

基于熵权法的储层非均质性定量评价

——以珠江口盆地A油田为例

涂乙,刘伟新,戴宗,王华,汪莹,熊琪

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司,广东深圳518000)

摘要:珠江口盆地流花礁灰岩油藏的储集条件复杂、非均质性强。综合珠江口盆地A油田地震、测井、沉积和地质等资料,分析其礁灰岩储层的沉积微相、隔夹层等对储层非均质性的影响;进而在相控条件约束下,利用熵权法对储层非均质性进行定量评价,并建立不同约束条件下的随机储层非均质综合评价模型。实例研究结果显示,该方法可以定量表征储层质量参数和几何形态参数;综合储层非均质综合评价模型与油藏动态资料,确定研究区储层非均质综合指数为0.5~0.7的区域为剩余油分布潜力区,且剩余油主要富集于研究区礁体西北翼、东南翼以及靠近西南翼断层的构造高部位。在剩余油分布潜力区部署9口水平井,均获得较高的平均日产油量,与ODP设计日产油量相比,提高至少50 m³/d,且平均含水饱和度上升较缓慢,剩余油分布潜力区具有较长的稳产时间。因此,利用熵权法对礁灰岩储层非均质性进行定量评价的结果基本可以表征其储层的非均质特征。

关键词:熵权法 礁灰岩 储层非均质综合指数 剩余油分布 A油田 珠江口盆地

中图分类号:TE112.2

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)05-0027-08

Quantitative evaluation for reservoir heterogeneity based on entropy weight method—A case study of A Oilfield in Pearl River Mouth Basin

Tu Yi, Liu Weixin, Dai Zong, Wang Hua, Wang Ying, Xiong Qi

(Shenzhen Branch, CNOOC China Limited, Shenzhen City, Guangdong Province, 518000, China)

Abstract: Reservoir development of Liuhua reef limestone is complex, and its heterogeneity was very strong in the Pearl River Mouth Basin. Based on seismic, well logging, sedimentary and geological data in A Oilfield, the impact of sedimentary microfacies, interlayer, physical properties and seepage dynamic information of the reef limestone on the reservoir heterogeneity was analyzed, and then the reservoir heterogeneity was evaluated quantitatively under conditions of sedimentary facies constraint using the entropy weight method, and a stochastic model of the comprehensive reservoir heterogeneity evaluation was established under different constraint conditions. The results show that this method can quantitatively characterize reservoir quality parameters and reservoir geometry parameters. According to the result of comprehensive evaluation of reservoir heterogeneity and reservoir dynamic data, the distribution of remaining oil potential area is predicted in the area with heterogeneous synthetic index 0.5–0.7, and the remaining oil is mainly enriched in the northwest wing, southeast wing and the structural high position near the fault. Nine horizontal wells were deployed in the predicted potential areas where the average daily oil output was at least 50 m³/d higher than that of the ODP design production. And the average water saturation increased relatively slow. The potential areas had longer stable time for daily production. The predicted results evaluated by entropy weight method match well with the actual spatial heterogeneity of reservoir.

Key words: entropy weight method; reef limestone; reservoir heterogeneous synthetic index; remaining oil distribution; A Oilfield; Pearl River Mouth Basin

收稿日期:2017-05-15。

作者简介:涂乙(1986—),男,湖北汉川人,工程师,硕士,从事开发地质、储量评价及储层建模等工作。联系电话:18825195766, E-mail: tuyi200605156@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“南海东部海域大中型油气田地质特征”(2011ZX05023-006-03)。

近年来,中外学者十分重视对储层非均质性的定量表征^[1-5]。众多研究人员从储层层间、层内、平面和微观角度进行不同程度的储层非均质性表征研究,对储层非均质性评价方法也进行了调研^[5-9],例如灰关联综合评价法、层次分析法及模糊综合评价法等,这些方法对影响储层非均质性的宏观和微观参数均可进行定量表征,但对各项参数选取要求、定量表征的角度及程度等存在欠缺。为此,笔者综合考虑储层质量参数和几何形态参数对储层非均质特征的影响,提出在相控约束条件下,采用熵权法对储层非均质性进行定量评价,充分利用熵权法去同存异的特点,对各项参数进行定量分析,建立不同约束条件下的储层非均质综合评价模型,以准确表征研究区储层的非均质特征,进而结合研究区实际生产情况,对剩余油潜力区进行预测,并取得了较好的效果。研究成果可为类似油田的储层非均质性研究及剩余油分布预测等提供新的思路,为研究区剩余油的进一步挖潜指明方向。

1 区域地质概况

A油田位于中国南海珠江口盆地中央隆起带的东沙隆起,香港东南约为215 km,距东南部B油田生产平台约为10 km,水深约为260~300 m^[1-2]。A油田为块状生物礁灰岩底水油藏,属于台地边缘礁沉积,其储层纵、横向变化大,非均质性强,储集条件较为复杂,在纵向上可以划分为Z1, Z2, Z3, Z4, Z5, Z6, Z7和Z8共8个储层;自2012年正式投产,截至2013年3月31日,日产油量为1 742.7 m³/d,累积产油量为62.01×10⁴ m³,综合含水率为83%。

2 熵权法定量评价储层非均质性

2.1 计算原理

熵原本为热力学概念^[6-8]。其定义为当系统可能处于多种不同状态,每种状态出现的概率为 P_i ($i=1, 2, \dots, n$)时,则系统的熵值为

$$H(x) = -\sum_{i=1}^n P_i(x) \lg P_i(x) \quad (1)$$

式中: $H(x)$ 为系统的熵值; x 为某一指标因素; i 为状态编号; n 为状态数量; P_i 为在 i 状态下出现的概率; $P_i(x)$ 为指标因素 x 在 i 状态下的概率。

熵是系统不确定性的一种量度。由式(1)可知,熵具有极值性,当系统处于各种状态出现的概率为等概率时,该系统的熵值随其状态数量的增加

而增加,但增幅小于状态数量的增幅。若系统仅处于一种状态,即状态出现的概率为1,则系统的熵值为0,表明该系统可以完全确定^[9-12]。

2.2 计算过程

利用熵权法对储层非均质性进行定量评价。其评价过程为:①确定对象集合,即确定研究区参与储层非均质性定量评价的各井集合。②确定指标因素集合,即确定各井参与储层非均质性定量评价的各项参数指标,如砂层厚度、孔隙度、渗透率、渗透率变异系数、渗透率突进系数、渗透率级差、隔夹层厚度等储层质量参数,以及沉积微相等储层几何形态参数;与储层非均质性具有反相关关系的指标因素为砂层厚度、有效厚度、孔隙度、渗透率、沉积微相等,具有正相关关系的指标因素为渗透率变异系数、渗透率突进系数、渗透率级差、隔夹层厚度等;其中,不同类型沉积微相的权重值由礁灰岩油藏研究专家和经验丰富的研究人员赋值。③确定指标因素矩阵,各井的指标因素即为矩阵元素,将具有不同量纲的指标因素数据进行归一化变换,使其量纲统一,得到归一化指标因素矩阵。④利用熵权法首先计算各指标因素的熵值,再根据熵值与权值的关系计算出对应指标因素的权值,进而计算得到储层非均质综合指数,其计算公式为

$$q_k = \sum_{j=1}^m \omega_j b_{kj} \quad (2)$$

式中: q_k 为第 k 个指标因素的储层非均质综合指数,且 q_k 值越大,储层非均质性越弱, q_k 值越小,储层非均质性越强; k 为指标因素的编号; j 为储层的编号; m 为储层的数量; ω 为指标因素的权值; b 为归一化后的指标因素。

根据熵权法计算原理可知,各指标因素对储层非均质性的影响程度不同。若指标因素数据分布区间较小,熵权法将弱化该因素对储层非均质性的影响;反之,若指标因素数据分布区间较大,熵权法将强化该因素对储层非均质性的影响;即去同存异,与数学地质中常用的主成分分析法的思路相似。因此,熵权法适用于对指标因素较多且数据分布区间较大的储层进行非均质性定量评价^[13-15]。

2.3 储层非均质性定量评价

由A油田A-1, A-2, A-3和A-4共4口预探井的试油资料可知,Z5储层非均质性较强,因此选取Z5储层进行平面非均质性定量评价。综合考虑孔隙度、渗透率、渗透率变异系数、渗透率突进系数、渗透率级差、含水饱和度、砂层厚度、有效厚度、隔夹层厚度和沉积微相等指标因素,利用熵权法求取

储层非均质综合指数^[15-17],进而对储层非均质性进行评价。

2.3.1 沉积微相分析

A油田发育的礁体类型较多,主要造礁生物为珊瑚藻,且其生长形态多样,大肚子型曲线形态是其比较典型的生长形态。在接近海平面处,波浪能量较低,珊瑚礁产率较低;随着水深的增加,波浪能量增强,养分和氧气充足,光照适宜,造礁珊瑚大量繁殖,珊瑚礁产率最高;但随着水深继续增加,光照不足,养分和氧气不足,珊瑚礁产率减小。水深为50 m是珊瑚礁生长的极限水深。

A油田Z1—Z8储层的沉积微相大致可以分为礁前、礁核和礁后3种类型,其中礁核可进一步分为礁顶和礁坪,礁前可进一步分为礁骨架、礁斜坡、塌积岩。Z7储层沉积初期,A-1井所在的礁顶处水体最浅,向四周水体逐渐变深。单井相分析结果表明,A-1井Z7储层底部为礁核微相的礁顶沉积,A-2井Z7储层底部为礁后微相,表明Z7储层刚开始沉积时A-1井区水体极浅,A-2井区水体较深。

研究区各井在Z5储层的构造幅度由高至低依次为A-1,A-2,A-3,A-4井。其中A-1井区主要为

礁顶沉积,A-2和A-4井区为礁后沉积,A-3井区为礁坪沉积。受主波浪作用影响,A-1和A-2井区水体较浅,处于浅水高能沉积环境,有利于珊瑚礁体发育,形成优质储层。在台地边缘迎浪面一侧,波浪能量强,带来造礁生物生长所需要的氧气和养分,生物礁产率较高,地层沉积厚度较大。对Z5储层沉积微相进行分析,结果表明,在A-1井钻遇的沉积微相中70%为礁核微相的礁顶沉积,30%为礁前微相的礁骨架沉积;A-2井钻遇的沉积微相中75%为礁后微相,25%为礁核微相的礁坪沉积;A-3井钻遇的沉积微相中90%为礁核微相的礁坪沉积,10%为礁前微相的礁骨架沉积;A-4井钻遇的沉积微相中,45%为礁后微相,10%为礁核微相的礁坪沉积,45%为礁前微相的礁骨架沉积。

基于A油田沉积微相分析,由礁灰岩油藏研究专家和经验丰富的研究人员根据各种沉积微相的岩石类型、骨架含量、颗粒大小以及分选程度等参数,给出各种沉积微相的权重值。根据研究区沉积微相特征及权重值(表1)和各储层沉积微相权重值(表2),确定A-1,A-2,A-3和A-4井的Z5储层沉积微相权重值分别为0.71,0.63,0.68和0.57。

表1 A油田沉积微相特征及权重值
Table1 Characteristics and weights of sedimentary microfacies in A Oilfield

沉积微相	厚度/m	主要岩石类型	骨架含量/%	粒度	分选程度	权重值
礁顶	0~8	含泥质珊瑚藻、珊瑚灰岩	0~20	很粗	中等—好	0.8
礁坪	1~8	珊瑚藻屑灰岩	3~25	粗—很粗	中等	0.7
礁后	1~10	砂屑灰岩	0~20	中等	中等—好	0.6
礁骨架	1~30	珊瑚藻屑骨架灰岩	0~30	粗	差,洞中有泥	0.5
塌积岩	40~200	软珊瑚、扁平状珊瑚	5~35	较细	差—好	0.4
礁斜坡	20~50	泥质颗粒岩,少量粘结石	5~40	较粗—中等	差	0.3
泻湖	5~30	颗粒质泥岩	0	细	差	0.1

2.3.2 隔夹层分析

A油田隔夹层比较发育,根据其发育特征可以划分为I,II,III和IV共4种类型(表3)。在A-1和A-2井区隔夹层发育零散,在Z5储层以上地层很少发育,一般厚度为0.4~1.1 m,主要分布于Z1储层,在Z5储层以下地层隔夹层呈连续片状分布,且横向分布稳定性较好,隔夹层厚度最大为4.5 m,可作为小范围内阻挡底水锥进的隔挡层。在A-3和A-4井区隔夹层发育比较广泛,Z3储层以下地层内部的隔夹层呈连续分布,最大厚度为5.5 m,可作为大范围内阻挡底水锥进的隔挡层。A-4井Z5储层物性较差,隔夹层非常发育且厚度较大,储层渗流能力较弱,非均质性较强;A-1井Z5储层未发育隔夹层,储层物性相对最好;其次为A-2和A-3井Z5储层,其

物性较好。在区域上,A油田Z5储层以上以发育III和IV类隔夹层为主,钙质胶结较差—差,成岩作用一般—弱,具有油气显示,储层物性较好,发育优势渗流通道,隔夹层对流体的阻挡作用较差;Z5储层以下以发育I和II类隔夹层为主,钙质胶结一般—致密,成岩作用中等—强,油气显示较少,储层物性相对较差,隔夹层发育的厚度和规模均较大,对流体具有较好的阻挡作用。

2.3.3 储层非均质性评价

根据储层非均质综合指数,可将A油田Z5储层划分为4类。其中,储层非均质综合指数小于等于0.4,为强非均质性储层;储层非均质综合指数为0.4~0.55,为较强非均质性储层;储层非均质综合指数为0.55~0.7,为中等非均质性储层;储层非均

表2 A油田各储层沉积微相权重值
Table2 Weights of sedimentary microfacies and assignment of different layers in A Oilfield

储层	井号	沉积微相			
		礁顶	礁坪	礁后	礁骨架
Z1	A-1	0.80	0.20		
	A-1	0.70	0.30		
Z2	A-2		0.15		0.85
	A-3		0.35	0.65	
Z3	A-1	0.75	0.25		
	A-2		0.65		0.35
	A-3		0.30	0.60	0.10
	A-4			1.00	
Z4	A-1	0.60	0.40		
	A-2		0.92		0.08
	A-3		0.95	0.05	
	A-4		0.40	0.60	
Z5	A-1	0.70			0.30
	A-2		0.25	0.75	0.05
	A-3		0.90		0.10
	A-4		0.10	0.45	0.45
Z6	A-2		0.20	0.80	
	A-3		0.10	0.90	
	A-4		0.25	0.75	
Z7	A-1	0.25	0.45		0.30
	A-2			1.00	
	A-4			0.95	0.05
Z8	A-1	0.40	0.40		0.20
	A-2			0.75	0.25

质综合指数大于等于0.7,为弱非均质性储层。

根据A油田2口探井和2口领眼井的砂层厚度、有效厚度、隔夹层厚度、孔隙度、含水饱和度、渗透

率、渗透率变异系数、渗透率突进系数、渗透率级差和沉积微相,使用熵权法计算得到这10个参数的熵值和权值(表4)。根据各参数对储层非均质性的贡献大小,确定其对储层平面非均质性的影响程度由大到小依次为沉积微相、渗透率、渗透率变异系数、隔夹层厚度、孔隙度、渗透率级差、有效厚度、砂层厚度、含水饱和度、渗透率突进系数;其中沉积微相、渗透率和渗透率变异系数对储层非均质性的影响程度最大,这也符合实际研究共识。

不同的地质模式以及不同的沉积微相类型均会导致储层平面非均质性分布特征差异,因此,需对各口井的小层砂体进行精细地层对比,明确其沉积环境及沉积微相组合,进而在相控约束条件下,计算每口井各小层的储层非均质综合指数。以A油田Z5储层为例,A-1,A-2,A-3和A-4井的储层非均质综合指数分别为0.89,0.60,0.24和0.15。

综合分析A油田的沉积特征,认为其储层平面非均质性分布特征表现为台地边缘生物礁礁核微相的储层非均质综合指数一般大于0.7,属于弱非均质性储层,且礁坪和礁后微相的储层非均质综合指数一般小于礁核微相。研究区A-2井礁后微相Z3储层的储层非均质综合指数大于0.55,属于中等非均质性储层;A-3和A-4井Z5储层的储层非均质综合指数小于0.4,属于强非均质性储层。产生上述分析结果的原因主要为研究区发育的碳酸盐岩的岩性一般为藻礁灰岩和珊瑚礁灰岩、灰泥,其珊瑚礁产率随沉积时间、水深和波浪能量的变化而发生变化,进而影响储层物性。

根据利用熵权法对A油田Z5储层非均质性评价的思路,计算得到研究区各储层的非均质综合指

表3 A油田隔夹层划分结果
Table3 Classification standard and characteristics of intercalation in A Oilfield

隔夹层类型	孔隙度/%	渗透率/mD	厚度/m	密度/(g·cm ⁻³)	中子孔隙度/%	发育特征
I	< 10	< 5	> 0.8	> 2.52	< 11	钙质胶结致密,成岩作用强,物性极差,无油气显示,对流体具有很好的阻挡作用
II	10~14	5~10	> 0.4	> 2.48	11~13	钙质胶结一般,成岩作用中等,物性较差,具有油迹显示,对流体流通具有较好的阻挡作用
III	11~15	10~20	> 0.4	> 2.44	13~17	钙质胶结较差,成岩作用一般,具有一定渗流能力,具有油斑显示,对流体具有小范围的阻挡作用
IV	12.5~16.5	20~45	> 0.4	> 2.44	14.5~18.5	钙质胶结差,成岩作用弱,具有一定渗流能力,具有油斑或含油显示,对流体的阻挡作用较差

表4 A油田Z5储层各参数的熵值和权值
Table4 Entropy values and weights of Z5 reservoir parameters in A Oilfield

计算值	砂层厚度	有效厚度	隔夹层厚度	孔隙度	含水饱和度	渗透率	渗透率变异系数	渗透率突进系数	渗透率级差	沉积微相
熵值	0.748	0.746	0.701	0.708	0.751	0.530	0.689	0.792	0.737	0.524
权值	0.082	0.083	0.097	0.095	0.081	0.153	0.101	0.068	0.086	0.155

数。结果表明,研究区仅A-1井发育Z1储层,其他井均缺失该套地层。Z2储层非均质综合指数最大值为0.716,平均值为0.514,中值为0.435,整体为中等非均质性储层;Z3储层非均质综合指数的平均值和中值分别为0.497和0.487,最大值和最小值的比值为1.7,储层非均质性中等—较强;Z4储层非均质综合指数的平均值和中值分别为0.572和0.616,最大值和最小值的比值为1.7,其储层非均质性整体表现为中等—弱;Z5储层非均质综合指数的平均值和中值分别为0.537和0.535,最大值和最小值的比值为2.0,反映出该储层具有中等—较强的非均质性;Z6储层非均质综合指数的最大值为0.371,表明Z6储层具有强非均质性;Z7储层非均质综合指数的平均值和中值分别为0.465和0.391,反映出Z7储层具有较强—强非均质性;Z8储层非均质综合指数的最大值为0.458,平均值和中值均为0.422,表明该储层具有较强—强非均质性。该研究结果与从隔夹层角度考虑得出的垂向储层非均质性研究结果一致。

3 剩余油分布规律及挖潜效果

3.1 剩余油分布规律

储层非均质综合指数可以综合反映A油田礁灰岩储层的沉积体系、隔夹层、物性以及流体渗流动态信息等地质因素(图1)。将储层非均质综合指数与油藏数值模拟的剩余油饱和度进行对比分析,发现储层非均质综合指数大于0.7的区域一般多以礁

坪、礁顶沉积为主,储层物性及含油性较好,渗流能力较强,底水在高渗带易发生暴性水淹,剩余油一般难以聚集;储层非均质综合指数小于0.5区域的沉积环境不利于储层发育,主要以塌积岩、礁斜坡和泻湖沉积为主,储层物性较差,岩石孔隙中流体难以流动,一般仅有剩余油零星分布,且难以进行开采;储层非均质综合指数为0.5~0.7的区域剩余油分布较多,以礁坪、礁骨架沉积为主,储层渗流能力中等,底水推进不会很快水淹,有利于零星状、条带状剩余油的运聚成藏,为研究区后期剩余油挖潜开采的有利目标区。

为了消除单一约束条件下建立的储层非均质综合指数模型的不确定性,以沉积微相、净毛比和孔隙度模型综合体作为约束条件,以井点储层非均质综合指数为基础,建立储层非均质综合指数模型,并与剩余油储量丰度进行对比。结果(图2)表明,A油田储层非均质综合指数平面分布特征与剩余油储量丰度平面分布特征一致;油田西北翼和东南翼的储层非均质综合指数为0.5~0.7,为储层非均质性由较强到较弱的过渡带,剩余油富集程度较高,是研究区下步剩余油挖潜的有利目标区;研究区中部的储层非均质综合指数小于0.5,剩余油储量丰度较低,不具有开采意义。因此,根据储层非均质综合指数即可预测油藏剩余油分布,进而指导后续挖潜措施。

3.2 剩余油挖潜效果

A油田的地面原油密度为0.943~0.948 t/m³,属

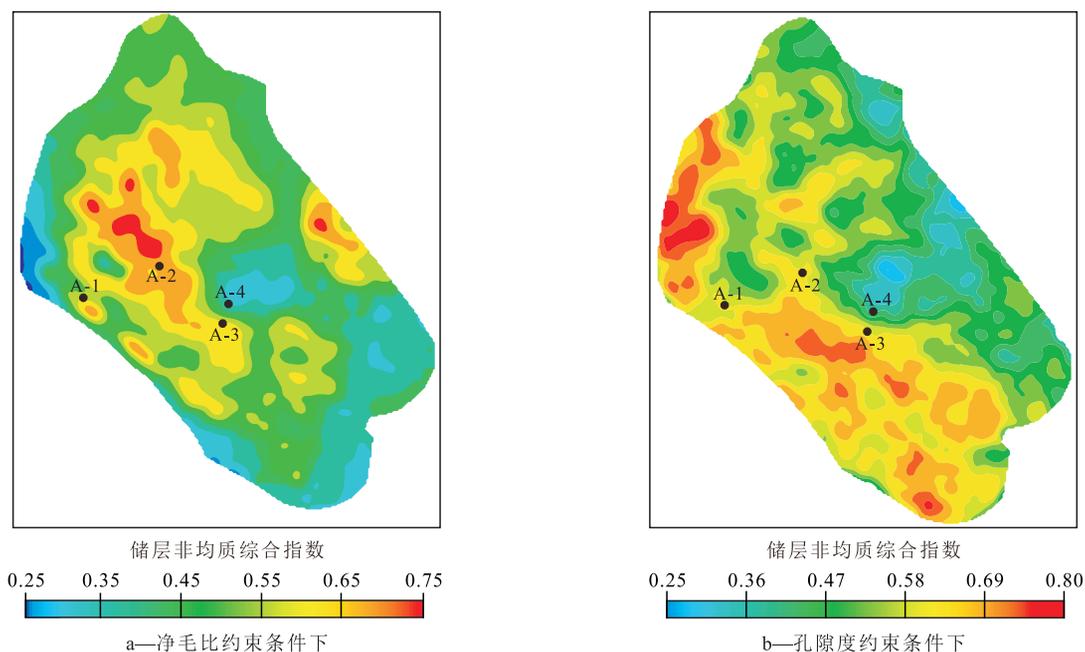


图1 不同约束条件下储层非均质综合指数平面分布特征

Fig.1 Heterogeneous synthetic index distribution under different constraint conditions

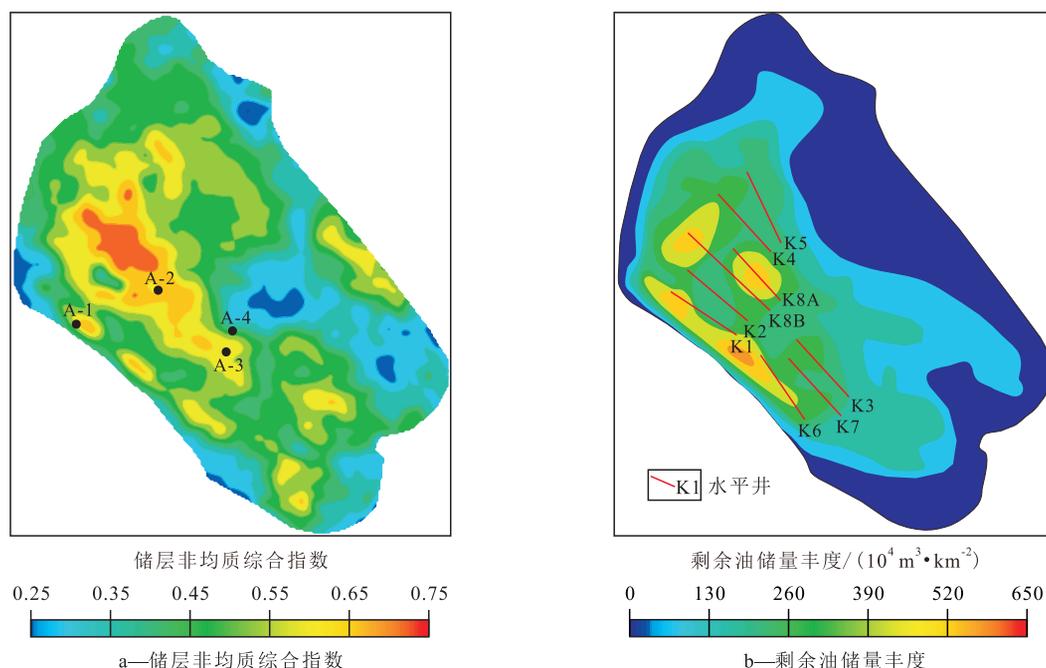


图2 A油田储层非均质综合指数及剩余油储量丰度平面分布特征

Fig.2 Distribution of heterogeneous synthetic index and remaining oil reserves abundance of A Oilfield

于重质油,地层原油粘度为 $51.16 \sim 97.0 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,表现为稠油性质,不同的原油性质会影响剩余油的平面分布。在高渗透区带,高粘度重质油随底水推进,驱油效率较高,剩余油分布较少;在储层渗流能力较高—中等区带,底水推进不均匀,出现不同程度的锥进现象,高粘度原油在渗流通道两侧无驱替能量,以片状、朵状等形式滞留,由于开采能量不足导致关井或实施调整井开采,这期间区域地层压力逐渐恢复,零星分布的剩余油重新聚集,其油气成藏规模取决于地层能量的大小。此外,井网密度也影响剩余油的富集;在井网密度较低的区域,剩余油富集程度较高,因此应结合钻井风险和开采难易程度合理部署开发井。

在综合考虑礁灰岩储层的沉积体系、隔夹层、物性、流体渗流动态信息等地质因素,以及流体性质、井网密度等开发因素的基础上,结合储层非均质综合指数对A油田的剩余油分布进行预测。结果表明,研究区西北翼的储层非均质综合指数为 $0.5 \sim 0.7$,剩余油储量丰度大于 $450 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$,开采潜力较大;目前已完钻K2, K8A, K8B, K4, K5共5口水平井,主要生产层位为Z3—Z5储层,投产后实际获得的平均日产油量高出ODP设计日产油量 $50 \text{ m}^3/\text{d}$,平均含水饱和度约为32%,但后期综合含水率上升较快,这可能与储层的复杂程度有关,需进一步深入研究。研究区东南翼的储层非均质综合指数为 $0.5 \sim 0.65$,剩余油储量丰度大于 $400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$,自

2012年7月相继投产K3, K6, K7共3口水平井,实际获得的平均日产油量高出ODP设计日产油量 $150 \text{ m}^3/\text{d}$,平均含水饱和度约为35%。靠近研究区西南翼断层构造高部位的储层非均质综合指数大于0.6,自2012年7月投产K1井,实际获得的日产油量超过 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$,且平均含水饱和度较低,具有一定的稳产时间,生产效果较好。因此,利用储层非均质综合指数预测剩余油分布具有较高的准确度,可以指导下步开发调整井的部署。

4 结论

珠江口盆地A油田礁灰岩油藏的储层非均质性受沉积环境、成岩压实、隔夹层发育及构造演化等影响。利用熵权法可以全面、定量地表征储层非均质性,且该方法规避了前人采用单一因素表征储层非均质性的局限性,可以综合反映出储层的沉积微相、隔夹层等对储层非均质性的影响程度。研究结果表明,储层非均质综合指数模型与油藏数值模拟的剩余油分布具有较好的对应关系,根据二者的对应关系可以预测A油田礁灰岩油藏的剩余油分布规律。从研究区储层非均质综合指数为 $0.5 \sim 0.7$ 区域部署水平井的生产效果来看,研究区西北翼、东南翼以及靠近西南翼断层构造高部位生产井的初期日产油量较高、含水饱和度较低,生产效果较好,表明利用熵权法评价储层非均质性是合理、可靠的,

可以为类似的礁灰岩油藏进一步剩余油挖潜提供指导。建议今后针对断层发育的礁灰岩储层,加入断层因素等储层几何形态参数,采用熵权法半定量评价断层对储层非均质性的影响程度,进而更为全面地研究礁灰岩储层的非均质性特征。

参考文献:

- [1] 陈国威.南海生物礁及礁油气藏形成的基本特征[J].海洋地质动态,2003,19(8):32-37.
Chen Guowei.Basic characteristics of formation of bioherm and reef oil-gas pools in the South China Sea[J].Marine Geology Letters,2003,19(8):32-37.
- [2] 罗东红,唐海雄,熊友明,等.南海流花11-1礁灰岩油田储层敏感性评价[J].中国海上油气,2007,19(5):315-318.
Luo Donghong,Tang Haixiong,Xiong Youming,et al.A sensitivity evaluation of reef limestone reservoirs in Lihua11-1 oilfield,South China sea[J].China Offshore Oil and Gas,2007,19(5):315-318.
- [3] 王敏,赵国良,冯敏,等.砂质辫状河储层隔夹层分布模式及其对边底水运移的影响——以南苏丹P油田Fal块为例[J].油气地质与采收率,2017,24(2):8-14.
Wang Min,Zhao Guoliang,Feng Min,et al.Distribution pattern of intercalations and its impact on migration of edge and bottom water in sandy braided-river reservoirs—A case study of Fal structure in P Oilfield,South Sudan[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(2):8-14.
- [4] 谢华锋,王健,黄海平,等.储层流体非均质性对加拿大油砂热采的影响[J].油气地质与采收率,2016,23(6):94-98.
Xie Huafeng,Wang Jian,Huang Haiping,et al.Influence of fluid heterogeneity on SAGD in Canadian oil sands[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2016,23(6):94-98.
- [5] 林承焰.剩余油形成与分布[M].东营:石油大学出版社,2000:42.
Lin Chengyan.Remaining oil formation and distribution[M].Dongying:University of Petroleum Press,2000:42.
- [6] 涂乙,邹海燕,孟海平,等.页岩气评价标准与储层分类[J].石油与天然气地质,2014,35(1):153-158.
Tu Yi,Zou Haiyan,Meng Haiping,et al.Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J].Oil & Gas Geology,2014,35(1):153-158.
- [7] 岳大力,林承焰,吴胜和,等.储层非均质定量表征方法在礁灰岩油田开发中的应用[J].石油学报,2004,25(5):75-79.
Yue Dali,Lin Chengyan,Wu Shenghe,et al.Application of quantitative method for characterizing reservoir heterogeneity to the development of reef limestone reservoir [J].Acta Petrolei Sinica,2004,25(5):75-79.
- [8] Kuznetsov A V,Nield D A,Simmons C T.The effect of strong heterogeneity on the onset of convection induced by internal heating in a porous medium:A layer model[J].Transport in Porous Media,2013,99(1):85-100.
- [9] 张琪,李勇,李保柱,等.礁滩相碳酸盐岩油藏赋层识别方法及开发技术对策——以鲁迈拉油田 Mishrif 油藏为例[J].油气地质与采收率,2016,23(2):29-34.
Zhang Qi,Li Yong,Li Baozhu,et al.Identification methods and development strategy study of thief zone in reef-bank carbonate reservoirs:A case study of the Mishrif reservoir in Rumaila oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2016,23(2):29-34.
- [10] 岳大力,吴胜和,林承焰,等.流花11-1油田礁灰岩油藏沉积-成岩演化模式[J].石油与天然气地质,2005,26(4):518-529.
Yue Dali,Wu Shenghe,Lin Chengyan,et al.Sedimentary and diagenetic evolution pattern of reef limestone reservoirs in Lihua11-1 oilfield[J].Oil & Gas Geology,2005,26(4):518-529.
- [11] 涂乙,谢传礼,刘超,等.灰色关联分析法在青东凹陷储层评价中的应用[J].天然气地球科学,2012,23(2):381-386.
Tu Yi,Xie Chuanli,Liu Chao,et al.Application of grey correlation analysis method in reservoir evaluation of Qingdong sag[J].Natural Gas Geoscience,2012,23(2):381-386.
- [12] 杨少春,杨兆林,胡红波.熵权非均质综合指数算法及其应用[J].石油大学学报:自然科学版,2004,28(1):18-21.
Yang Shaochun,Yang Zhaolin,Hu Hongbo.An algorithm of heterogeneous synthetic index with entropy weight[J].Journal of the University of Petroleum,China;Edition of Natural Science,2004,28(1):18-21.
- [13] 何琰,殷军,吴念胜.储层非均质性描述的地质统计学方法[J].西南石油学院学报,2001,23(3):13-15.
He Yan,Yin Jun,Wu Niansheng.Geological statistics of reservoir heterogeneity description [J].Journal of Southwest Petroleum Institute,2001,23(3):13-15.
- [14] 岳大力,吴胜和,林承焰,等.流花11-1油田礁灰岩油藏储层非均质性及剩余油分布规律[J].地质科技情报,2005,24(2):90-96.
Yue Dali,Wu Shenghe,Lin Chengyan,et al.Reservoir heterogeneity and remaining oil distribution pattern of reef limestone reservoir in Lihua11-1 oilfield[J].Geological Science and Technology Information,2005,24(2):90-96.
- [15] 李静,韩晨,周汉国,等多参数表征储层岩性及其对储层物性的影响[J].大庆石油地质与开发,2016,35(2):36-42.
Li Jing,Han Chen,Zhou Hanguo,et al.Multi-parameter characterization of the reservoir lithologies and their influences on the physical properties [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2016,35(2):36-42.
- [16] 吴康军,刘洛夫,徐正建,等.鄂尔多斯盆地长7段致密油成藏物性下限研究[J].石油实验地质,2016,38(1):63-69.
Wu Kangjun,Liu Luofu,Xu Zhengjian,et al.Lower limits of pore throat radius,porosity and permeability for tight oil accumulations in the Chang7 Member,Ordos Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2016,38(1):63-69.
- [17] 朱德顺,王勇,朱德燕,等.渤南洼陷沙一段夹层型页岩油界定标准及富集主控因素[J].油气地质与采收率,2015,22(5):15-20.
Zhu Deshun,Wang Yong,Zhu Deyan,et al.Analysis on recognition criteria and enrichment factors of interlayer shale oil of Es₁ in Bonan subsag [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2015,22(5):15-20.