟娟)