

大庆油田葡萄花油层组储层非均质性

单敬福, 纪友亮, 张海玲, 黄金鼎, 安爱琴

(同济大学海洋与地球科学学院, 上海 200092)

摘 要:笔者根据大庆油田测井资料二次解释的孔隙度(φ)、泥质含量(V_{sh})、粒度中值(Md)、束缚水饱和度(S_{wi})等资料,借助 BP 网络对渗透率进行预测,对该油田中部葡萄花油层组的非均质性进行了定量—半定量研究,认为大庆油田中部葡萄花油层组 PI2 小层层内非均质性最严重,与沉积微相密切相关;单砂层垂向上渗透率的变化以正韵律和复合式韵律为主,局部发育反韵律模式。经对葡萄花油层组 PI1—PI4 系统研究(PI 表示葡萄花油层组一段;PI1 为次一级分层,以下名称类推),层内非均质性强弱依次为 PI2a、PI3、PI2b、PI1、PI4;层间非均质性在 PI3 和 PI4 间表现得最强,其它相对要弱;各小层平面非均质性相差无几,整体表现为较强的非均质性。

关键词:大庆油田;葡萄花油层组;储层非均质性

中图分类号:P618.130.2⁺1

文献标识码:A

文章编号:1672-4135(2006)02-0136-09

引言

储油层的非均质性是指储层的基本性质(岩性、物性、电性以及含油气性等)在三维空间分布上的不均一性^[1]。它是储层形成过程中受沉积环境、成岩作用和构造作用的影响,在空间分布及内部属性上不均匀变化而形成^[2],由于这些变化影响地下的油、气、水运动及油气采收率,因此储层的非均质性研究对油气田开采有重要意义。

储层非均质性的分类方法较多,其中裘亦楠^[3]将碎屑岩的储层非均质性划分为层间、层内、平面和孔隙非均质性四类,是目前我国各油田普遍使用的分类方案。描述储层非均质性,主要用非均质参数、储层参数及其分布和微观特征参数等来表征^[2]。以这种表征方法对不同油田、不同储层进行非均质研究曾取得了较好的研究成果,但这些方法却有一个共同的缺陷,即上述参数仅能从一个侧面或某一角度描述储层的非均质性,一旦遇到几个参数在表征非均质程度不一致时,难免就会出现矛盾的结果。因此,利用上述方法以及非均质参数,如果能选用一个综合指数来描述非均质程度,实现储层

非均质性的定量刻画,是解决这个问题的关键。国内外已有不少专家在致力解决这一难题,如有的提出用灰色加权方法、有的使用分形方法、还有人提出用变差函数方法,这些都推进了该领域研究工作的深入和进展。本文中提出用模糊数学方法,通过对各种参数的模糊运算,求出一个非均质综合指数(以下简称综合指数)来定量表征储层非均质性的程度。本文重点是在宏观上从层内非均质性、层间非均质性及平面非均质性等方面来研究储层的非均质性。

1 地质概况

研究区位于大庆油田中区北一二排段西部,所涉及的含油地层为姚家组一段葡萄花 I 油层的 PI1—PI4 共五小层(图 1),其中 PI2 层为厚油层,可再分为 PI2a 和 PI2b 两个次级小层。研究区内包括有 225 口井,范围从油田北部东 B1—D4—P18 井至 B1—D4—P32 井,南部从东 B1—6—B021 井至 B1—60—537 井(图 2)。

油层的沉积相类型为河流相,其中 PI1 主要为水上分流河道亚相(图 2 以该小层为例示意了其沉积微相,其余小层的微相图从略);PI2 主要为曲流河道亚相;PI3 主要为辫状河道亚相;

收稿日期:2006-03-17;改回日期:2006-05-24

基金项目:大庆油田勘探科科研项目“他拉哈—常家围子地区萨葡油层精细地层格架与岩性圈闭预测研究”,

项目代号 12010022002100330

作者简介:单敬福(1977-),男,同济大学海洋与地球科学学院博士研究生,层序地层学与储层地质学专业。

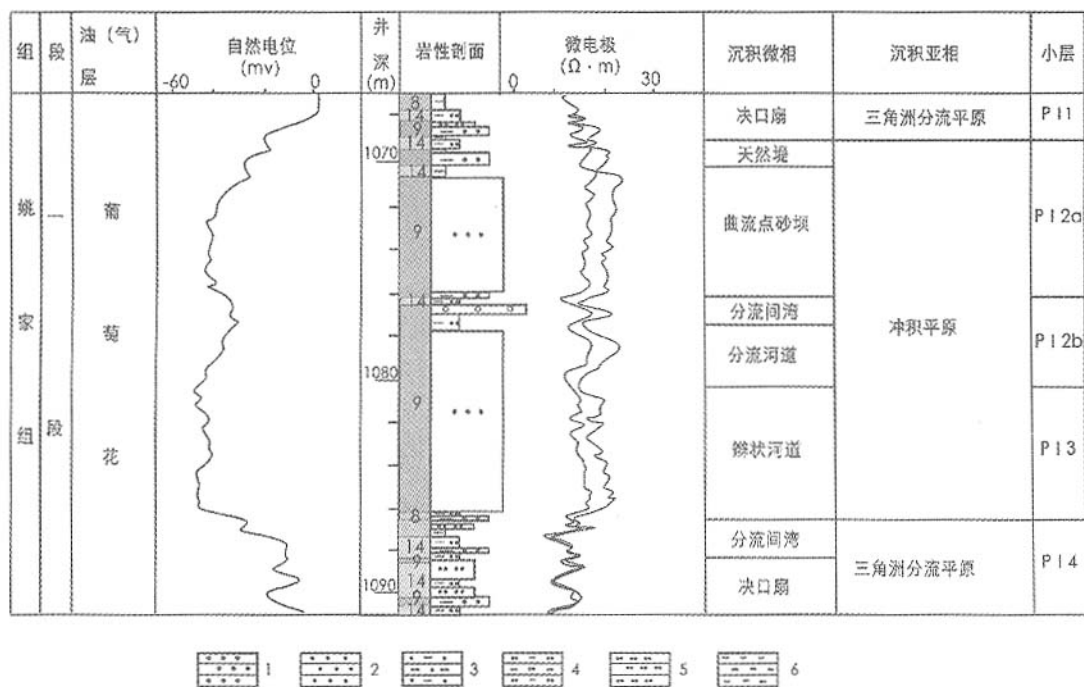


图 1 葡 I 油层 PI1 - PI4 小层地层柱状剖面图

Fig. 1 Stratum column of PI1 – PI4 individual reservoirs

1. 砾岩; 2. 砂岩; 3. 泥质砂岩; 4. 泥质粉砂岩; 5. 粉砂岩; 6. 泥岩

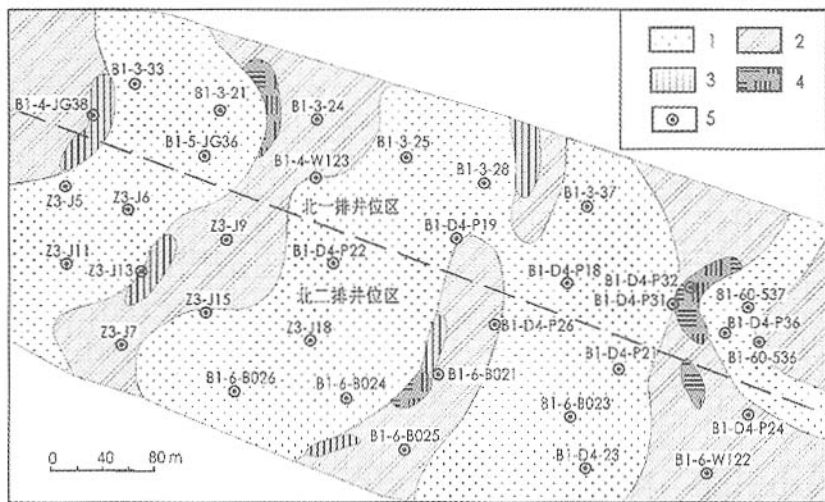


图 2 PI1 小层沉积微相图

Fig. 2 Sedimentary micro-facies of P11 individual reservoir

1. 水上分流河道砂体; 2. 河道间湾; 3. 天然堤; 4. 废弃河道; 5. 井位

PI4 主要为水下分流河道亚相。其各小层砂体发育的厚度从 1 ~ 6 m 不等,所以储层的孔渗性较好,孔隙度实际测量值为 21.7% ~ 31.7%,平均值 28.5%;渗透率实际测量值为 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 4\,312 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值 $1012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

北一区位于大庆开发区北部，

总面积 8.9 km²,地质储量 8 407 × 10⁴t。1963 年基础井网采用两套层系投入开发,一套开采葡萄花油层,采用 1 100 × 500 m 行列注水井网;另一套开采大庆油层,采用 600 × 500 m 行列注水井网。1981 年对葡二组、高台子油层进行一次加密调整,采用 250 × 300 m 反九点法面积井网。1994 年对该地区进行了二次加密调整,分两套开发层

系,一套开采大庆、葡二组差油层,另一套开采高二、三组油层,均采用 250×300 m 反九点法面积井网。1996 年对葡 PI1 - PI4 油层(图 1)进行聚合物驱油开采,采用注采井距为 250 m 的五点法面积井网。截止到 2000 年 12 月,全区累积产油 $3\,902.2 \times 10^4 \text{ t}$,年产油 $111.1 \times 10^4 \text{ t}$,综合含水 86.6%,采出程度 46.42%。

2 层内非均质性评价指标的确定

2.1 渗透率的求取

渗透率是最能反映储层物性特征的参数,也是储层参数中最难求准的参数之一。鉴于渗透率的影响因素众多,不确定性、非结构化的特点非常严重,因此利用常规的统计、专家系统等方法解释的渗透率精度一直较低。人工神经网络算法^[4,5]是近几年来迅速发展的人工智能新技术,在处理不确定性和非结构化的信息方面具有独特的优势,故在本次研究过程中,考虑利用 BP 网络对渗透率进行预测。

研究表明,渗透率可以视为孔隙度(φ)、泥质含量(V_{sh})、粒度中值(Md)、束缚水饱和度(S_{wi})的函数,即 $K = f(\varphi, V_{sh}, Md, S_{wi})$ 。由于 K 值变化较大,取其对数形式,即 $\lg K = f(\varphi, V_{sh}, Md, S_{wi})$ 。

将取芯井测试值的孔隙度、泥质含量、粒度中值、束缚水饱和度作为四组输入参数,渗透率取对数后作为一组输出参数引入神经网络系统中。在回归之前,对学习样本进行了严格筛选,先用线性回归分析,剔除一部分特别异常的样本,然后用聚类方法从剩余样本中选出有代表性的作为学习样本,其分布范围与总样本分布基本一致。渗透率拟合公式如下:

$$K = 10^{(2.75\varphi - 0.0674 S_{wi} + 0.0115 V_{sh} + 1.1294 Md + 3.5366)} \quad (1)$$

式中: φ — 孔隙度,%;
 V_{sh} — 泥质含量,%;
 Md — 粒度中值,mm;
 S_{wi} — 束缚水饱和度,%。

利用取芯井数据,进行相关性拟合,建立研究区 $\varphi, V_{sh}, Md, S_{wi}$ 各参数值的数学模型:

$$\varphi = 1 - \left(\frac{182}{AC - (405.72 - 182)V_{sh}} \right)^{0.6459} \quad (2)$$

$$V_{sh} = 18.281^{-1.302S_{rr}} \quad (3)$$

$$S_{wi} = 21.742 - 2.7526 S_{rr} \quad (4)$$

$$Md = 0.1682 - 0.0035 S_{rr} \quad (5)$$

式中: AC — 声波时差;
 S_{rr} — 微电极幅度差。

求出以上各参数,再分别代入式(1)中,即可求出 K 值,精度可达 82%(图 3)。

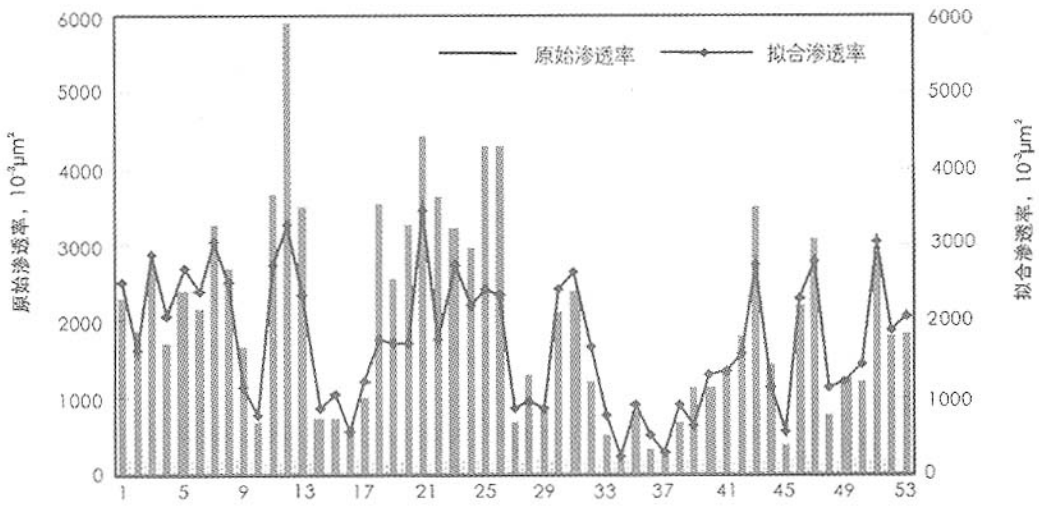


图 3 原始渗透率与计算渗透率对比图

Fig. 3 Contrast between the original permeability and the counting permeability

2.2 渗透率的层内非均质性评价指标的确定

以往渗透率的垂向差异性主要用变异系数(VK)、突进系数(SK)、级差(NK)三个指标分

别衡量^[6,7],每个指标都有各自的评价标准。但在实际应用中,各指标既不能较全面反映渗透率的垂向差异,又经常出现各指标的评价结果

相互矛盾的情况。经笔者研究,本文中尝试用综合系数(ZK)作为判断储层非均质性的指标来评价渗透率的垂向差异性。综合系数是指变异系数、突进系数、级差三个参数的乘积($ZK = VK \cdot SK \cdot NK$),综合系数越大,非均质性越强。实际应用表明,综合系数作为评价储层垂向差异性的综合指标,既克服了单个指标(VK 、 SK 、 NK)非均质参数确定权重的主观因素,也避免了只重局部、忽视全局的不足,定量的描述了大庆油田中区北一二排段西部葡萄花油层组储层内部的非均质性。

2.3 评价标准的确定

综合考虑传统指标的评价标准,根据综合系数的大小,将研究区储层非均质性分为强、中和弱三个等级(表 1)。

表 1 储层非均质性评价标准

Table 1 Evaluating standard of the reservoir heterogeneity

非均质性标准	变异系数	突进系数	级差	综合系数
弱	<0.5	<2	<20	<20
中	$0.5 \sim 0.9$	$2 \sim 3$	$20 \sim 30$	$20 \sim 30$
强	>0.9	>3	>30	>30

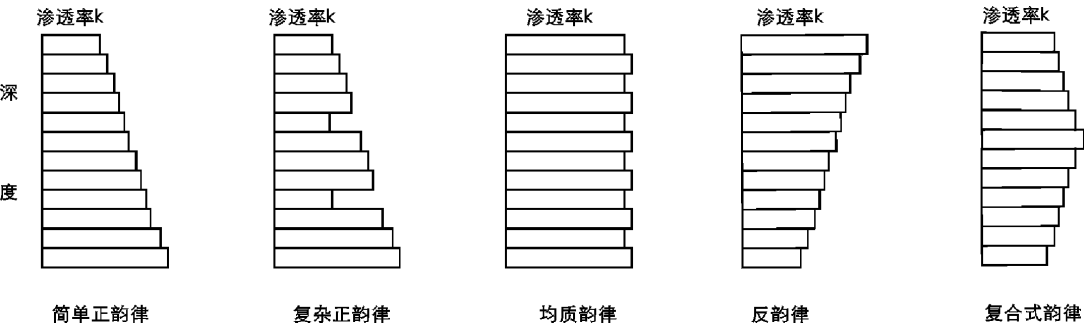


图 4 层内渗透率纵向分布韵律模式图

Fig. 4 Vertical distributing model of permeability within individual reservoir

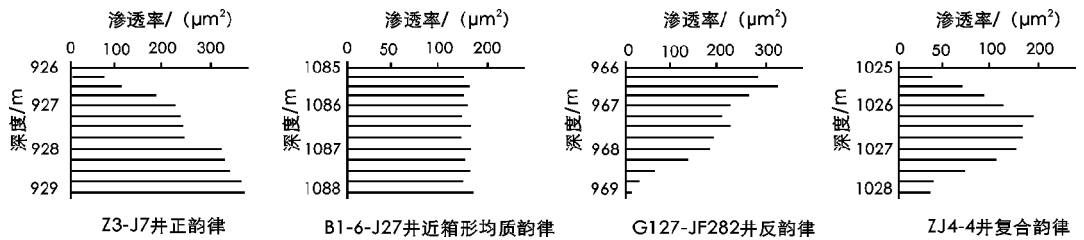


图 5 小层内垂向上的非均质模式图

Fig. 5 Model of vertical heterogeneity of individual reservoir

3 层内非均质性

以砂质储层为例,层内非均质性指一个单砂层内的岩性、物性、电性及含油气性在垂向上的差异性。它是直接控制和影响一个单砂层内垂向上注入剂波及体积的关键地质因素。

3.1 小层内的沉积构造特征

葡萄花油层组 $PI_1 - PI_4$ 各小层储集砂体内主要发育的层理类型有:平行层理、小型至大型斜层理、交错层理、槽状交错层理、块状层理。平行层理和斜层理的存在,一方面有利于注入剂均衡地进入油层内进行驱动,提高驱油效率,一方面降低储层的渗透率,这是因为层理面上富集炭屑和碳质薄层对垂向渗透率影响更大^[8~10]。

3.2 小层内韵律性特征

储层中渗透率在三维空间上分布的韵律性,有简单正韵律、复杂正韵律、均质韵律、反韵律和复合式韵律(图 4)以及近箱形韵律(图 5)。

由于层内渗透率在空间上分布差异性的影响,层内水淹及驱油效率差异性很大,因此剩余油多分布在渗透率较低的部位,尤其是正韵律中上部的低渗区。由于水驱运动方向是由下往上有利,所以均质韵律和反韵律水驱效果比较好,

对层内的非均质性贡献小,简单正韵律、复杂正韵律以及复合式韵律对层内非均质性贡献大。通过岩心观察和测井资料的分析,如图 5 所示,研究区的小层内的韵律性较明显以正韵律为主,其次为复合式韵律^[11~14]。从韵律上看,小层内的纵向上波及厚度及注水开发效果不是很理想。

3.3 层内夹层的分布特征

夹层是指在砂岩层内所分布的相对非渗透层,一般分为三类:Ⅰ类夹层系指砂岩之间的泥质夹层,一般厚度 $\geq 0.4\text{ m}$,包括粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及致密钙质层等,也包括大段泥岩在内,主要体现的是五级界面——河道复合体之间的界面,即小层界面;Ⅱ类夹层指砂岩内部有效厚度段之间的夹层,厚度一般 $\geq 0.4\text{ m}$ (极少数小于 0.4 m),以泥质粉砂岩、致密泥砾层或砂质砾岩层、致密粉砂岩等为主,也见有少量的薄泥岩、粉砂质泥岩,主要指的是四级界面,也可能包括三级界面。Ⅰ、Ⅱ类夹层大多数都是河流沉积的单元间夹层,在注水开发中具有较好的驱油效果,并且可以在井间追溯对比。Ⅲ类

夹层是有效厚度解释段内部的夹层,厚度一般 $\leq 0.4\text{ m}$ (极少数大于 0.4 m),以泥质粉砂岩、致密粉砂岩和细砂岩、泥质砾岩层或砂质砾岩层为主,也见有少量极薄的泥岩、粉砂质泥岩层,多是次旋回层内部(或单元内)的夹层,也有少部分处于单元间位置上,可能是被侵蚀变薄的单元间夹层。因此Ⅲ类夹层可能是三、四、五级界面。

夹层在注采井范围内的分布状况,对油水运动有着很大的影响。一般说来,只要在注采井组内分布比较稳定的夹层,对油水就能起到屏蔽的作用。不稳定夹层越多,其间非均质性越强,油水运动与分布也就越复杂。

由上述分析可知,层内非均质性主要取决于Ⅱ、Ⅲ类夹层的发育状况,夹层发育的多少与砂体发育时期有关(表 2),由 PI3 至 PI1,基准面旋回逐渐上升,沉积时间单元以河道粗粒沉积为主向河间细粒沉积物为主转化,夹层频数、泥地比逐渐增加^[15,16]。同理,PI3-PI4 随着基准面旋回逐渐下降,夹层频数、泥地比逐渐增加。

表 2 PI1-PI4 小层夹层频数表

Table 2 Interbeds frequency of individual reservoir from PI1-PI4

层号	有效厚度 (m)	Ⅰ类夹层频数 (个/m)	Ⅱ类夹层频数 (个/m)	Ⅲ类夹层频数 (个/m)	泥地比 (%)	中期旋回
PI1	2.2	0.23	0.55	0.67	69.74	
PI2a	4.3	0.15	0.34	0.51	52.48	
PI2b	2.1	0.17	0.61	0.75	53.26	
PI3	4.9	0.16	0.35	0.53	39.10	
PI4	1.1	0.90	1.20	1.78	62.80	

3.4 层内非均质性特征

由研究区 225 口开发井的测井曲线解释结果,计算出各层非均质参数。由表 3 中可以看出,PI4 小层层内非均质性较弱,综合系数 <10 ,变异系数最小,粒度变化比较均匀,主要为三角洲前缘亚相沉积;PI1、PI2b 小层层内非均质性中等,综合系数 $20\sim 30$,变异系数小到中等,主要为分流河道沉积,以垂向加积为主;PI3 小层层内非均质性较强,主要原因是心滩(辫状河道中间发育的滩状堆积物)与河道相间分布,心滩以洪泛期细粒泥质沉积物形成隔夹层,河道则

主要以底部滞留沉积为主要隔夹层,二者交互出现,导致砂体连通情况比较复杂;PI2a 小层属典型的曲流河成因,随着河道频繁的侧向迁移,侧积泥质夹层非常发育,导致粒度粗细混杂,砂体连通情况复杂,变异系数、突进系数、级差均大,故层内非均质性最强。

4 层间非均质性

层间非均质性是指砂体之间在旋回性、砂体间渗透率分布梯度、隔夹层分布及构造裂缝等的差异性,层间非均质性主要受沉积相带展布

表 3 PI1 - PI4 小层非均质性统计表

Table 3 individual reservoir heterogeneity statistics of PI1 - PI4

油层组	平均渗透率 ($\times 10^{-3}$ μm^2)	变异系数			突进系数			级差			综合系数
		最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	
PI1	480.0	15.8	0.001	0.5	6.92	1.15	2.11	350	1.3	25	26.4
PI2a	725.7	351.3	0.001	2.9	29.82	1.34	2.61	3 755	1.8	47	355.7
PI2b	544.8	19.8	0.001	0.5	5.68	1.10	2.08	373	1.2	28	29.1
PI3	770.2	14.2	0.001	0.7	8.64	1.14	2.40	653	1.2	24	40.3
PI4	230.6	10.5	0.001	0.2	6.35	1.07	2.11	1 142	1.2	23	9.7

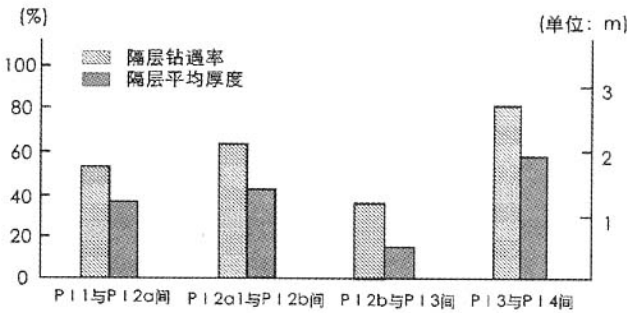


图 6 PI1 - PI4 小层隔层分布图

Fig. 6 Interlayers distribution of PI1 - PI4 individual reservoirs

规律控制,是对一套含油层系的总体研究。层间非均质性主要体现在层间隔夹层(I 类夹层)分布情况,不同砂体纵向的连通情况以及渗透率在纵向上的差异情况等。

从图 6 中可知,隔层钻遇率与隔层厚度呈现一

致的变化趋势。其中 PI3 - PI4 及 PI4 - PI5 之间的隔层都很发育,均处于下降半旋回,河流作用较弱的时期。而 PI2b 与 PI3 之间的隔层最少也最薄,表明 PI3 顶部,开始以沉积作用为主,有细粒物质沉积下来但很少,至 PI2b 顶部,A/S 接近 1 (A -可容纳空间,S -沉积物供给速率),沉积作用与河容纳空间增长速率持平,泛滥平原沉积物相对最多,隔层较发育,随着河流向准衡发育,伸展范围扩大,隔层有所回缩。

5 平面非均质性

平面非均质性是指储层的几何形态、规模、孔隙度、连通性和渗透率差异引起的非均质性(表 4),及其对油田生产动态与剩余油分布的控制作用。

表 4 PI1 - PI4 砂层组内砂岩钻遇率、连通系数统计表

Table 4 Sandstone probability of penetration and connecting parameter statistics within sand layers of PI1 ~ PI4

油层组	小层	钻遇率(%)				连通系数 (%)	中期旋回
		砂岩	河道砂	非河道砂	河间泥		
PI	PI1	70.90	43.04	27.86	29.10	45.57	
	PI2a	94.62	80.69	13.93	5.38	53.63	
	PI2b	84.49	68.35	16.14	15.51	51.58	
	PI3	95.57	71.84	23.73	4.43	55.70	
	PI4	95.25	36.08	59.17	4.75	43.99	

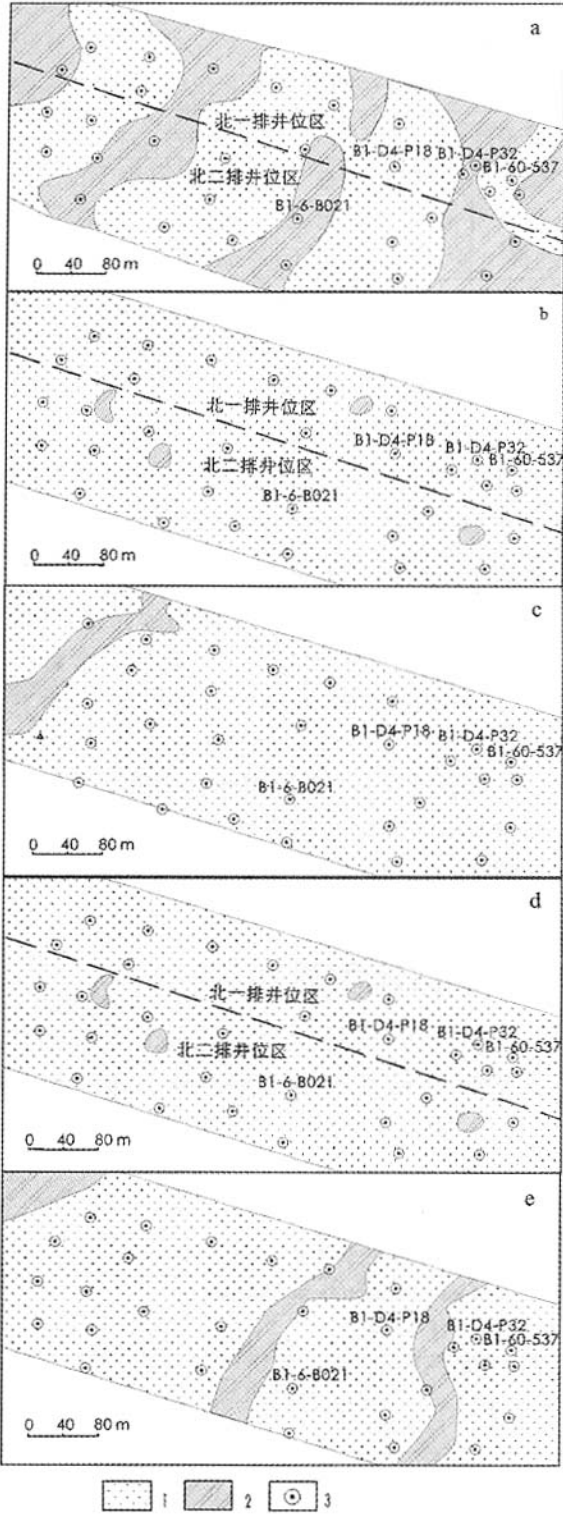


图 7 PI 各小层砂体平面展布图

Fig. 7 Unfolding sandbody plane of PI individual reservoirs

a-PI1 小层(曲流河道); b-PI2a 小层(水上分流河道); c-PI2b 小层(曲流河道); d-PI3 小层(辫状河道和心滩); e-PI4 小层(水下分流河道)。1. 河道砂体; 2. 河道间弯; 3. 井位

5.1 各小层储层砂体平面展布特征

PI1 小层砂岩厚度为 0.2 ~ 7.2 m(图 7a), 平均 2.72 m。小层内砂体成因类型有水上分流河道砂体、水上天然堤砂体、水上决口扇砂体和水上分流河道间薄层砂体,其单一河道砂体规模较窄,剖面为豆荚状,平面为弯曲条带状,厚约 2 ~ 5 m。总体上砂体连续性好,方向性强,显示出以点坝侧向加积沉积为主、垂向充填沉积为辅的内部建筑结构和非均质特征。

PI2a 小层砂岩厚度为 0.7 ~ 8.3 m(图 7b),平均 4.8 m,本小层河道砂体主要是高弯度曲流河道成因,典型侧向加积的产物。

PI2b 小层砂岩厚度为 0.2 ~ 6.2 m(图 7c),平均 2.5 m,本小层河道砂体属低弯度曲流河成因的。

PI3 小层砂体厚度为 0.3 ~ 10.4 m(图 7d),平均 5.5 m。其砂体成因类型以大型辫状河道沉积为主,河道规模大、砂体厚、连续性好,天然堤、决口扇及河道间沉积相对不发育。

PI4 小层砂体厚度为 0.2 ~ 7.1 m(图 7e),平均 1.6 m。砂体类型有水下分流河道砂体、水下天然堤砂体和水下决口扇砂体,其中以水下天然堤砂体最为发育。本小层河道砂体主要为内前缘过渡状三角洲分流河道砂体,该砂体介于内前缘枝状和坨状三角洲砂体之间,在分流河道砂体间大面积分布着席状砂,泥质充填的面积变小,分流河道砂体的枝状或网状不典型。

5.2 砂体连续性及连通性

各种河流砂体和水道型砂体包括三角洲平原上的分流河道砂体,其侧向连续性往往是百米级或更小的数量级,预测这些砂体的沉积规模及连续性,是储层沉积相分析要解决的重要问题。基于 PI1 - PI3 处于基准面上升半旋回,河道砂体连续性好,尤其 PI2a、PI3 更好(河道砂钻遇率 > 70%),而 PI4 处于基准面下降半旋回,非河道砂体连续性较好(非河道砂钻遇率 > 50%)。对于砂体连通性而言,不同井点间厚油层存在三种连通关系。一类连通:各井点间存在的是同一沉积河道砂体,岩石内部结构和渗透率相似或者呈渐变关系;二类连通:各井点间存在不同河道砂体,砂体之间连接的紧密程度不确定;三类连通:河道砂体与非河道砂体之间

的连通,各自的岩性和渗透率差别很大。经过系统分析研究区各小层的连通性后,认为PI2与PI3大面积连通,以一、二类连通为主;PI1与PI4的平面连通情况就差很多,主要以二类和三类连通为主;而三类连通情况在PI1和PI2b小层出现的频率也较高。

由此可以看出,非均质参数平面分布受沉积相带分布和砂体连通性的影响,其中分流河道微相总体综合系数分布较平均,数值较低,平均渗透率较高,说明均质性好;河道间微相综合系数变化较大,数值较高,平均渗透率较低,均质性较差。对于平面非均质性而言,认识了它就可以避免无效注水,这对于提高驱油效率有着指导性意义。

6 结论

(1)引入多个与渗透率相关性较好的参数,包括孔隙度(φ)、泥质含量(V_{sh})、粒度中值(Md)、束缚水饱和度(S_{wi}),利用人工智能神经网络对渗透率值进行了预测,求取的渗透率值相对误差较小,精度很高,为非均质表征参数的确定打下了良好的基础。

(2)实际应用表明,综合系数作为评价储层垂向差异性的综合指标,既克服了单个指标(VK 、 SK 、 NK)非均质参数确定权重的主观因素,也避免了只重局部、忽视全局的不足,定量地描述了大庆油田中区北一二排段西部葡萄花油层组储层内部的非均质性。

(3)研究区目的层段储层非均质性,以宏观的角度,从三个方面(即层内非均质性、层间非均质性和平面非均质性)对储层非均质性加以定性表征和定量的描述,认为大庆油田中部葡萄花油层组PI2小层层内非均质性最严重,与沉积微相密切相关。单砂层垂向上渗透率的变化以正韵律和复合式韵律为主,局部发育反韵律模式,综合系数最大,非均质性也最强。在目的层段内各小层的非均质性由强到弱依次为PI2a、PI3、PI2b、PI1、PI4,层间非均质性在PI3和PI4间表现得最强,其它相对要弱。各小层平面非均质性相差无几,整体表现为较强的非均质性。

(4)在表观层内非均质性时,渗透率的值在

层内纵向上韵律分布的差异性,特别是目的层段大都以正韵律为主,从而导致了储层严重的非均质性,这在PI2a小层表现得尤为明显。了解了各小层的层内由韵律性的差异导致的非均质性,对油田生产实践中的分层开采无疑具有现实的指导性意义。而对于了解工区的平面非均质性,也必将有助于提高驱油效率,提高产能。

参考文献:

- [1]吴胜和,熊琦华. 油气储层地质学[M]. 北京:石油工业出版社,1998,155-172.
- [2]刘克奇,杨喜峰,杨春梅. 东濮凹陷卫城81断块沙四段第二砂层组储层非均质性研究[J]. 断块油气田, 2004,11(4):55-57.
- [3]裘怿楠. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1993,55-57.
- [4]杜启振,侯加根,陆击孟. 储层微相及砂体预测模型[J]. 石油学报,1999,20(2):45-52.
- [5]薛培华. 河流点坝相储层模式概论(第1版)[M]. 北京:石油工业出版社,1991,77-79.
- [6]Geehan G W. Geologic Prediction of Shale Continuity, Prudhoe Bay Field: Reservoir Characterization [J]. Acade Press, Inc. 1986, 19(9): 162-168.
- [7]Alistar C MacDonald and Halland K. Sedimentology and Shale Modeling of a Sandstone-rich Fluvial Reservoir: Upper Statfjord Formation, Statfjord Field, Northern North Sea[J]. AAPG, 1993, 77(6): 68-72.
- [8]高兴军,宋子齐,谭成任. 真12块垛一段六油组隔夹层划分及描述[J]. 西安石油学院学报,2000,15(5):10-14.
- [9]吕晓光,马福士,田东辉. 隔层岩性、物性及分布特征研究[J]. 石油勘探与开发,1994,21(5):80-88.
- [10]李琦. 沉积方式与碎屑岩储层的层内非均质性[J]. 成都理工学院学报,1996,23(增):22-28.
- [11]王科俊,王克成. 神经网络建模、预报与控制(第一版)[M]. 北京:科学出版社,1996,34-52.
- [12]丛爽. 面向MATLAB工具箱的神经网络理论与应用(第一版)[M]. 合肥:中国科学技术大学出版社,1998,13-18.
- [13]徐陈绑. 姜元仁. 数学地质基础[M]. 北京:北京大学出版社,102-109.
- [14]武耀诚,方长泉. 地质数据处理与微机应用[M]. 北京:地质出版社,1992,56-75.
- [15]张红薇,赵翰卿,麻成斗. 泛滥—分流平原相储层中河间砂体的精细描述[J]. 大庆石油地质与开发,1998,

17(6): 98 – 102.

细描述[J]. 石油学报, 1997, 18(2): 66 – 71.

[16] 吕晓光, 赵翰卿, 付志国. 河流相储层平面连续性精

Research on Reservoir Heterogeneity of the Putaohua Formation, Daqing Oilfield

SHAN Jing-fu, JI You-liang, ZHANG Hai-ling HUANG Jin-ding AN Ai-qin

(School of Ocean and Earth Science, Tongji University, Shanghai 200092, China)

Abstract: Oil reservoir heterogeneity takes a serious effect on the exploitation of oil-gas fields. Based on the twice-interpreted well logging data, which include porosity (φ), shale content (Vsh), granularity mid-value (Md), irreducible water saturation (Swi) and so on, combined with prediction of the permeability by BP neural net, the heterogeneity at the Putaohua Formation oil set (PI) in the middle of Daqing Oil-field was researched by definite quantity and half-definite quantity. As a result of the research it is considered in the paper that the serious heterogeneity related nearly to the sedimentary micro-facies exists in the PI2 layer of the Putaohua Formation, Daqing Oil-field, and the ascending permeability variety in a single sand-layer shows predominately positive and compound rhythms and partly reversal rhythms as well. Through systematic research from PI1 to PI4 layers of the Putaohua oil set, the descending heterogeneity intensity of the Putaohua Formation is as follows: PI2a, PI3, PI2b, PI1 and PI4 in turn; the most intensive interlayer heterogeneity is between PI3 and PI4 individual reservoirs. In short, the whole shows an intensive heterogeneity, moreover the plane heterogeneity of each layers has little differences nearly.

Key words: Daqing Oilfield; Putaohua Formation oil set; reservoir heterogeneity