



· 地球科学 ·

致密油藏开发前后流动单元动态变化与 剩余油分布关系

尹 虎^{1,2}, 屈红军¹, 张磊岗¹, 孙晓晗¹, 朱荣幸¹, 杨晓锋¹, 苏 帅¹

1. 西北大学 地质学系/大陆动力学国家重点实验室, 陕西 西安 710069;

2. 延长油田股份有限公司富县采油厂, 陕西 富县 727500

摘要 以鄂尔多斯盆地长8致密油藏为例,利用聚类分析方法,根据有效厚度、孔隙度、渗透率、储层品质因子和含油饱和度5个参数划分出4类原始流动单元,在静态参数的基础上,根据储层加砂强度、产液量2个动态参数将研究区储层划分为4类开发后流动单元,并对开发前后流动单元进行三维建模,对流动单元的分布特征进行分析;结合剩余油数值模拟研究,对研究区油藏进行挖潜级别划分并给出了开发策略。研究表明,沉积相展布控制着原始流动单元分布,高级别流动单元沿着主河道分布延伸,砂体厚度大,砂体呈叠加式连续展布;低级别流动单元分布于主河道两侧,砂体厚度变小,砂体呈分离式。开发方式控制着动态流动单元,经压裂改造后,井周流动单元普遍优于井间流动单元。油藏经过压裂改造及阶段开采后,流动单元A类和B类区由于流动性强、采出程度高导致含油饱和度逐渐降低,剩余油富集区逐渐向流动性相对较差的C类和D类流动单元转移。根据开发后流动单元分布和剩余油展布特征,可将开发区块划分为6种挖潜级别,一级挖潜区剩余油含量和开发后流动单元级别均高,为下一步生产开发的首选区域;二级挖潜区开发后流动单元级别较低,但剩余油多,可配合一级挖潜储层进行共同开发。本研究可为同类型的致密油藏流动单元研究和后期开发方案调整提供借鉴意义。

关键词 鄂尔多斯盆地;长8油层组;致密油藏;流动单元;剩余油分布

中图分类号: TE121 **DOI**: 10.16152/j.cnki.xdxbzr.2026-01-016

Relationship between dynamic change of flow unit and distribution of remaining oil before and after the development of tight oil reservoir

YIN Hu^{1,2}, QU Hongjun¹, ZHANG Leigang¹, SUN Xiaohan¹,
ZHU Rongxing¹, YANG Xiaofeng¹, SU Shuai¹

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

2. Fuxian Oil Production Plant of Yanchang Oilfield Co., Ltd., Fuxian 727500, China

Abstract Taking the Chang 8 tight reservoir in Ordos Basin as an example, the cluster analysis method is used to divide the reservoir into four types of initial flow units according to the five static parameters of effective thickness, porosity, permeability, reservoir quality factor, and oil saturation. On the basis of static parameters, the reservoir is divided into four types of initial flow units. On the basis of static parameters, the reservoir is divided into four types of initial flow units. On the basis of static parameters, the reservoir is divided into four types of initial flow units.

收稿日期: 2025-03-24 修回日期: 2025-07-20

基金项目: 国家自然科学基金重大项目及面上项目(41390451, 41172101)

第一作者: 尹虎, 男, 高级工程师, 博士, 从事沉积学及油田开发研究, 2475632171@qq.com。

通信作者: 屈红军, 男, 教授, 博士生导师, 从事沉积学及油田勘探开发地质研究, hongjun@nwwu.edu.cn。

ters, the reservoir in the study area is divided into four types of developed flow units according to the two dynamic parameters of reservoir sand strength and liquid production. The three-dimensional modeling of the flow units before and after development is carried out, and the distribution characteristics of the flow units are analyzed. Combined with the numerical simulation of remaining oil, some suggestions are put forward for the subsequent reservoir potential tapping scheme. The research shows that the distribution of sedimentary facies controls the distribution of static flow units, and the high-level flow units extend along the main channel. The thickness of sand bodies is large, and the sand bodies are superimposed and continuously distributed. The low-level flow units are distributed on both sides of the main channel, the thickness of the sand body becomes smaller, and the sand body is separated. The development method controls the dynamic flow unit. After fracturing, the flow unit around the well is generally better than the inter well flow unit. After stage oil recovery and fracturing, the fluidity of the Class A and Class B of flow unit and the initial high value of oil saturation increases while the oil saturation decreases, resulting in the remaining oil-rich area being transformed into Class C and Class D flow units with relatively poor fluidity. Based on the distribution of developed flow units and the distribution characteristics of remaining oil, the reservoir can be divided into six potential tapping levels. The remaining oil content and developed flow unit level of the first-level potential tapping reservoir are high, which is the preferred area for the next production and development. The developed flow unit level of the second-level potential tapping reservoir is low but the remaining oil content is high, which can be jointly developed with the first-level potential tapping reservoir. The research provides reference for the study of flow units and the adjustment of later development schemes in the same type of tight oil reservoirs.

Keywords Ordos Basin; Chang 8 oil formation; tight oil; flow unit; remaining oil distribution

致密油藏物性差,孔隙结构复杂,非均质性强,不同开发方式以及参数的差异性加剧了储层的非均质性,且不同开发时期的储层非均质性也会发生变化。储层流动单元作为油藏精细描述的最基本单元,对其研究可更加准确地表征储层的非均质性,提高油藏描述的精度,尤其是在油气田进入中—高含水的情况下,该研究变得更为重要,其对油气田开发方案的调整具有重要的指导意义。

储层流动单元是在纵横向上连续且具有相似孔渗特征的储集层^[1-3],不同流动单元间存在渗流屏障界面或差异界面^[4]。自流动单元的概念于 1984 年提出以来^[1],国内外学者开展了广泛研究,推动了储层流动单元研究的发展。目前,关于储层流动单元的研究集中在流动单元划分与识别方法上^[5-10],主要根据沉积微相^[11]、砂体构型类型^[12-17]、储层特征参数^[18-19]、剩余油分布^[20-24]进行分级,并在此基础上结合其与动态产能的关系,对动态流动单元进行研究^[25],目的是为提高采收率方法制定提供参考^[26-27]。然而,目前对于流动单元的研究大多关注储层的静态特征,而关于动态特征的研究相对较少。由于流动单元是油藏描述的最基本单元,具有时效性,即在不同开发时期

或不同开发方式下,流动单元类型会发生变化^[28-29]。前人研究也证实了,长期的注水开发会改变储层的物性^[30]。因此,对于开发时间较长的油藏,原始静态流动单元的分析研究已不足以支撑开发的需求,开发后动态流动单元的研究能更好地反映经过长期开发的油藏非均质性,以指导下一步挖潜。

因此,本研究以鄂尔多斯盆地长 8 致密油藏为例,利用聚类分析方法,对原始流动单元和开发后流动单元进行划分及三维建模,结合剩余油数值模拟研究,对剩余油和流动单元的分布关系进行分析,对挖潜级别进行了划分并对后续油藏开发策略提出挖潜建议。

1 研究区概况

富县油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡南部[见图 1(a)],地层平缓,构造形态整体东高西低,发育幅度较小的西北—东南向鼻隆构造,具有良好的源储配置关系^[31-32]。油区主要产油层为三叠系延长组长 8 油层组,厚 80 ~ 100 m,其可进一步分为长 8¹、长 8² 两个油层亚组,长 8² 又可分为长 8²⁻¹和长 8²⁻²小层,其中长 8²⁻¹为油区主力

开发层,包括 A 砂和 B 砂两套单砂体〔见图 1 (b)〕。油区主要为三角洲前缘沉积^[30],岩性主要为浅灰绿色细砂岩和灰黑色泥岩。储层物性差,孔隙度分布范围 7%~11%,渗透率分布范围 $(0.2\sim0.6)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,为典型特低孔渗致密储层^[33-34]。

油区 2012 年大规模压裂,以自然能量开发,2013 年开始注水开发。截至目前,油区总井数

239 口,共有油井 177 口,注水井 62 口。研究区水驱含油面积 14.65 km²,水驱控制程度 88.79%,采油速度较低,采出程度为 4.6%。大规模注水开发以来,综合含水上升率基本保持稳定,平均为 -0.02%,存水率、水驱指数较高,整体水驱效果好。经过多年开发,剩余油分布十分复杂,需要开展储层开发前后流动单元的识别与划分,为油田提供剩余油挖潜依据。

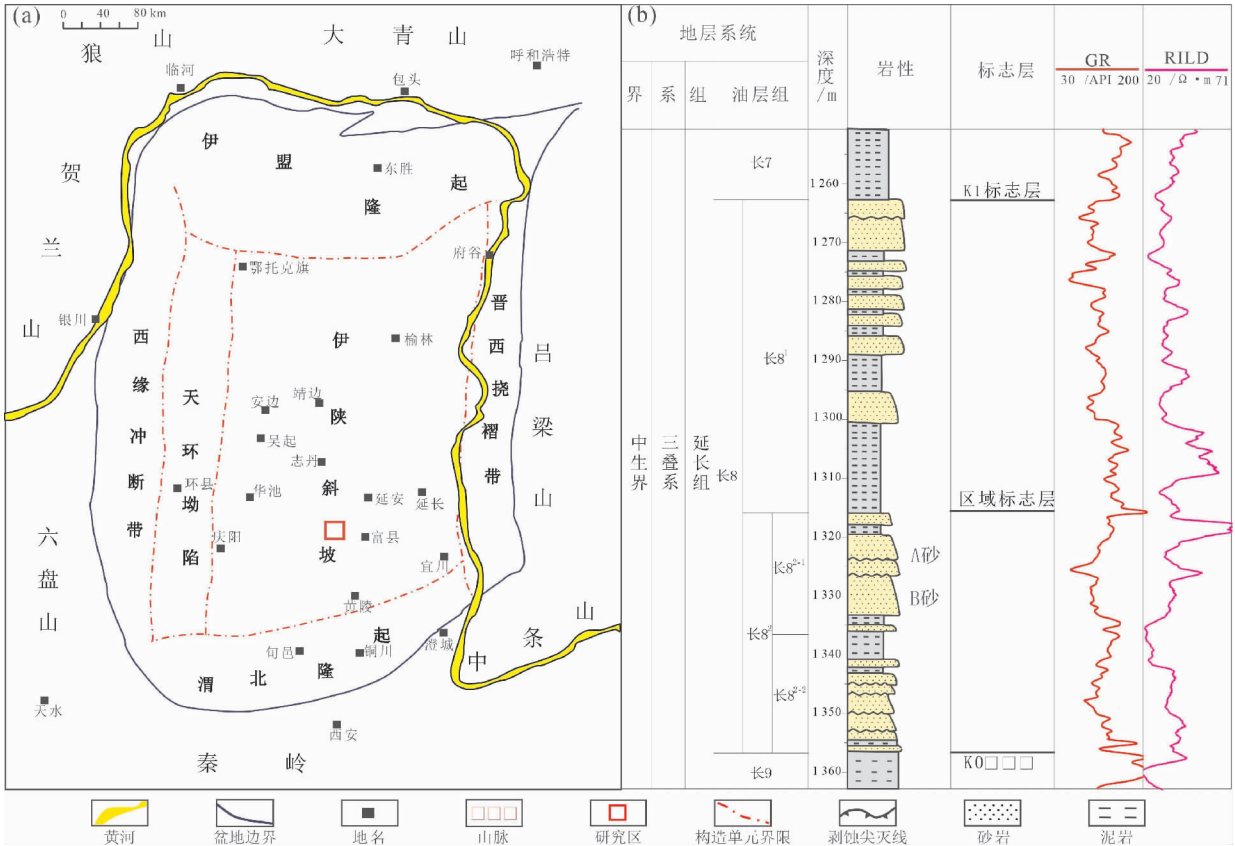


图 1 鄂尔多斯盆地富县油区构造位置图与延长组长 8 油层组地层柱状图(据文献[31]修改)

Fig.1 Structural location of Ansai Oilfield in Ordos Basin and stratigraphic column of Yanchang 8 oil formation
为基础。

2 流动单元评价方法

流动单元评价利用 SPSS 软件将所选的优选参数进行聚类分析,分为原始流动单元和开发后流动单元两种类型进行研究。

2.1 划分参数的选取

原始流动单元是以储层的基础静态地质数据为基础,划分反映储层流体流动差异性的储集体。有效厚度、孔隙度、渗透率、泥质含量、地层系数、含油饱和度、孔喉半径、存储系数等是表征流动单元特征的常用参数^[35]。本研究所选取的静态参数都是以岩心数据标定建立的测井二次解释图版

有效厚度(H)是储油层中具备工业产油能力的那部分油层的厚度,既能够反映砂体的储集能力又能间接体现沉积环境;含油饱和度(S₀)能反映油层中原油流动的能力,其动态变化能综合表征储层流动单元的强弱变化。

孔隙度(ψ)和渗透率(K)可以分别反映出储层的储集和渗流性质的差异,但是在低渗致密储层中,仅利用孔隙度和渗透率表征储层物性的特征具有局限性,因此引入储层品质因子。储层品质因子是一个可以反映岩石微观孔隙特征参数,可以综合表征储层的储集和渗流能力,其根据 Kozeny-Carman 方程计算得出,广泛应用于致密油

藏,其品质因子 RQI(式中简记为 I_{RQI})表达式为

$$I_{RQI} = \sqrt{K/\psi}$$

(1)

式中: K 代表渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ψ 代表孔隙度,%。

储层品质因子与研究区储层微观孔隙结构特征参数之间相关性明显(见图 2、3),能够体现储层复杂的微观孔隙结构。但是,当孔隙度和渗透率同时放大或缩小,可能会得到相同的 RQI 值,导致实际的储集和渗流能力与划分结果相互矛盾,因此需要用孔隙度和渗透率加以约束。所以,本研究选取有效厚度(H)、孔隙度(ψ)、渗透率(K)、储层品质因子(RQI)和含油饱和度(S_o)5 个参数进行原始流动单元划分。

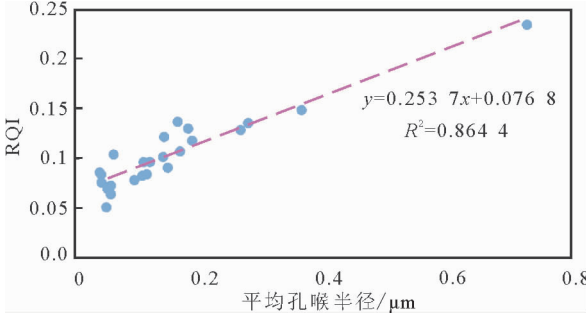


图 2 储层品质因子(RQI)与平均孔喉半径相关性
Fig. 2 Correlation between RQI and average pore throat radius

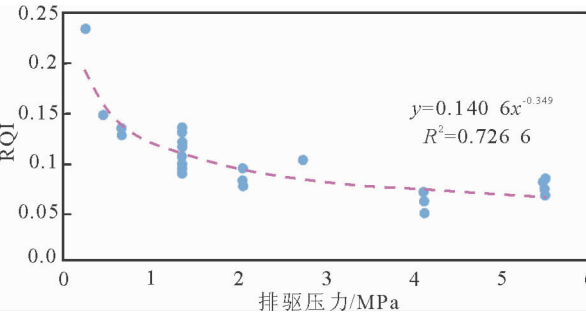


图 3 储层品质因子(RQI)与排驱压力相关性
Fig. 3 Correlation between RQI and displacement pressure

开发后流动单元是开发井经过压裂投产后,结合开发动态生产数据,划分反映储层内流体不同流动能力的储集体。在表征流动单元的动态参数中,裂缝半长和裂缝渗透率计算复杂,而容易获取的加砂强度是影响这两个参数的重要因素,可以用它来代替裂缝半长和裂缝渗透率。其他生产参数难以量化,且缺乏压力资料的支撑,但产液量是油井产出的油和水的总和,可以间接反映储层流体的流动特征。因此,结合原始流动单元的 5 个优选参数以及加砂强度和产液量 2 个动态参数进行开发后流动单元的划分。

2.2 流动单元划分方法

研究区井网完善,有效储层样本多,本研究利用 SPSS 软件聚类分析中的 K-means 聚类方法进行流动单元级别的划分。K-means 分类属于快速聚类分析方法,是可以指定类别数的,适用于大样本资料的逐步聚类分析,这种聚类分析方法算法简单,运行速度快,可以高效地处理较多的样品数据。

根据提前设定好的分类个数,选取 n 个初始的聚类中心,然后再测定从各个样本数据点到每个中心点间的欧氏距离,并按照此间距最短原则,将每个数据分配到各中心点所属的类别内,建立了一个具有 n 个聚类中心的分类方案。再通过 m 次迭代计算,对分类方案逐步进行优化,共建立 $m+1$ 个不同的具有 n 个聚类中心的分类方案,选取最后一次所得到的分类方案作为划分标准。其中欧氏距离(Euclidean Distance,式中记为 d)的计算公式为

$$d = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}$$

(2)

式中: a 代表每一个样本的变量个数; x_i 代表第一个样本在第 i 个变量上的取值; y_i 代表第二个样本在第 i 个变量上的取值。中心点的位置经过多次迭代更新,不断发生变化,直到最终分类完成。

3 流动单元评价结果

3.1 原始流动单元评价结果

根据 K-means 分类得到的样品分类结果,将原始流动单元划分为 4 类。由 Fisher 准则得到的两个方向的投影,这两个投影是 SPSS 输出得到的函数 1 和函数 2。根据这两个函数,从任何一个样品点(每个样品点都有 5 个变量值)都可以算出两个数,把这两个数当成该样品点的坐标,这样数据中的每个样品点就构成了二维平面上的所有点(见图 4)。表 1 中的 3 个判别函数并不是平等的,从图 4 中可以看出,第一个投影(相应于来自于第一个典型判别函数的横坐标值)能很好地分辨出 4 类流动单元类型。SPSS 的一个输出就给出了这些判别函数(投影)的重要程度(见表 1),即函数的贡献程度,第一个函数贡献了 99.6%,第二个函数贡献了 0.3%。因此,选用函数 1 作为本区流动单元的判别模型。

由分类结果来看,A 类流动单元的储集物性

最好,渗流能力最佳,平均有效厚度 3.74 m,平均孔隙度为 11.14%,平均渗透率为 $0.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均储层品质因子(RQI)为 0.21,平均含油饱和度为 45.87%;B类流动单元的储集物性和渗流能力相对较好,平均有效厚度 3.83 m,平均孔隙度为 9.89%,平均渗透率为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均储层品质因子(RQI)为 0.18,平均含油饱和度为 32.6%;C类流动单元的储集物性和渗

流能力一般,平均有效厚度 3.23 m,平均孔隙度为 9.18%,平均渗透率为 $0.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均储层品质因子(RQI)为 0.17,平均含油饱和度为 23.23%;D类流动单元的储集物性最差,渗流能力最弱,平均有效厚度 3.12 m,平均孔隙度为 8.97%,平均渗透率为 $0.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均储层品质因子(RQI)为 0.17,平均含油饱和度为 13.81%(见图4、表2)。

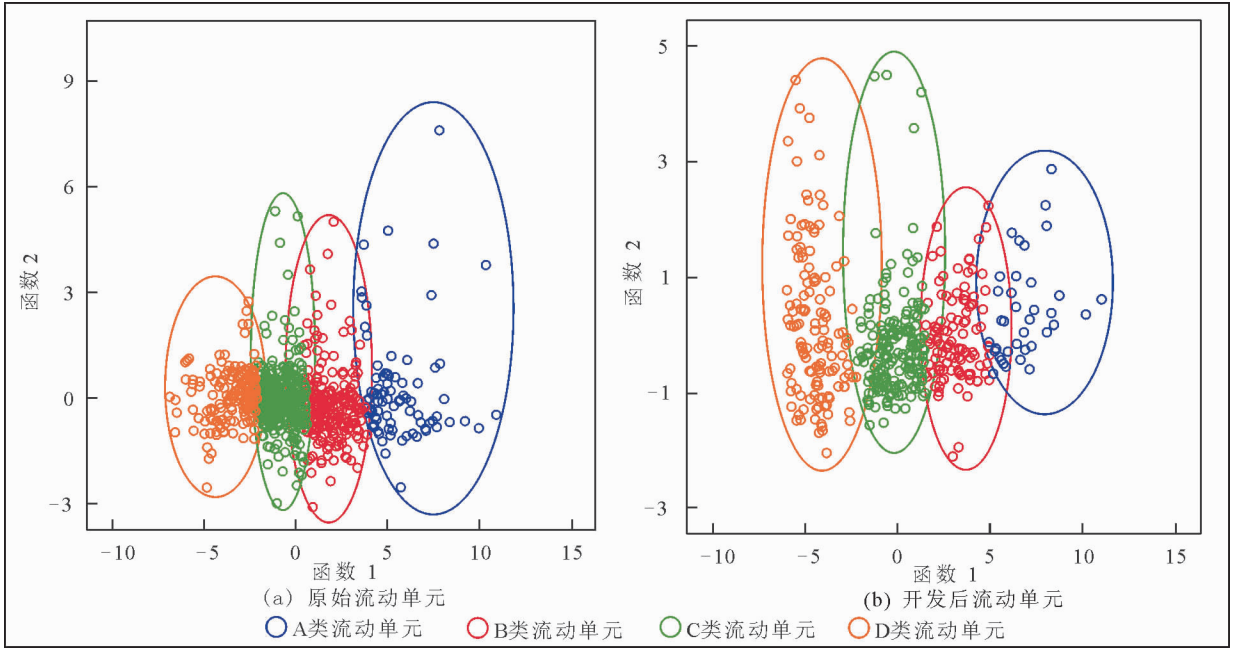


图4 流动单元划分散点图
Fig.4 Scatter plot of flow unit division

表1 判别函数的鉴别能力表 Tab.1 The resolution capability of discrimination function					
	函数	特征值	方差比/%	累计比/%	典型相关性
原始流动单元	1	6.928 ^a	99.6	99.6	0.935
	2	0.017 ^a	0.3	99.9	0.131
	3	0.007 ^a	0.1	100	0.083
开发后流动单元	1	11.695 ^a	99.6	99.6	0.960
	2	0.035 ^a	0.3	99.9	0.183
	3	0.015 ^a	0.1	100	0.121

表2 原始流动单元划分参数评价表 Tab.2 Original flow unit classification parameter evaluation table						
	有效厚度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	RQI	含油饱和度/%	分类
范围	1.16 ~ 11.56	7.79 ~ 18.5	0.17 ~ 3.67	0.15 ~ 0.45	39.5 ~ 64.42	A类
平均值	3.74	11.14	0.55	0.21	45.87	
范围	0.75 ~ 19.26	6.6 ~ 17.2	0.12 ~ 2.52	0.13 ~ 0.38	27.5 ~ 39.2	B类
平均值	3.83	9.89	0.36	0.18	32.6	
范围	0.69 ~ 13.21	5.56 ~ 16.4	0.09 ~ 2.00	0.12 ~ 0.35	18.65 ~ 28.05	C类
平均值	3.23	9.18	0.29	0.17	23.23	
范围	0.66 ~ 14.26	5.23 ~ 14.8	0.08 ~ 1.26	0.12 ~ 0.29	1.89 ~ 18.47	D类
平均值	3.12	8.97	0.27	0.17	13.81	

利用 Bayes 判别以有效厚度、孔隙度、渗透率、储层品质因子和含油饱和度为基本参数建立了 A 类 ~ D 类流动单元的判别函数:

$$Y_{Ao}=0.387H-44.315\psi-349.383K+3.922S_0+4872.931I_{RQI}-248.736 \quad (3)$$

$$Y_{Bo}=0.391H-43.293\psi-344.166K+2.846S_0+4781.231I_{RQI}-202.022 \quad (4)$$

$$Y_{Co}=0.26H-43.634\psi-343.457K+2.08S_0+4798.218I_{RQI}-180.131 \quad (5)$$

$$Y_{Do}=0.211H-43.446\psi-341.425K+1.298S_0+4784.782I_{RQI}-165.522 \quad (6)$$

通过判别函数回判检验可以得到,本次各分类总体回判通过率为 98.4%,说明分类可信度高(见表 3)。

表 3 原始流动单元判别结果表(SPSS)
Tab. 3 Original flow unit discrimination results table(SPSS)

样本类别		判别结果				合计
		A 类	B 类	C 类	D 类	
样本数	A 类	83	0	0	0	83
	B 类	1	219	5	0	225
	C 类	0	4	349	1	354
	D 类	0	0	2	166	168
正判率/%	A 类	100	0	0	0	100
	B 类	0.4	97.3	2.2	0	100
	C 类	0	1.1	98.6	0.3	100
	D 类	0	0	1.2	98.8	100

3.2 开发后流动单元评价结果

开发后各类型流动单元中,反映储层流动单元静态参数的分布区间与原始流动单元相比变化很小。A 类流动单元的储集物性最好,渗流能力最佳,现今产液量最高,平均为 0.82 m³/d,平均加砂强度为 8.42 m³/m,平均含油饱和度为 48.15%;B 类流动单元的储集物性和渗流能力相对较好,现今产液量相对较高,平均为 0.66

m³/d,平均加砂强度为 6.86 m³/m,平均含油饱和度为 34.4%;C 类流动单元的储集物性和渗流能力一般,现今产液量相对较低,平均为 0.57 m³/d,加砂强度一般,平均加砂强度为 6.02 m³/m,平均含油饱和度为 22.09%;D 类流动单元的储集物性最差,渗流能力最弱,现今产液量最低,平均为 0.42 m³/d,平均加砂强度为 5.67 m³/m,平均含油饱和度为 5.86%(见图 4、表 4)。

表 4 开发后流动单元分类评价表
Tab. 4 Developed flow unit classification evaluation

	有效厚度/m	孔隙度/%	渗透率/10 ⁻³ μm ²	RQI	含油饱和度/%	产液量/(m ³ /d)	加砂强度/(m ³ /m)	分类
范围	1.16 ~ 11.56	8.3 ~ 16.4	0.2 ~ 2.00	0.15 ~ 0.35	41.64 ~ 64.42	0.03 ~ 5.16	3.7 ~ 11.7	A 类
平均值	3.93	11.05	0.50	0.20	48.15	0.82	8.42	A 类
范围	0.82 ~ 11.77	7.06 ~ 13.9	0.15 ~ 10.6	0.14 ~ 0.26	28.33 ~ 41.32	0.01 ~ 9.73	2.7 ~ 11.8	B 类
平均值	3.87	9.84	0.60	0.18	34.40	0.66	6.86	B 类
范围	0.7 ~ 19.26	1.31 ~ 14.8	0.09 ~ 8.98	0.12 ~ 0.29	14.19 ~ 28.06	0.01 ~ 7.03	2.7 ~ 13.3	C 类
平均值	3.79	9.03	0.33	0.17	22.09	0.57	6.02	C 类
范围	0.66 ~ 18.25	0.33 ~ 13.75	0.06 ~ 6.18	0.1 ~ 0.26	0 ~ 13.62	0.02 ~ 7.63	2.7 ~ 13.3	D 类
平均值	3.10	7.20	0.21	0.14	5.86	0.42	5.67	D 类

同样利用 Bayes 判别以孔隙度、渗透率和储层品质因子为基本参数建立了 A 类 ~ D 类流动单元的判别函数:

$$Y_{Ad}=0.137H-2.277\psi-0.48K+310.733I_{RQI}+3.205S_0-0.225L+2.72V-106.126 \quad (7)$$

$$Y_{Bd}=0.187H-1.799\psi-0.341K+274.286I_{RQI}+2.252So-0.269L+2.529V-63.867$$

(8)

$$Y_{Dd}=0.449H-2.054\psi-0.982K+290.326I_{RQI}+0.264So-0.563L+2.362V-23.941$$

(10)

$$Y_{Cd}=0.225H-1.781\psi-0.762K+280.195I_{RQI}+1.386So-0.381L+2.423V-39.837$$

(9)

式中: L 为单井日产液, m^3/d ; V 为加砂强度, m^3/m 。
通过判别函数回判检验可得本次分类总体回判通过率为 99%,说明可信度高(见表 5)。

表 5 开发后流动单元判别结果表(SPSS)
Tab.5 Developed flow unit discrimination results table(SPSS)

样本类别		判别结果				合计
		A 类	B 类	C 类	D 类	
样本数	A 类	60	1	0	0	61
	B 类	1	108	1	0	110
	C 类	0	1	184	0	185
	D 类	0	0	1	129	130
正判率/%	A 类	98.4	1.6	0	0	100
	B 类	0.9	98.2	0.9	0	100
	C 类	0	0.5	99.5	0	100
	D 类	0	0	0.8	99.2	100

3.3 流动单元平面差异特征分析

在分析流动单元平面差异性之前,首先要对研究区所有开发井进行流动单元的单井解释(见图 5),并进行合理的井间分布预测。为了更加清晰地反映流动单元的空间分布与变化,本研究使用 petrel 软件,在平面上以 60 m 为单位划分网格,垂向上根据各小层厚度,以 1 m 为单位划分为 55 个网格,网格尺寸为 60 m×60 m×1 m,形成一个 124×96×55,总计 654 720 个网格的网格系统。

本研究运用序贯指示模拟,通过相控建模方法,建立了开发前后流动单元的三维地质模型。为便于计算,在原始流动单元的建模过程中把非储层定义为 E 类。由于射孔段经过压裂造缝后,其整体流动性大幅提升,未开发动用的流动单元的流动性与开发后流动单元对比极弱,因此,在开发后流动单元建模过程中把未开发的原始流动单元统一归为一类(E 类),把非储层定义为 F 类。

当同一井位、同一层位分布有不同的流动单元时,观察测量该井在垂直方向上流动单元厚度的分布,计算各类流动单元厚度,取厚度占比最大的流动单元的类型作为该井的流动单元在平面上分布的类别。流动单元的平面展布能宏观地体现

流动单元的优劣情况。本研究对油区内 A 砂和 B 砂开发前后流动单元的平面展布特征进行了分析。

A 砂的分流主河道较宽且延伸较远,而 B 砂的分流主河道较窄,导致 A 砂物性好的储层分布较宽且延伸较远,而 B 砂物性好的储层分布较窄〔见图 6(a)、(b)〕。原始流动单元平面展布显示:A 砂和 B 砂中,各类流动单元均是顺物源方向分布,延伸范围远;A 类和 B 类流动单元主要沿着主河道分布延伸,C 类和 D 类流动单元分布于主河道两侧,个别 D 类流动单元零星分布在 C 类流动单元之间。相对来说,B 砂的各级别流动单元均比 A 砂的窄〔见图 7(a)、(b)〕。

开发后流动单元平面展布显示,各流动单元的分布趋势基本保持不变。A 类、B 类流动单元主要在主河道区域连片状分布,C 类和 D 类流动单元呈带状分布于主河道两侧,这也印证了一般在主河道区域开发效果好而河道侧翼开发效果一般较差的勘探实践。原始流动单元(E 类)主要发育于河道侧翼,在主河道偶有未开发区域。对比 E、F 类流动单元与其他流动单元的分布,可以从宏观角度了解研究区的开发动用状况〔见图 7(c)、(d)〕。

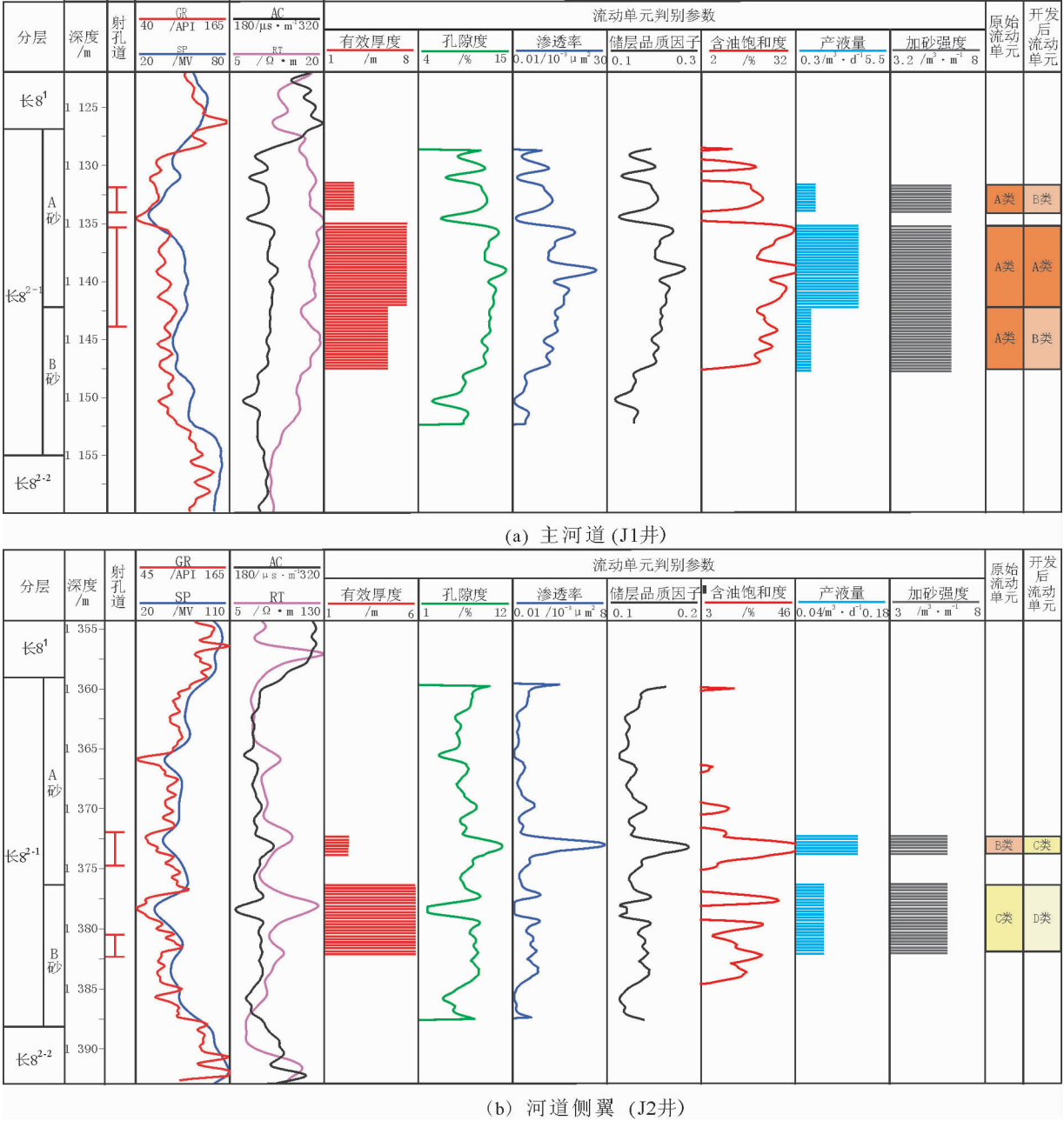


图 5 研究区流动单元划分单井柱状图(井位见图 6)

Fig. 5 Single well column diagram of flow unit division in the study area

3.4 流动单元层内差异特征分析

1)原始流动单元特征:①主河道区域砂体厚度大,砂体呈叠加式连续展布,A、B 类流动单元多分布在此处;主河道两侧砂体厚度变小,砂体变为分离式,C、D 类流动单元多分布在此处(见图 8);②受砂体构型控制,厚层箱型砂、钟形砂一般物性较好,多为 A、B 类流动单元;薄层钟形砂、漏斗型砂一般孔、渗较差,多为 C、D 类流动单元(见图 5)。

2)开发后流动单元特征:①受压裂和注水影响,开发后流动单元可以直观地看出加砂造缝波及到的储层范围,一般延伸距离为半个井距;②受砂体韵律与重力影响,注入水优先沿砂体中下部渗入,由于注入水的冲刷、浸泡,单砂体内,中下部流动单元一般优于砂体顶部流动单元;③研究区经过压裂改造,井周流动单元普遍优于井间流动单元(见图 8)。

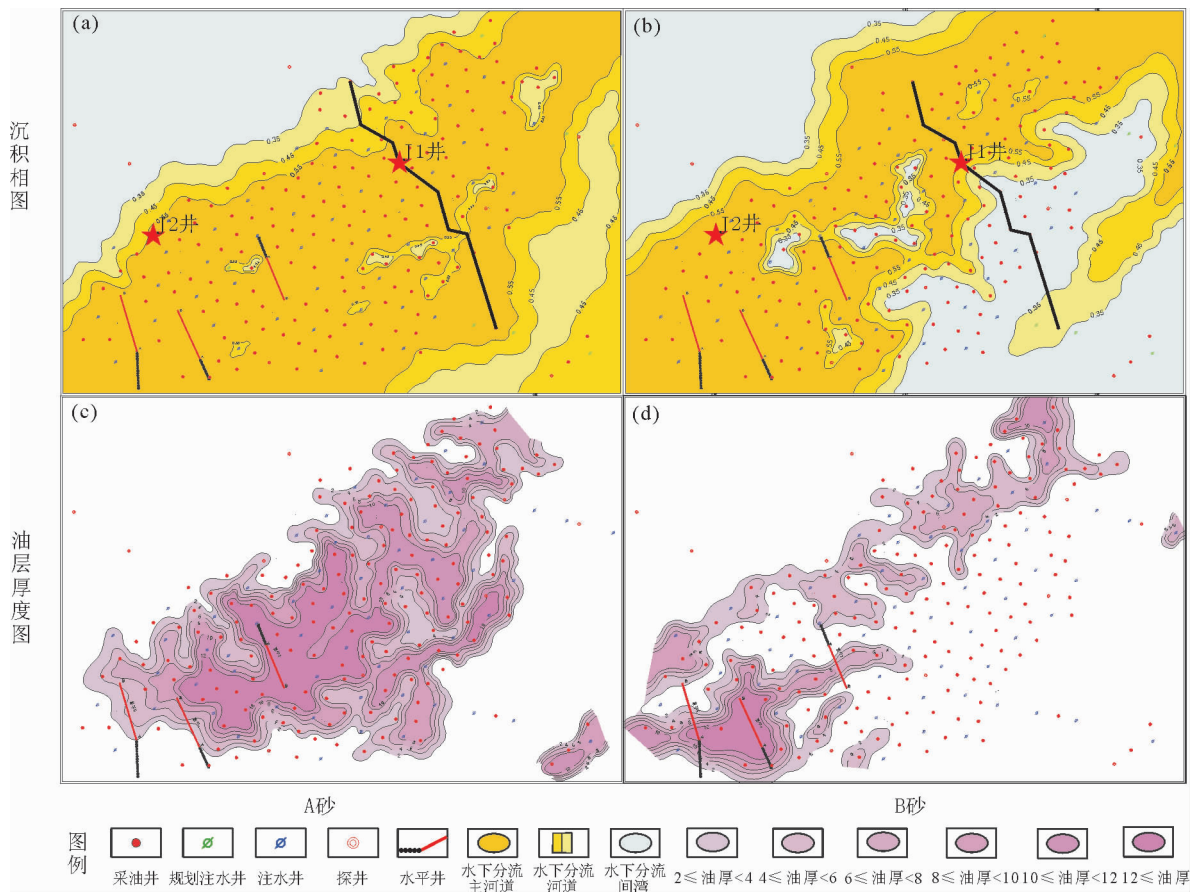


图 6 研究区沉积相与油层厚度平面展布图

Fig. 6 Planar distribution of sedimentary facies and oil layer thickness in the study area

4 流动单元与剩余油分布关系及挖潜级别划分

4.1 剩余油展布规律

数值模拟是分析剩余油分布的重要方法。本研究在三维地质建模的基础上,利用 tNavigator 油藏数值模拟软件,选用黑油模型建立数值模拟模型。首先整理油藏基本参数(见表 6)与相对渗透率曲线,随后整理每口井的井史资料,如完井、射孔、压裂等,并建立生产数据库,如生产日期、产油量、产水量等,最后通过将井史资料、生产动态等数据与网格系统建立时间与空间上的对应关系,生成每月一个时间步的数值模拟模型(见图 9)。

在进行生产数据拟合前,首先要对储量进行拟合,数值模拟中计算的储量与前期使用容积法计算得到的储量误差仅为 1.42%。

等效渗透率的计算公式为

$$K_x = K_m + (K_f - K_m) b_r D_L \quad (11)$$

$$K_y = \frac{K_m K_f}{K_r - (K_r - K_m) b_r D_L} \quad (12)$$

其中: K_x 为 x 方向的渗透率, μm^2 ; K_y 为 y 方向的渗透率, μm^2 ; K_f 为压裂裂缝的渗透率, μm^2 ; K_m 为基质区域的渗透率, μm^2 ; L_m 为流量流过基质部分截面长度, m ; D_L 为裂缝线密度; b_f 为裂缝开度, m 。

通过等效渗透率的计算,适当调节储层物性的参数进行数值模拟,使建立好的三维模型的生产数据与生产历史相吻合,日产油量拟合误差为 8.26%,日产液量拟合误差为 8.08%,误差较小,拟合效果较好(见图 10)。

由数值模拟后得到初始和现今含油饱和度分布图[见图 7(e)、(f)、(g)、(h)]可知,初始含油饱和度与前期油厚等值线趋势相符[见图 6(c)、(d)]。研究区由于主力开发层位是 A 砂,油层动用面积大,B 砂相比 A 砂射孔段少,油层动用面积小,导致 A 砂原始含油饱和度和现今含油饱和度差异性较大,而 B 砂剩余油分布和原始含油饱和度差异微弱,剩余油富集区相较于开发初期变化

小,没有 A 砂变化显著。

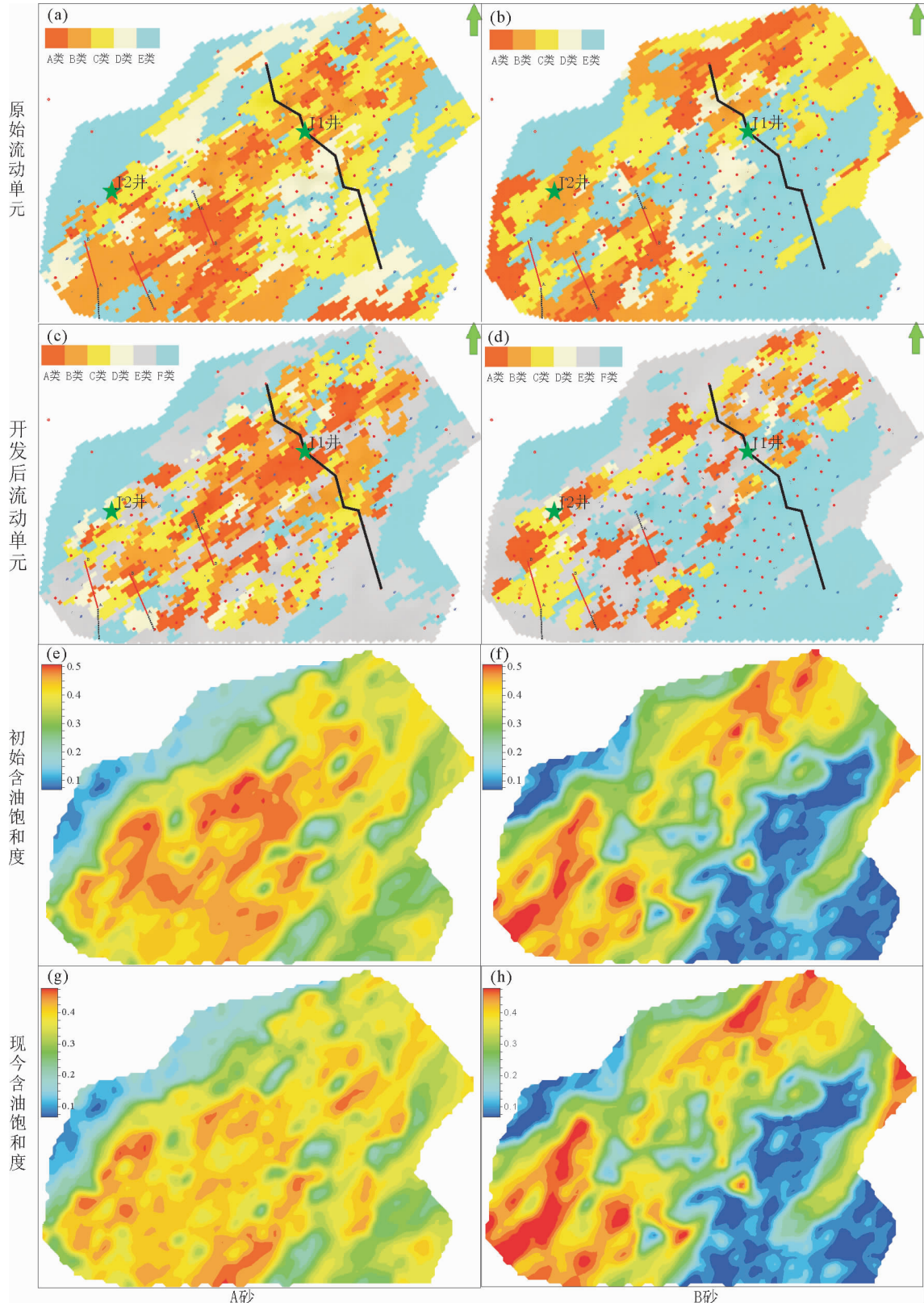


图 7 研究区开发前后流动单元、初始含油饱和度、现今含油饱和度平面展布图

Fig. 7 Initial flow unit, developed flow unit, initial oil saturation and current oil saturation plane layout in the study area

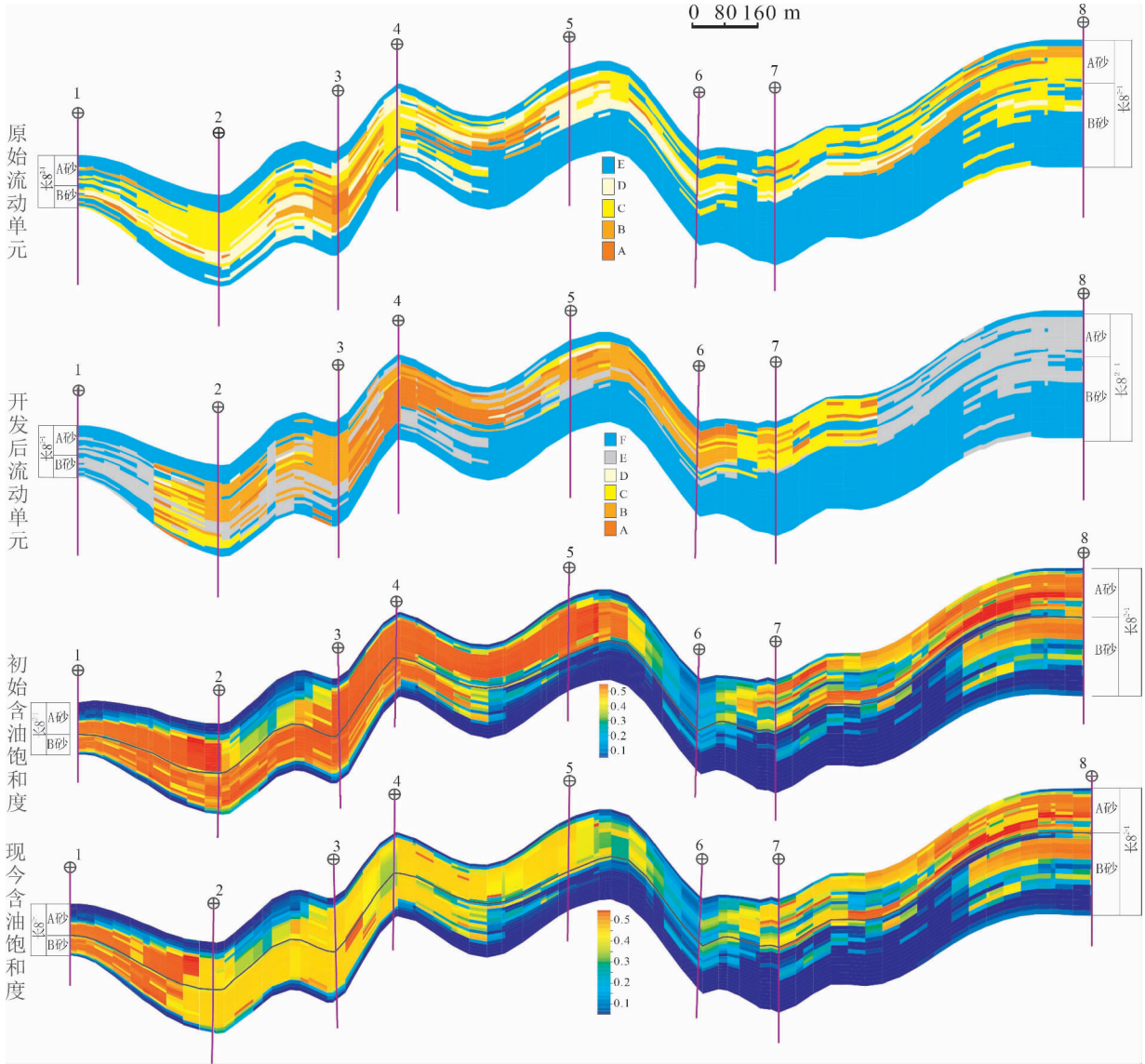


图 8 研究区开发前后流动单元、初始含油饱和度、现今含油饱和度剖面图(剖面位置见图 6,7)

Fig.8 Initial flow unit, developed flow unit, initial oil saturation and current oil saturation profile in study area

表 6 研究区油藏基本参数信息表

Tab.6 Basic parameter information table of oil reservoirs in the research area			
属性	数值	属性	数值
原始地层压力/MPa	11.3	原始气油比/(m ³ ·t ⁻¹)	21.7
饱和压力/MPa	7.9	原油体积系数	1.095
地层原油密度/(g·cm ⁻³)	0.801 4	原油压缩系数/MPa ⁻¹	9.1×10 ⁻⁴
地层原油粘度/(mPa·s)	6.383	地层温度/℃	53.12

从图 7 可以看出,剩余油分布与沉积相展布关系非常密切,中高值全部位于水下分流主河道[见图 7(a)、(b),(e)、(f)],并且高值全部位于 A 类和 B 类原始流动单元[见图 6(c)、(d),图 7(e)、(f),图 8],这是储层物性的差异决定的,物性好的区域剩余油就多,反之同理。随着油田开

发进入中期,剩余油分布与开发后流动单元分布的关系变得复杂起来,不再仅仅遵循简单的沉积相控制剩余油富集的规律。剩余油高值不再仅聚集于 A 类开发后流动单元,而是更多地聚集在靠近河道侧翼的 C 类和 D 类流动单元,A 类和 B 类开发后流动单元处的剩余油富集程度总体变小,

大多为中值,仅存在部分高值〔见图 7(g)、(h),图 8〕。这是因为开发前期的采油目标为原始流动单元的高级区和含油饱和度高值区,经过压裂

开采后,其流动性增强的同时,压力和含油饱和度降低,导致剩余油富集区向流动性相对较差的低级别(C、D、E 类)流动单元转变。

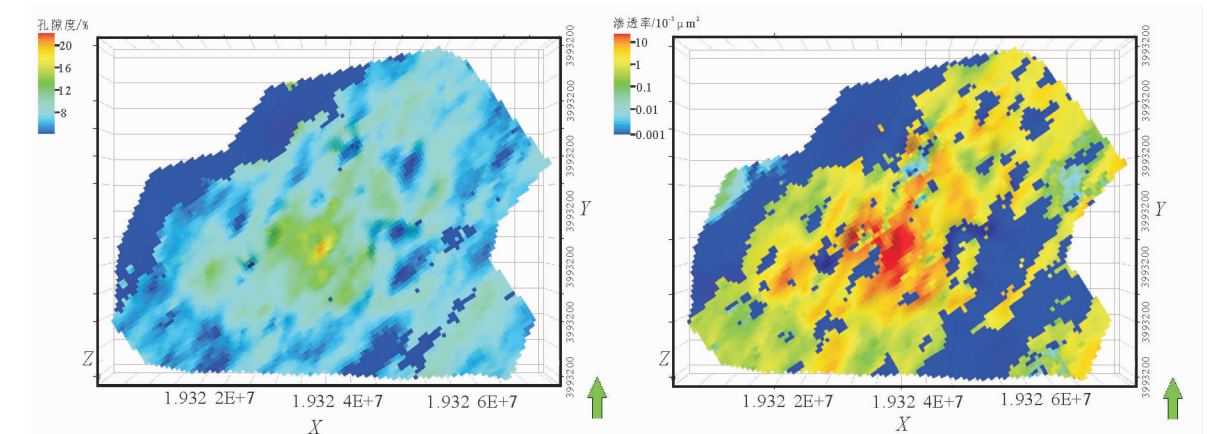


图 9 富县油区长 8 油层组孔隙度、渗透率模型图

Fig. 9 Porosity and permeability models for Chang 8 oil reservoir in Fuxian oil area

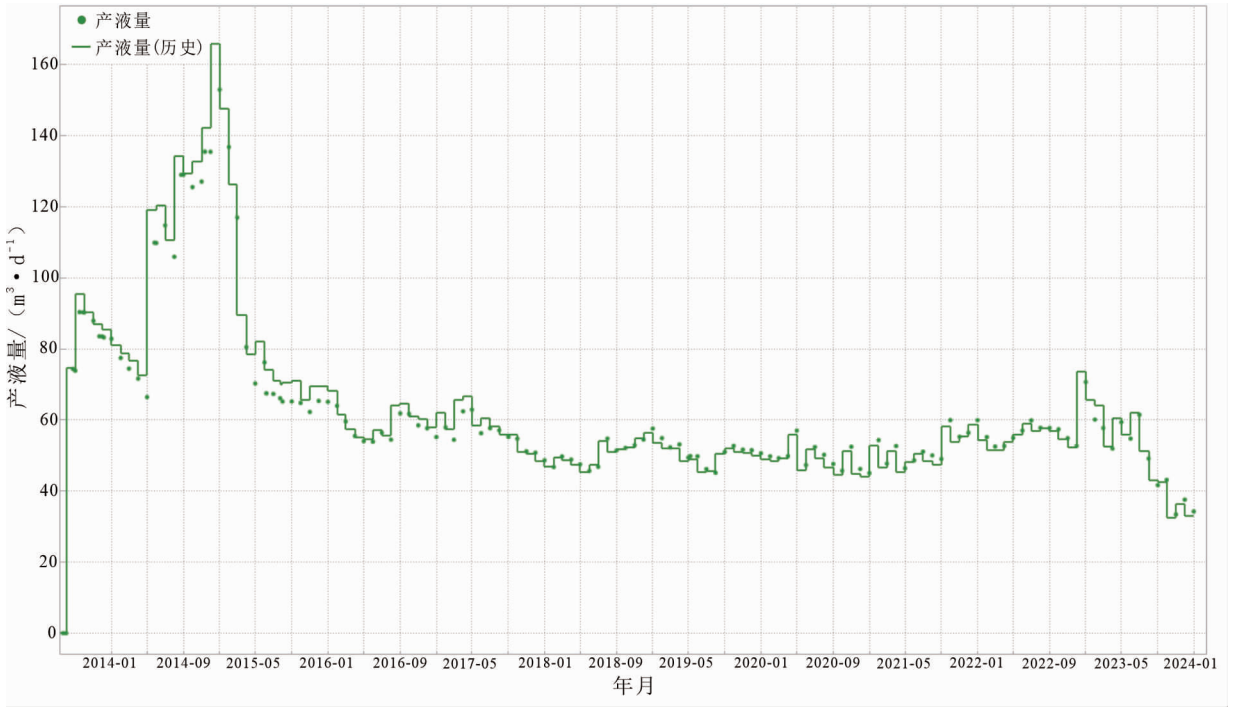


图 10 富县油区长 8 油层组产量拟合图

Fig. 10 Production fitting diagram of Chang 8 oil reservoir in Fuxian oil area

4.2 挖潜级别划分及开发策略

通过对研究区各小层剩余油的量化研究发现,长 8²⁻¹油藏剩余油储量为 469. 238 × 10⁴ t,其中 A 砂层剩余储量为 345. 80 × 10⁴ t,B 砂层剩余储量为 123. 44 × 10⁴ t,A 砂层剩余储量明显多于 B 砂层,是剩余油挖潜的重点层系。开发后流动单元的划分能更好地体现储层非均质性,结合不同级别的开发后流动单元分布特征和剩余油平面展布特征(见图 7),根据前人在鄂尔多斯盆

地^[21-22]以及其他盆地^[23-24]致密油藏的挖潜级别划分方案及开发策略,将研究区储层挖潜级别归类为 6 种(见图 11)。

1)一级挖潜储层:该级别储层的剩余油含量高,开发后流动单元级别为 A 类和 B 类,其渗流能力强、开发效果好,主要是由于注采井网不完善导致的剩余油富集,是研究区最具生产潜力的区域,可作为下一步生产开发的首选区域,建议利用完善注采井网、查层补孔等方式进行挖潜。

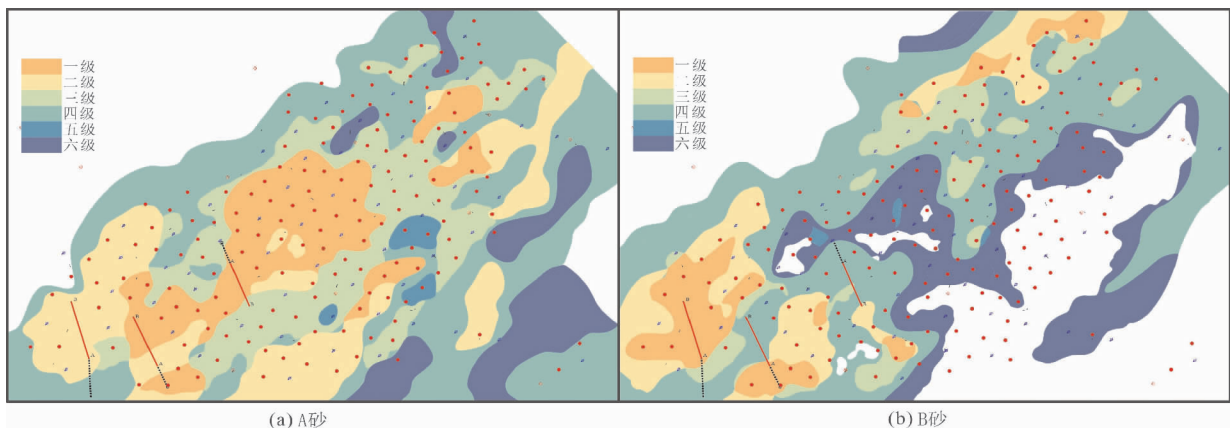


图 11 研究区挖潜级别分布图

Fig. 11 Potential level distribution of the study area

2) 二级挖潜储层:此级别储层的剩余油含量高,但开发后流动单元级别为 C 类、D 类和 E 类,流动能力差,但具有较好的生产潜力,可以通过补孔压裂以及增加对应注水井的注水量等方式提高储层流动性,可以和一级挖潜储层进行共同开发。

3) 三级挖潜储层:该级别储层的剩余油含量中等,但开发后流动单元级别为 A 类和 B 类,流动能力好,但剩余油含量一般,生产潜力一般,可以在开发一、二级储层时兼顾开发。

4) 四级挖潜储层:该级别储层的剩余油含量中等,但开发后流动单元级别为 C 类、D 类和 E 类,流动能力差且剩余油含量一般,生产潜力较差,可在进行开发措施时对该区域进行监控,关注生产动态变化趋势。

5) 五级挖潜储层:该级别储层不富集剩余油,开发后流动单元级别为 A 类和 B 类,储层可采储量低,但流动能力好,此类储层注水后往往容易产生高耗水通路,提高油田注水的耗水率,使油田生产效益显著降低,对后续开发可能产生不良影响,其开发潜力不足,需要回避。

6) 六级挖潜储层:此级别储层剩余油含量低,属于 C 类、D 类和 E 类等低级别开发后流动单元,储层剩余储量低且流动能力差,目前无生产开发潜力。

5 结论

1) 利用聚类分析方法,将研究区储层根据有效厚度、孔隙度、渗透率、储层品质因子和含油饱和度 5 个参数划分为 4 类原始流动单元;在此基础上,再增加储层加砂强度、产液量 2 个动态参

数,将研究区储层划分为 4 类开发后流动单元。

2) 原始流动单元中,高级别流动单元沿着主河道分布延伸,砂体厚度大,砂体呈叠加式连续展布;低级别流动单元分布于主河道两侧,砂体厚度变小,砂体为分离式。开发后流动单元中,受砂体韵律与重力影响,中下部流动单元一般优于砂体顶部流动单元;经过压裂改造后,井周流动单元普遍优于井间流动单元。

3) 油藏经过压裂改造及阶段开采后,流动单元 A 类和 B 类区由于流动性强,采出程度高而导致含油饱和度逐渐降低,剩余油富集区逐渐向流动性相对较差的 C 类和 D 类流动单元转移。根据开发后流动单元分布特征和剩余油展布特征,可将开发区块划分为 6 种挖潜级别,其中,一级挖潜区剩余油含量和开发后流动单元级别均较高,是研究区最具生产潜力的区域;二级挖潜区开发后流动单元级别较低,但剩余油多,具有较好的开发潜力,可配合一级挖潜储层进行共同开发。

参考文献

[1] HEARN C L, EBANKS W J, RINGANATH V, et al. Geological factors influencing reservoir performance of the hartzog draw field, wyoming[J]. Journal of Petroleum Technology, 1984, 36(8): 1335-1344.

[2] EBANKS W J. Flow unit concept: Integrated approach to reservoir description for engineering projects [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 551-552.

[3] MOSS A K, JING X D, ARCHER J S. Laboratory investigation of wettability and hysteresis effects on resistivity index and capillary pressure characteristics[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 24 (2/3/4): 231-242.

- [4] 岳大力, 吴胜和, 林承焰. 碎屑岩储层流动单元研究进展[J]. 中国科技论文在线, 2008, 3(11): 810-818.
YUE D L, WU S H, LIN C Y. Research progress in flow unit of clastic reservoir[J]. Sciencepaper Online, 2008, 3(11): 810-818.
- [5] 康立明 任战利. 多参数定量研究流动单元的方法: 以鄂尔多斯盆地 W93 井区为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2008, 38(5): 749-756.
KANG L M, REN Z L. Study on multi-parameters discrimination method for flow units: Taking W93 Well-block in Ordos Basin as an example[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2008, 38(5): 749-756.
- [6] JAWAP S N A, SALEH A H, DABAJ A A A, et al. Reservoir flow unit identification of the Mishrif Formation in North Rumaila Field[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2014, 7(7): 2711-2728.
- [7] 罗超, 罗水亮, 窦丽玮, 等. 基于高分辨率层序地层的储层流动单元研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(6): 22-32.
LUO C, LUO S L, DOU L W, et al. Research on flow units based on high resolution stratigraphic sequence [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(6): 22-32.
- [8] EINAGGAR O M. A new processing for improving permeability prediction of hydraulic flow units, Nubian Sandstone, Eastern Desert, Egypt[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018, 8(3): 677-683.
- [9] SHEDID S A. A new technique for identification of flow units of shaly sandstone reservoirs[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018, 8(2): 495-504.
- [10] YUSUF I, PADMANABHAN E. Impact of rock fabric on flow unit characteristics in selected reservoir sandstones from West Baram Delta Offshore, Sarawak[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2019, 9(3): 2149-2164.
- [11] KASSAB M A, TEAMA M A. Hydraulic flow unit and facies analysis integrated study for reservoir characterization: A case study of Middle Jurassic rocks at Khashm El-Galala, Gulf of Suez, Egypt[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2018, 11(12): 294-307.
- [12] 岳大力, 吴胜和, 程会明, 等. 基于三维储层构型模型的油藏数值模拟及剩余油分布模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2008, 32(2): 21-27.
YUE D L, WU S H, CHENG H M, et al. Numerical reservoir simulation and remaining oil distribution patterns based on 3D reservoir architecture model[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(2): 21-27.
- [13] 张兴建, 林承焰, 张宪国, 等. 基于储层构型与油藏数值模拟的点坝储层剩余油分布研究[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(4): 146-153.
ZHANG J X, LIN C Y, ZHANG X G, et al. Remaining oil distribution of point bar reservoir based on reservoir architecture and reservoir numerical simulation [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(4): 146-153.
- [14] 商建霞, 张乔良, 李华, 等. 基于储层构型的渗流单元刻画方法及应用: 以珠江口盆地文昌 C 油田为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(4): 1020-1030.
SHANG J X, ZHANG Q L, LI H, et al. Characterization method and application of seepage units based on reservoir configuration: A case study of the Wenchang C oilfield in the Pearl River Mouth Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(4): 1020-1030.
- [15] 袁丙龙, 张辉, 叶青, 等. 基于三角洲复合砂体构型的流动单元划分及剩余油分布模式[J]. 沉积学报, 2021, 39(5): 1253-1263.
YUAN B L, ZHANG H, YE Q, et al. Flow-unit classification based on compound sand-body architecture of delta and distribution pattern of remaining oil[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(5): 1253-1263.
- [16] 张皓宇, 李茂, 康永梅, 等. 鄂尔多斯盆地镇北油田长 3 油层组储层构型及剩余油精细表征[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(6): 177-188.
ZHANG H Y, LI M, KANG Y M, et al. Reservoir architecture and fine characterization of remaining oil of Chang 3 reservoir in Zhenbei oilfield, Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(6): 177-188.
- [17] 王亚, 刘宗宾, 路研, 等. 基于 SSOM 的流动单元划分方法及生产应用——以渤海湾盆地 F 油田古近系沙三中亚段湖底浊积水道为例[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(2): 160-169.
WANG Y, LIU Z B, LU Y, et al. Flow unit division based on SSOM and its production application: A case study of sublacustrine turbidity channels of middle Es3 in F oilfield, Bohai Bay Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(2): 160-169.
- [18] 万琼华, 吴胜和, 陈亮, 等. 基于深水浊积水道构型的流动单元分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 306-313.
WAN Q H, WU S H, CHEN L, et al. Analysis of flow unit distribution based on architecture of deep-wa-

- ter turbidite channel systems[J]. *Oil & Gas Geology* 2015, 36(2): 306-313.
- [19] 郑香伟, 吴健, 何胜林, 等. 基于流动单元的砂砾岩储层渗透率测井精细评价[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2016, 46(1): 286-294.
- ZHENG X W, WU J, HE S L, et al. Fine evaluation of permeability of conglomerate reservoir based on flow unit[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2016, 46(1): 286-294.
- [20] 韩大匡. 准确预测剩余油相对富集区提高油田注水采收率研究[J]. *石油学报*, 2007, 28(2): 73-78.
- HAN D K. Precisely predicting abundant remaining oil and improving the secondary recovery of mature oil fields[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(2): 73-78.
- [21] 周游, 李治平, 景成, 等. 基于流动单元控制的油藏宏观剩余油潜力分布[J]. *特种油气藏*, 2016, 23(6): 35-39.
- ZHOU Y, LI Z P, JING C, et al. Distribution of macroscopic remaining-oil potential based on flow-unit[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(6): 35-39.
- [22] 王志松, 欧成华, 侯庆杰, 等. H油田延6段储层流动单元划分与剩余油分布研究[J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2014, 16(4): 13-16.
- WANG Z S, OU C H, HOU Q J, et al. Research on flow unit classification and remaining oil distribution to Yan 6 of Oilfield H[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition)*, 2014, 16(4): 13-16, 25.
- [23] 刘如昊, 孙雨, 闫百泉, 等. 动静结合下储层流动单元研究——以孤岛油田M区新近系馆陶组为例[J]. *沉积学报*, 2023, 41(4): 1170-1180.
- LIU R H, SUN Y, YAN B Q, et al. Reservoir flow units for dynamic and static combinations: Case study of Neogene Guantao Formation in block M, Gudao Oilfield[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2023, 41(4): 1170-1180.
- [24] 林承焰, 孙廷彬, 董春梅, 等. 基于单砂体的特高含水期剩余油精细表征[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1131-1136.
- LIN C Y, SUN T B, DONG C M, et al. Fine characterization of remaining oil based on a single sand body in the high water cut period[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1131-1136.
- [25] 宋广寿, 孙卫, 高辉, 等. 储层流动单元划分及其对产能动态的影响——以鄂尔多斯盆地元54区长1油层组为例[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2010, 40(2): 299-303.
- SONG G S, SUN W, GAO H, et al. The classification of flow units and its influence on deliverability performance: A case of the Chang 1 formation of Yuan 54 Areas in Ordos Basin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2010, 40(2): 299-303.
- [26] MODE A W, ANYIAM O A, ONWUCHEKWA C N. Flow unit characterization: Key to delineating reservoir performance in "Aqua-Field", Niger Delta, Nigeria[J]. *Journal of the Geological Society of India*, 2014, 84(6): 701-708.
- [27] LOPEZ B, AGUILERA R. Flow units in shale condensate reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2016, 19(3): 450-465.
- [28] 李海燕, 彭仕宓, 刘凤喜. 储层动态流动单元研究: 以别古庄油田京11断块为例[J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(2): 67-70.
- LI H Y, PENG S M, LIU F X. Reservoir dynamic flow unit models of Jing 11 block in Bieguzhuang Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(2): 67-70.
- [29] 武男, 朱维耀, 石成方, 等. 有效流动单元划分方法与流场动态变化特征[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2016, 47(4): 1374-1382.
- WU N, ZHU W Y, SHI C F, et al. Dividing principle and method of effective flow units and the characteristics of flow field[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2016, 47(4): 1374-1382.
- [30] 杜玉洪, 张继春, 侯翠芬. 储层宏观物性参数随注水开发动态演化模式研究[J]. *特种油气藏*, 2004, 11(5): 52-55.
- DU Y H, ZHANG J C, HOU C F. Evolutionary pattern of macroscopic petrophysical parameters with waterflooding performance[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2004, 11(5): 52-55.
- [31] 冯娟萍, 郭艳琴, 余芳. 鄂尔多斯盆地富县探区延长组物源与沉积体系分析[J]. *西安科技大学学报*, 2013, 33(2): 178-184.
- FENG J P, GUO Y Q, YU F. Provenance and sedimentary system analysis of Yanchang Formation in Fuxian exploration area, Ordos Basin[J]. *Journal of Xi'an University of Science and Technology*, 2013, 33(2): 178-184.
- [32] 王桂成, 马维民, 赵虹, 等. 鄂尔多斯盆地富县探区三叠系延长组沉积特征[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2003, 33(5): 608-612.
- WANG G C, MA W M, ZHAO H, et al. Depositional feature of tertiary Yanchang Formation of Fuxian ex-

ploratory area in Ordos Basin[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2003, 33(5): 608-612.

[33] 谢正温, 谢渊, 王剑, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区延长组主要油层组储层特征[J]. 石油实验地质, 2005, 27(6): 575-582.

XIE Z W, XIE Y, WANG J, et al. The reservoir characteristics of Yanchang Group in Fuxian Region, Erdos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(6): 575-582.

[34] 郭德运, 郭艳琴, 李文厚, 等. 富县探区上三叠统延长组长 8 油藏富集因素[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2010, 40(1):93-97.

GUO D Y, GUO Y Q, LI W H, et al. Oil accumulation factors of Chang 8 oil reservoir of Yanchang formation of Upper Triassic in Fuxian exploration area[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2010, 40(1):93-97.

[35] 解伟, 孙卫, 王国红. 油气储层流动单元划分参数选取[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2008, 38(2): 282-284,289.

XIE W, SUN W, WANG G H. Parameter selection of oil and gas reservoir in flow unit division[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2008, 38(2): 282-284,289.

(编辑 雷雁林)