

# CB油田开发中后期水淹层评价研究

冯雯, 孔红

(中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009)

**摘要:**水淹层是油田注水开发过程中油层发生不同程度水淹, 从而引起储集层物性、电性等变化而形成的。CB油田C3断块位于苏北盆地吴堡低凸起中段, 经过多年开发, 动静矛盾日益显著。根据油田开发初期的研究成果确定的C3断块阜一段原始油层电阻率下限为:  $R_f \geq 5 \Omega \cdot m$ ; 泰一段为:  $R_f \geq 8 \Omega \cdot m$ 。但在开发后期实际生产中, 射孔层电阻率远远高于原始油层的电阻率下限, 且含水率偏高, 说明最初的油层电阻率下限值已不再适用于油田后期射孔层位的优选。针对C3断块存在的动静矛盾问题, 利用C3断块100余口常规井的动、静态资料, 通过对生产、测井等资料的分析研究, 重新确定了C3断块阜一段、泰一段油层电阻率下限, 用于指导开发后期试油层位和射孔厚度的优选, 为老区稳产夯实储量基础。

**关键词:**水淹层; 电阻率下限; 含水率; 苏北盆地

**中图分类号:** TE341 **文献标志码:** A

## Evaluation of water-flooded layers in the middle and late stage of CB Oilfield development

FENG Wen, KONG Hong

(Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

**Abstract:** Water-flooded layers are formed when the oil reservoirs are flooded to different degrees during the process of water-flooded development, which causes changes in the physical and electrical properties of the reservoir, etc. The C3 fault block of CB Oilfield is located in the middle part of Wubao's low bulge in the Subei Basin. After many years of development, the dynamic and static contradiction are becoming more and more obvious. According to the research results in the early stage of oilfield development, the lower limit of original reservoir resistivity in the first member of the Funing Formation of C3 fault block is  $R_f \geq 5 \Omega \cdot m$ . The first member of the Taizhou Formation is  $R_f \geq 8 \Omega \cdot m$ . However, in the late stage of development, the resistivity of the perforated formation is much higher than the lower limit of the original reservoir resistivity, and the water cut is high, indicating that the initial lower limit of the reservoir resistivity is no longer suitable for the optimization of the late perforated formation. Based on dynamic and static data of more than 100 conventional wells in the C3 fault block, and analysis and research of production and logging data, the lower limit of oil reservoir resistivity of the first member of the Funing Formation and the first member of the Taizhou Formation of C3 fault block was re-determined, which can be used to guide the selection of oil test location and perforation thickness in the later stage of development and to solidify the reserve base for the stable production of the old area.

**Key words:** water-flooded layer; electrical lower limit; moisture content; Subei Basin

**引用格式:** 冯雯, 孔红. CB油田开发中后期水淹层评价研究[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(3): 320-324.

FENG Wen, KONG Hong. Evaluation of water-flooded layers in the middle and late stage of CB Oilfield development [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(3): 320-324.

### 1 C3断块地质概况

CB油田C3断块位于苏北盆地吴堡低凸起中段, 地层区域性东南倾, 上倾方向被近北东向的区域性同生大断层(吴1断层)所遮挡, 形成长条形不对称断鼻圈闭。地层自上而下分别为: 第四系东台组、新近系盐城组(盐二段、盐一段)、古近系三垛组(垛二段、垛一段)、阜宁组(阜二段、阜一段)、白垩

系泰州组(泰二段、泰一段)、赤山组。主要含油层系为阜一段、泰一段与赤山组。开展研究的层位是阜一段( $E_{1f1}$ )和泰一段( $K_{2t1}$ )砂岩储层, 具有中孔—

**收稿日期:** 2023-04-04; **改回日期:** 2023-07-10。

**第一作者简介:** 冯雯(1992—), 硕士, 助理工程师, 主要从事开发地质研究工作。Email: fengw\_1.jsyt@sinopec.com。

**基金项目:** 江苏油田分公司科技攻关项目“三个边界精细刻画关键技术研究”(JS22014)。

中渗特点。其中 $E_1f_1$ 油藏为多油水系统的层状油藏; $K_2t_1$ 油藏具有基本统一的油水界面,深度为2 135 m,压力系数在0.9~1.0之间,属于正常压力系统。

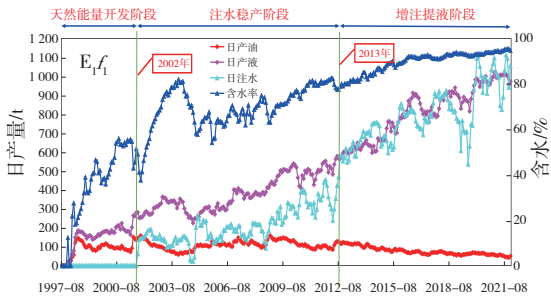
2 C3断块水淹程度动态评价

水淹层的识别是测井解释和地质基础研究中遇到的难题之一,也是影响油田开发的主要因素。国内外各大油田对水淹层进行过大量的研究,积累了丰富的经验,同时也取得了显著的经济效益。但是由于油层水淹情况的千差万别,测井评价方法具有明显的地域性、实践性和经验性,目前还无法对水淹层进行一个定性定量的解释。

2.1 水淹层水淹级别划分

含水率( $F_w$ )是确定水淹程度的最直接参数,依据CB油田实际生产的含水率划分为以下5个水淹级别(见表1):

表1 CB油田水淹级别划分标准	
水淹级别	含水率/%
油层	$F_w \leq 10\%$
弱水淹层	$10\% < F_w \leq 40\%$
中水淹层	$40\% < F_w \leq 60\%$
较强水淹层	$60\% < F_w \leq 80\%$
强水淹层	$F_w > 80\%$



通过建立电阻率和含水率之间的关系,可以实现研究区水淹层定量评价的目的。

2.2 选取数据的原则

CB油田自1997年投入开发,历史较长,数据资料较为丰富,但是随着油田的深度开发,储层的含油性和电性不断发生变化,部分数据不再具有代表性。为了提高图版精度,选择性利用数据,剔除不能利用的数据,数据优选的条件为:

- (1)分层系。分 $E_1f_1$ 和 $K_2t_1$ 两层系。
- (2)单采层。能真实反映每个层的实际生产能力。
- (3)投产时间距完钻时间较近。距离完钻时间越长,含油性变化越大。
- (4)投产后具有稳定的生产初期。初始投产含井筒水,不代表储层真实的含水率。
- (5)水平井未利用。由于水平井射孔厚度大,其生产特征不具代表性。
- (6)C3-29块生产数据单独分析。

2.3 水淹层评价

C3断块 $E_1f_1$ 和 $K_2t_1$ 分属于两个独立的油藏,其油藏特征和注入水性质、注入量差别较大,按照注水时间及注水量分层系划分为天然能量开发、注水稳产、增注提液三个阶段(见图1)。

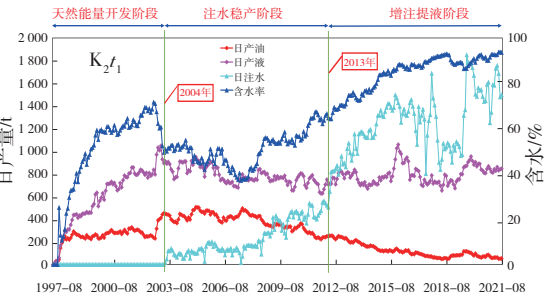


图1 C3断块 $E_1f_1$ 、 $K_2t_1$ 开发历程划分

2.3.1  $K_2t_1$ 水淹层评价

C3断块 $K_2t_1$ 单采层生产数据按开发阶段分为三类(见图2),1997-2004年天然能量开发阶段,单采层共13井次;2005-2013年注水稳产阶段,单采层共8井次;2014-2021年增注提液阶段,单采层共7井次。从图2中可以看出,随着开发的深入、注入水的增加,油层电阻率下限值不断增大,相关公式的斜率值也在不断增大。天然能量开发阶段的油层电阻率不低于 $8 \Omega \cdot m$ ;注水稳产阶段的油层电阻率不低于 $35 \Omega \cdot m$ ;增注提液阶段的油层电阻率不低于 $60 \Omega \cdot m$ 。由此可见开发后期的油层电阻率远远

大于开发初期的油层电阻率。

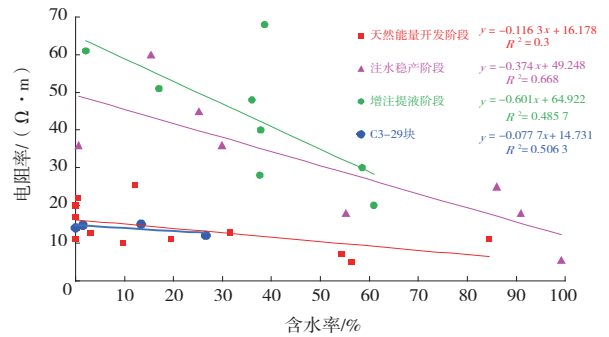


图2 C3断块 $K_2t_1$ 不同开发阶段电阻率与含水率关系  
C3-29块位于C3断块西侧,2020年在 $K_2t_1$ 完钻

4口新井,虽然完钻时间较晚,但是该块与C3断块有小断层分隔,所以单独列为一类。其生产特征与C3断块 $K_2t_1$ 早期生产特征基本一致,说明C3断块注水对其基本没有影响,小断层对油藏起封挡作用。

### 2.3.2 $E_{1f_1}$ 水淹层评价

C3断块 $E_{1f_1}$ 属于薄互层储层,砂体较薄,大多数井跨砂体、跨砂层组合采,符合条件的数据较少。

$E_{1f_1}$ 单采层仅5井次。针对该情况对 $E_{1f_1}$ 采取以下对策:1)尽量采用砂层组内合采层;2)电阻率最大值取合采砂体中最大值;3)电阻率平均值采用厚度加权。如C3-6井1998年投产阜一段第四砂层组( $E_{1f_1}^4$ )47~52号层共6个小层(见图3),射孔厚度1.4~7.2 m,累计射孔厚度20.8 m;电阻率5.2~25  $\Omega \cdot m$ ,取最大值25  $\Omega \cdot m$ 。

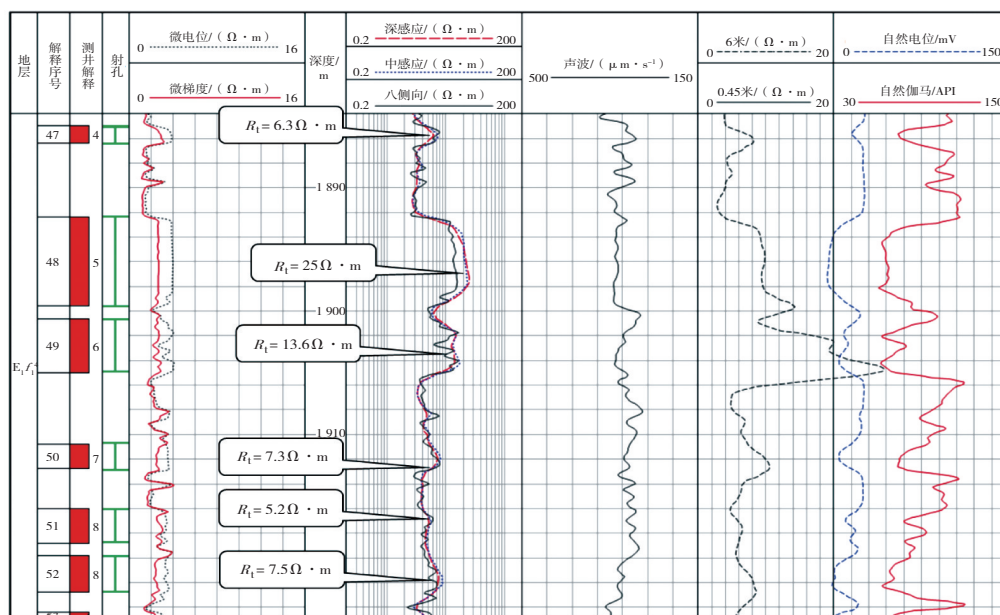


图3 C3-6井 $E_{1f_1}^4$ 测井曲线

根据生产数据统计结果,将C3断块 $E_{1f_1}$ 符合条件的井分为三类(见图4),1997–2001年天然能量开发阶段,单采层共15井次;2003–2013年注水稳产阶段,单采层共21井次;2014–2021年增注提液阶段,单采层共7井次。从图4中可以看出,随着开发的深入、注水的增加,油层电阻率下限值逐步增大。天然能量开发阶段的油层电阻率不低于8  $\Omega \cdot m$ ;注水稳产阶段的油层电阻率不低于11  $\Omega \cdot m$ ;增注提液阶段基本没有油层存在,油藏整体处于强水淹状态。据此分析,电阻率和含水率变化趋势规律性较差,可能因为 $E_{1f_1}$ 大多为合采,数据代表性差。

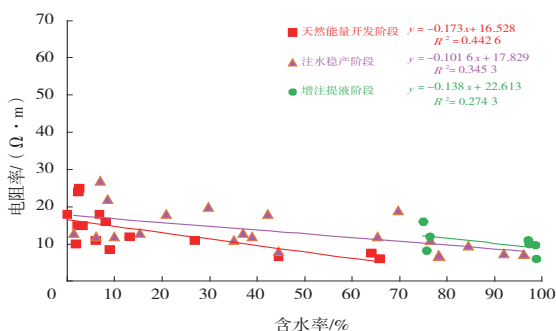


图4 C3断块 $E_{1f_1}$ 不同开发阶段电阻率与含水率关系

### 2.3.3 $E_{1f_1}$ 、 $K_2t_1$ 水淹特征比较

C3断块 $E_{1f_1}$ 和 $K_2t_1$ 水淹特征相同的是天然能量开发阶段生产层电阻率分布范围两者相近,且含水率均低于70%。不同的特征表现为:① $E_{1f_1}$ 从原始状态到强水淹,生产层电阻率范围变化不大; $K_2t_1$ 生产层电阻率分布呈现逐步升高的趋势;②增注提液阶段 $K_2t_1$ 局部剩余油富集,投产优质储层仍然有高收益,但由于 $K_2t_1$ 剩余油呈点状分布,含水上升较快;而 $E_{1f_1}$ 普遍水淹程度高,生产层含水率高。

### 2.4 注入水对产层电阻率变化的影响

水淹层的水淹程度受地层的岩性、物性、沉积、构造、原油性质、地层压力、注入水性质、注入量等因素影响,岩石电阻率随含水饱和度的增加而变化缓慢,若注入水矿化度和岩石孔隙水的矿化度差别较大,则注入水的作用远远大于岩石自身电阻率的作用。注水开发后,若不考虑流体和岩石骨架的弹性变化影响,可以认为影响地层水电阻率的主要因素是地层水的矿化度。

根据CB油田原始地层水分析资料,C3断块地层水性质为高盐地层水。2007–2019年注入水矿

化度分布范围在 20 000 ~ 30 000 mg/L 之间,随着开发的深入,注入水矿化度整体呈现下降的趋势(见图 5)。

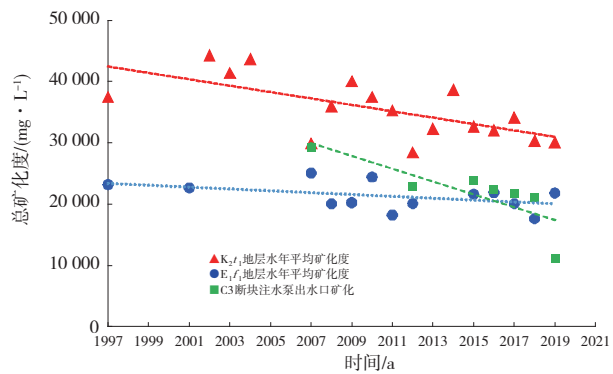


图5 C3断块 $E_1f_1$ 、 $K_2t_1$ 历年地层水、注入水矿化度分布

注水开发过程中如果注入水的矿化度和原始地层水矿化度有较大差别,受注入水的影响,其地层水的性质变化较大(见图 5)。 $K_2t_1$ 地层水矿化度年平均值在 28 000 ~ 45 000 mg/L 之间,远远高于注入水矿化度; $E_1f_1$ 地层水矿化度年度平均值在 18 000 ~ 25 000 mg/L 之间,早期注入水高于原始地层水矿化度,中后期两者基本接近,后期注入水低于地层水矿化度,两者整体均呈下降趋势。

$K_2t_1$ 在注水初期,弱水洗情况下,低矿化度注入水的影响大于含油饱和度降低的影响,从而导致电阻升高;强水洗情况下,含油饱和度降低的影响大于低矿化度注入水的影响,从而导致电阻率降低。总之,不同的水洗程度,电阻率变化较大。

$E_1f_1$ 在弱水洗情况下,注入水的影响对电阻率

影响不大;强水洗情况下,含油饱和度的降低大于注入水的影响,从而导致整体电阻率降低。总之, $E_1f_1$ 在不同的水洗程度,电阻率变化较小。

3 成果应用

3.1 确定不同开发阶段的油层电阻率下限

根据以上研究成果,确定了 C3 断块  $E_1f_1$  和  $K_2t_1$  不同开发阶段的油层电阻率下限(见表 2)。 $K_2t_1$  早期油层电阻率下限为 8  $\Omega\cdot m$ ,中期油层电阻率下限为 35  $\Omega\cdot m$ ,后期油层电阻率下限为 60  $\Omega\cdot m$ ; $E_1f_1$  早期油层电阻率下限为 8  $\Omega\cdot m$ ,中期油层电阻率下限为 12  $\Omega\cdot m$ 。

表2 C3断块不同开发阶段油层电性下限

层位	储层性质	$R_t/(\Omega\cdot m)$		
		早期	中期	后期
$E_1f_1$	油层	$\geq 8$	$\geq 12$	
$K_2t_1$	油层	$\geq 8$	$\geq 35$	$\geq 60$

3.2 寻找优质高产层,优选射孔层位

在高含水率情况下,高液量也能带来高收益。图 6 中  $K_2t_1$  红色区域部分为优质高效产量区域;蓝色区域为高含水区域。当含水率高于 60%,在物性较好且液量充足的情况下,大量增注提液能获得较好的收益。 $E_1f_1$  经过多年的开发含水率均大于 70%,开发后期的钻井未发现优质高效产量区域,均处于高含水阶段,图中蓝色区域可作为高含水期大量增注提液的后备有利区域。

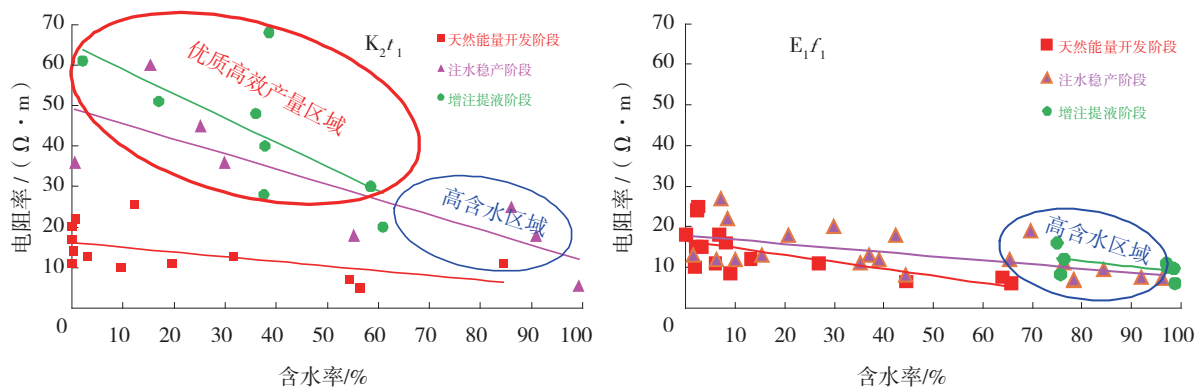


图6 C3断块 $K_2t_1$ 、 $E_1f_1$ 不同开发阶段最大电阻率与含水率关系

根据水淹层评价结果,在 C3 断块实施了 C3-133 井,2020 年 1 月投产 19 号层,砂层厚度 12.5 m,射孔厚度 4.5 m,电阻率 68  $\Omega\cdot m$ ,声波时差 285  $\mu s/m$

(见图 7)。投产初期日产油 14.4 t,日产液 23.4 t,含水率 38.6%,累计产油 1 962 t,属于优质高效产层。

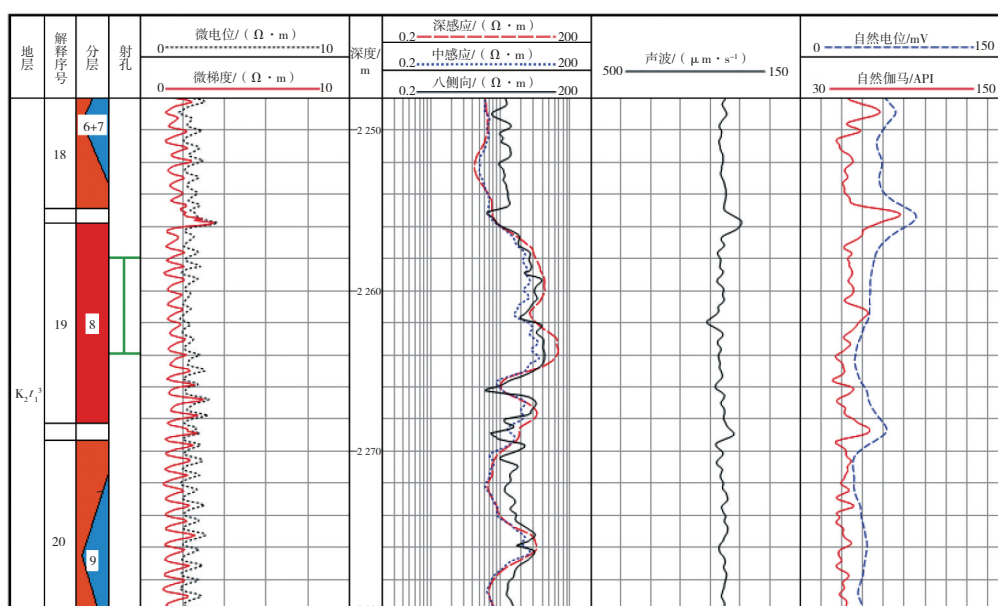


图7 C3-133井测井曲线

## 4 结论

(1)开发后期,取心井少,水驱油实验数据少,难以得到新的岩电参数来建立高含水期的阿尔齐公式,而测井、生产资料则相对容易取得。

(2)岩石电阻率随含水饱和度的增加而变化缓慢,若注入水矿化度和岩石孔隙水矿化度差别较大,注入水的作用远远大于岩石电阻率的作用。注入水矿化度与原始地层水矿化度差别越大,对电阻率的影响越明显。

(3)生产层的含水率不仅和电阻率相关,还和射孔层位、厚度、储层物性、上下隔夹层发育程度等多个因素有关,这些影响因素均会造成产能的差异。

(4)针对实际地质情况,对比测井电阻率资料,结合本井、邻井的生产情况,可有效判断储层水淹程度、寻找剩余油。

(5)通过对含水率和电阻率之间的统计分析,

建立不同开发阶段含水率与电阻率之间的关系,达到对新井水淹程度的动态定量评价,并将其应用于生产,指导试油层位、射孔厚度的优选,为增产挖潜提供大量可靠的基础数据和地质依据。

### 参考文献:

- [1] 杨景强,马宏宇,刘如红,等. 对水淹层测井评价中几个问题的认识[J]. 测井技术,2009,33(6):511-516.
- [2] 王正. 吴堡断裂带构造特征及其与油气的关系[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2009.
- [3] 黄飞. 陈3断块地质建模研究及应用[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2017.
- [4] 田素月. 利用双自然电位测井研究水淹层测井解释[J]. 断块油气田,2002,9(3):84-85.
- [5] 段国豪,周吉春,潘静文. 塔河油田TK7226井区河道砂岩性油藏滚动开发实践及认识[J]. 石油天然气学报,2014,36(4):131-134.
- [6] 丁圣,周志峰. 基于改进型阿奇公式法定量评价水淹层[J]. 断块油气田,2016,23(5):599-602.

(编辑 卞 炜)