

克拉玛依油田八区下乌尔禾组特低渗透 块状砾岩油层分类*

姚振华¹⁾, 覃建华¹⁾, 丁艺¹⁾, 张兵²⁾, 屈怀林¹⁾, 赵逸清¹⁾

- 1) 新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依, 834000;
- 2) 新疆油田公司低效油田开发公司, 新疆克拉玛依, 834000

克拉玛依油田八区二叠系上统下乌尔禾组油藏储层物性较差, 尤其渗透率较小, 储层孔隙结构复杂, 总体来说是一个埋藏深、低孔、特低渗、非均质严重的巨厚砾岩油藏。多年的开发实践表明, 该油藏注水开发效果差异较大, 尤其是近几年进行的三次加密调整后, 产量仍不稳定。为保障第四次加密调整开发阶段的稳产、增产, 急需开展油层分类研究。

研究针对油藏特点, 在对储层的岩芯、测井等资料研究的基础上, 结合生产动态资料进行产能评价, 动静结合确定油层分类模型, 对油藏进行分类评价, 为八区下乌尔禾组油藏第四次加密调整方案中选取有利的区块与层位提供依据。

1 油层分类

油层分类的技术路线为: 按 P_2w_1 、 P_2w_2 、 P_2w_3 、 P_2w_4 、 P_2w_5 地质分段为单元, 以测井综合解释的(优质)油层厚度、孔隙度、渗透率、含油饱和度和取芯分析及核磁测井的储层物性资料为依据, 结合对三次加密调整井的产能分析, 确定影响油井产能的地质因素, 建立分类模型。以此模型对全油藏进行分类并进行地质及开发特征参数的统计, 验证模型。

1.1 产能评价

以三次加密调整井为研究对象, 排除投产初期的高含水井、低压井, 统计油井的初期产油量(投产 3 个月), 根据单井递减率预测到 1 t/d 时的累产油量计算极限累积产油量。

针对三次加密调整井不同的生产动态特征采

用不同的递减率, 可分为以下几类: ① 对于负递减的典型见效井, 计算极限累积产油量时选取月递减低于 1%。② 对于典型见水井, 见水后递减加大, 计算极限累积产油量时选取月递减高于 3%。③ 多次补层及跨段井补层后重新计算极限累积产油量。④ 正常生产井月递减率 1%~3%。⑤ 目前产量低于 1 t/d 的井用目前实际产油量作为极限累积产油量。

通过以上方法计算出三次加密调整井的极限累积产油量, 与初期产油量交会后发现, 调整井初期产油量与预测的极限累积产油量呈正相关, 初产油量大, 累产油也相应高。小井距试验区平均单井累积产油量 2.10×10^4 t, 高于全区平均的 1.47×10^4 t。

分段统计发现, P_2w_2 的调整井主要位于油藏中南部, 统计井数 73 口, 平均单井极限累产油 1.59×10^4 t, 初产 18.8 t/d。 P_2w_3 的调整井位于油藏中东部, 统计井数 90 口, 平均单井极限累产油 1.58×10^4 t, 初产 18.9 t/d。 P_2w_4 的调整井位于 256 井断裂上盘和油藏中北部, 统计井数 142 口, 平均单井极限累产油 1.50×10^4 t, 初产 18.9 t/d。 P_2w_5 的调整井位于 256 井断裂上盘和油藏中北部, 统计井数 47 口, 平均单井极限累产油 0.97×10^4 t, 初产 17.4 t/d, P_2w_5 的井产能相对低。

1.2 测井解释

油层解释标准为: $RT > -2.68 \times \Phi + 60.95$, $So > 1.76 \times \Phi + 26.41$, $\Phi > 8.2\%$ 。借鉴八区 530 井区下乌尔禾组优质油层标准: $\Phi > 10\%$, $SP < -10$ mv, 初步解释发现该区 75% 的油层为优质油层, 区分度不大, 因此进一步将标准提高到 $\Phi > 12\%$, $SP < -12$ mv。

收稿日期: 2015-02-03; 改回日期: 2015-03-01; 责任编辑: 周健。

作者简介: 姚振华, 男, 1975 年生。本科, 高级工程师, 石油地质专业。Email: yzhenhua@petrochina.com.cn。

油层解释结果表明, P_{2w_2} 、 P_{2w_3} 和 P_{2w_4} 是主力油层, 其次是 P_{2w_5} , P_{2w_1} 油层很少。整体上, 优质油层占总油层厚度的 44.8%。 P_{2w_2} 、 P_{2w_4} 油层厚度大, 优质油层所占比例高。

1.3 利用岩芯及核磁测井分析进行储层分级

该区共有取芯井 35 口, 核磁测井 30 口。对全区 22 口取芯井岩芯分析及 29 口井核磁测井解释的孔渗进行统计, 得到全区平均孔隙度 10.13%、平均渗透率 $1.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

根据本区 30 口井的核磁共振资料解释出来的各种孔隙度资料与生产资料建立的关系中, 可以发现初期含水率低的射孔井段的各种孔隙度都比较大, 初期含水率高的射孔井段的各种孔隙度都较小, 他们之间存在着负相关的关系, 以主要孔隙度的相关性最强, 最大孔隙度次之, 较大孔隙度也可以很明显的看出相关性, 较小孔隙度与初期含水率的关系就仅仅能够看出负相关, 但是具体分布不明显。

从以上的规律就说明了本区储层的含油性和产油水特征与储层中的大孔隙发育特征密切相关, 即大孔隙含量高时, 储层含油性好, 产油性好, 含水低, 反之亦然。大孔隙对产量的影响比较大, 对于有产量的储层来说, 在油藏的有效厚度中寻找相对较大的孔隙才能进一步的找到产量的来源。所以依据核磁共振解释的各种孔隙度与初期含水率之间的关系, 选取主要孔隙度、最大孔隙度与较大孔隙度, 分别统计与初期含水率的关系, 参照不同含水率对应的孔隙大小, 将核磁共振解释的孔隙大小归结为五类, 利用此分类划分储层类型 (表1)。其中按照前人所定的油层的孔隙度下限为 8.2%, 第五类为非油层。

表1 储层分级表

类型	主要孔隙度 (%)	最大孔隙度 (%)	较大孔隙度 (%)	总孔隙度 (%)
	Bo-Mbv	Bo-Bw	Bw-Mbv	Ms
	ϕ_{t1+t2}	ϕ_{t1}	ϕ_{t2}	ϕ_T
I	≥ 4.5	≥ 4	≥ 2.2	≥ 8.2
II	3~4.5	2.5~4	2.2~1.4	≥ 8.2
III	2~3	1.5~2.5	0.9~1.4	≥ 8.2
IV	<2	<1.5	<0.9	≥ 8.2
V	<2	<1.5	<0.9	<8.2

这五类由核磁共振测井解释出来的孔隙分类是反映储层质量的重要参数, 它主要体现储层孔隙影响产量的那一部分, 可以反映出油层有效厚度内的产量大小的分布。

1.4 油层分类标准确定及分类结果

建立分类模型前, 首先确定影响油井产能的敏感地质因素。统计发现, 累产与孔、渗不相关, 与油层厚度和含油饱和度略有正相关性 (表 2)。

由于认识到孔隙度对产能的影响较小, 而含油饱和度影响大, 因此进一步调整并设计了另外 3 个优质油层计算标准, 标准如下:

标准 3: $S_o > 52\%$;

标准 4: $SP < -20\text{mv}$;

标准 5: $S_o > 52\%$, $SP < -14\text{mv}$ 。

对比后, 最终采用标准 3: $S_o > 52\%$ 作为优质油层标准。

根据筛选的敏感地质参数, 油层厚度、优质油层厚度、含油饱和度, 多参数组合, 以获得最大的产能区分度, 同时考虑分类样品数量均衡, 建立了油层分类模型: I 类优质油层厚度 ($S_o > 52\%$) $\times S_o^3 \geq 12.5$; II 类优质油层厚度 $> 23\text{m}$; III 类油层厚度 $\geq 25\text{m}$; IV 类 $12\text{m} \leq \text{油层厚度} < 25\text{m}$; V 类油层厚度 $< 12\text{m}$ 。其地质意义是: 该区影响油井产能的首要因素是油层厚度, 其次是含油性及物性。最好的 I、II 类油层是厚度大、物性好的部分, III 类是厚度大、物性略差的, IV、V 类则是厚度小的部分。

以此模型计算得到的分类参数见表 3。

2 小井距开发潜力评价

小井距试验区预测平均单井累产油 $2.1 \times 10^4\text{t}$, 属于 I、II 类油层占到 85%, 也意味着 I、II 类储量是在目前技术条件下可进行小井距开发的。

估算的 I、II 类储量为 $5486.5 \times 10^4\text{t}$, 占到总储量的 60.4%, 主要位于油藏中部及 256 井断裂上盘的中部。油藏中部 P_{2w_2} 、 P_{2w_4} I、II 类储量分布集中连片, 动静态吻合较好, 为小井距开发的主要部位。位于 256 井断裂上盘中部的 P_{2w_4} 、 P_{2w_5} 也集中发育相对连片的 I、II 类储量, 但由于这些部位三次加密调整井效果差, 分类结果的不确定性大, 需要继续试验; III 类储量单井累产也较高, P_{2w_3} 分布较广, 需要继续开展试验, 这类储量达 $2479.8 \times 10^4\text{t}$, 占到总储量的 27.3%; IV、V 类储量位于油藏边部, 不具备小井距开发的条件, 这类储量 $1117.3 \times 10^4\text{t}$, 仅占总储量的 12.3%。

根据三次加密调整井水淹层测井解释结果可判断老注水井水体分布, 小井距试验区及其北部裂缝发育以东西向为主, 适合小井距开发, 而 256 井

断裂上盘优势方向不明显,东西向排状注水的条件差。

3 结论与认识

(1) 利用核磁共振测井提供的不同孔隙度与生产初期含水率之间的关系,可将目的层储层类型划分为五类。I类储层与II类储层的最高每米采油

指数分布最多,几乎占了所有储层类型中的全部;III类储层的采油指数分布基本小于1 t/d.m;IV~V类储层中的采油指数基本小于0.2 t/d.m;总体来说储层级别越高,采油指数就越高。

(2) 估算I、II类储量为 $5486.5 \times 10^4 \text{t}$,占到总储量的60.4%,主要位于油藏中部及256井断裂上盘的中部。I、II类储量分布区适合小井距开发。

表2 累产分级地质特征参数对比表

累产分级 ($\times 10^4 \text{t}$)	样品数(个)	平均累产 ($\times 10^4 \text{t}$)	平均油层 厚度(m)	平均优质油 层厚度(m)	优质油厚/ 油厚(%)	孔隙度(%)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	含油饱和度 (%)
<0.5	60	0.34	30.7	10.1	0.33	12.2	3.7	46
>2.0	76	2.20	48.2	23.8	0.49	11.2	2.2	52
全部	349	1.47	34.8	21.4	0.61	11.7	2.4	50

表3 油层分类地质特征参数对比表

层块	建模样 品数 (个)	平均累产 油($\times 10^4 \text{t}$)	初产油 (t/d)	平均油 层厚度 (m)	油层总 厚度 (m)	平均优 质油厚 (m)	优质油 层总厚 度(m)	孔隙度 (%)	优质孔 隙度 (%)	含油饱 和度 (%)	优质含 油饱和 度(%)
I类	48	1.99	22.2	67.7	20383	59.8	17989	12.8	13.3	60.2	63.3
II类	66	1.68	20.2	50.6	15627	37.9	11725	12.2	12.6	57.2	59.2
III类	113	1.57	19.3	51.8	24536	11.6	2163	11.2	12.1	43.6	47.3
IV类	76	1.13	16.6	17.7	6748	11.0	2584	11.4	12.2	48.0	52.1
V类	46	0.96	14.6	5.8	3229	4.9	1211	11.5	12.4	45.7	50.6
合计	349	1.47	18.7	34.8	70471	21.4	35653	11.7	12.4	50.0	53.3

参 考 文 献 / References

吕新文, 金萍, 等. 2008. 自然伽马及能谱测井在特低渗巨厚砾岩油藏地层划分与对比中的应用——以二叠系八区下乌尔禾组油藏为例. 石油与天然气学报, 30(2): 471~472.

覃建华, 丁艺, 等. 2009. 克拉玛依油田八区下乌尔禾组油藏小井距开发试验. 新疆石油地质, 30(6): 725~727.

吴虻. 1981. 八区下乌尔禾组储集层孔隙结构特征. 新疆石油地质, 1(003): 65~67.