

涠洲 11-1 油田角尾组低阻油藏 成因机理及测井评价方法

杨 勇,林承焰,祝 鹏

(中国石油大学地球科学与技术学院,青岛 266590)

摘 要:涠洲 11-1 油田角尾组二段油层普遍具有低电阻率特征,在复杂的地质条件下使得低阻油层与水层的识别难度增大,为此,利用岩心分析化验、录井、测井、构造及试油等资料,从宏观和微观地质因素入手,对该区低阻油层成因机制进行了系统深入的剖析。结果表明,角尾组低阻油层的主要宏观地质成因是构造和沉积特征,它们共同为涠洲 11-1 地区低阻油层的形成和分布创造了条件;微观低阻成因是在水动力条件较弱的滨海沉积环境下发育的岩性粒度细、泥质含量高、黏土矿物附加导电性以及低幅度构造背景下的高束缚水饱和度所致。在此基础上,结合成因提出了改进后的自然伽马相对值与视地层水电阻率的交会图、改进后的自然电位相对值与深感应电阻率的交会图以及束缚水饱和度—视地层水电阻率的交会图来综合识别低阻油层,结果表明,该方法显著提高了低阻油层的识别能力,展示出良好的应用前景。

关键词:低阻油层;成因机理;测井评价;低幅背斜

中图分类号:TE311⁺.2

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2016.04009

近年来,随着油气勘探开发工作的不断深入,无论在勘探程度较高或较低区块都发现了低阻油层,表明低阻油层的分布比较广泛,增加储量的潜力很大,逐渐成为油田增储上产的重要途径^[1]。根据油气层电阻率变化的一般规律和油气层测井评价方法,结合国内主要油田低阻油层的特点,将低阻油层分为绝对低阻和相对低阻 2 类。绝对低阻是油层电阻率绝对值低^[2];而相对低阻是油层电阻率数值不低,但油水层电性差别较小,电阻率增大系数 <2 或 $3^{[3-7]}$ 。无论是哪种类型的低阻油层,常规测井解释方法的识别精度都不高,尤其是对于绝对低阻油层的识别,其电阻率数值等于甚

至小于水层电阻率数值,用常规的电阻率曲线无法识别,所以识别难度要大于相对低阻油层的识别。因此,本文重点研究绝对低阻油层,建立新的识别方法,提高识别精度。

1 区域地质概况

涠洲 11-1 油田位于北部湾盆地中部坳陷北部的涠西南凹陷的中部,为近 EW 向的低幅背斜,地层倾角很小($1^{\circ}\sim 3^{\circ}$),总体平缓(图 1)。研究区低阻油气主要储藏在角尾组二段 1 油层组内,该区角二段处于坳陷湖盆扩张阶段,盆地因热沉降导致大规模海侵^[8],沉积了一套以滨海相临滨亚相为主的砂泥岩地层,其主要的沉积微相为浅滩、临滨砂坝主体、临滨砂坝侧缘、裂流沟槽。

研究区由于构造平缓,含油幅度比较小,含油高度为 31.3~34.5 m,边水体积大、油水过渡带

收稿日期:2015-12-03

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05009-003)

作者简介:杨 勇(1990—),男,在读硕士,主要从事油气藏开发地质研究工作。E-mail:alfred0080@163.com

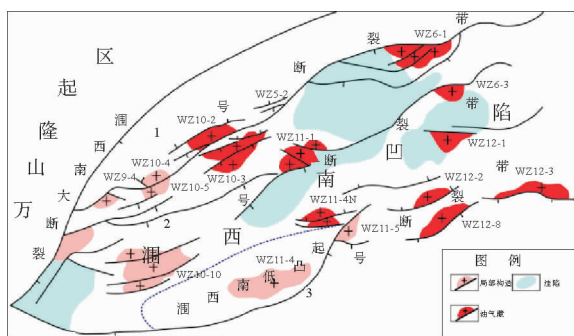


图 1 研究区位置

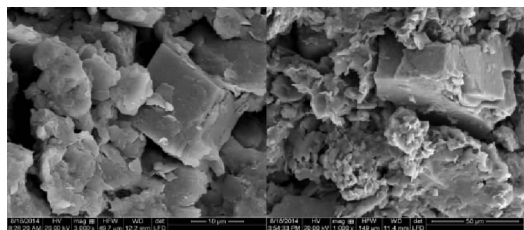
Fig. 1 Location of study area

宽,导致油气运移进入圈闭需要克服较大的毛细管阻力,因此,低幅度油藏的毛管压力和含油饱和度都较低,油水分异差,低阻油层广泛分布。从粒度概率累积曲线特征来看,具典型的滨海沉积特点,粒度概率曲线以高截点两段式为主,由跳跃和悬浮次总体组成,斜率高,反映了浅滩上的水动力环境比较弱,受沉积相带控制,储层岩性主要以细、粉砂岩为主,泥质含量高,而且随深度增加。储层在压实作用下导致孔渗下降,造成微孔隙发育和束缚水含量增加,为形成低阻油层创造有利条件。

2 微观低阻成因机理

2.1 黏土矿物附加导电性

据涪洲 11-1-A20P1 样品扫描电镜资料显示,黏土矿物以伊/蒙混层为主,含量可达 40.25%,其次是伊利石,为 26.12%,蒙脱石为 19.23%,它们常呈叶片状、不规则状(图 2)包裹在颗粒表面,



(a) 粒间孔隙充填石英 Q、铁白云石 Ak、片状伊利石 I, 石英有溶蚀现象(WZ11-1-A20P1 井, 1 059.37 m); (b) 粒间孔隙充填石英 Q、似团粒状石膏 G、片状伊蒙混层 I/S, 石英有溶蚀现象(WZ11-1-A20P1 井, 1 068.76 m)

图 2 扫描电镜显微照片

Fig. 2 SEM micrograph

层间游离态的阳离子在黏土矿物表面相继交换吸附形成电流。因为黏土矿物中以蒙脱石、伊蒙混层矿物以及伊利石的附加导电作用最为显著,阳离子交换量数值在 5.81~7.12 mmol/100 g 间,平均值为 6.23 mmol/100 g,所以当吸附阳离子的数量,即岩石表面的阳离子交换容量较大时,吸附阳离子的附加导电作用非常显著,可以使油层电阻率明显降低,甚至形成低阻油层^[9-12]。

2.2 泥质含量高

根据涪洲 11-1-A20P1 密闭取心井的粒度分析资料统计可知,角二段低阻油层的泥质含量主要分布在 15%~20%之间,而高阻油层对应的泥质含量均值在 5%左右,因为泥质含量高会导致岩石内比面的增大,薄膜滞水增多,含水饱和度增加,使油层电阻率降低,所以泥质含量高是造成低阻的一个成因。

2.3 颗粒粒度细

根据取心井的粒度分析资料统计得出,低阻油层的粒度中值主要分布在<0.031 的范围;然而,高阻层并没有粒度分析资料,但是从测井曲线上可看出,粒度中值(Md)与自然伽马(GR)和密度(DEN)有较好的测井响应,所以采用多元回归分析建立 Md 与 GR 和 DEN 的关系式:

$$Md = 0.000127GR - 0.0551DEN + 0.1449$$

$$R^2 = 0.756;$$

用此关系式计算的高阻油层的粒度中值集中分布在 0.0625 mm,而低阻油层的粒度中值以<0.031 mm 为主。

由粒度累积概率曲线图(图 3)可看出,低阻储层粒度细,泥质含量高,以高截点两段式为主,因为储层粒度越细,颗粒的比表面积越大,导致颗粒与水的接触面积增大,吸附水含量增加,造成油层电阻率降低,而且细粒砂岩储层抗压实能力弱,导致储层微毛管孔隙比较发育,毛细管束缚水含量增加,造成油层电阻率降低,所以易发育低阻油层^[13]。

2.4 束缚水饱和度高

2.4.1 半定量分析束缚水饱和度

根据涪洲 11-1-A20P1 井的岩心核磁共振 T2

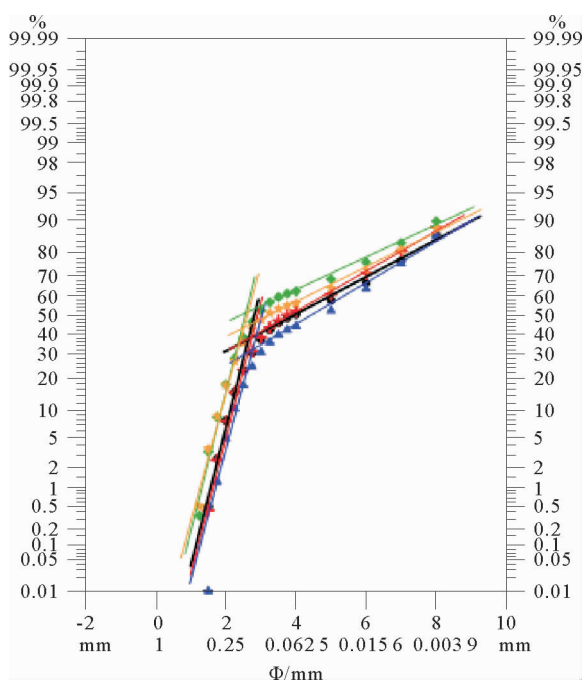


图3 WZ11-1-A20P1 井粒度累积概率曲线图

Fig. 3 WZ11-1-A20P1 well grain size cumulative probability curves

谱,即通过测量地层中氢核的横向弛豫特征 T_2 提取反映岩石中流体特性的束缚水饱和度等信息^[14],利用 T_2 谱分布的 $T_{2\text{cutoff}}$ 值,根据面积比值法可以得出低阻油层的束缚水饱和度(图4)。

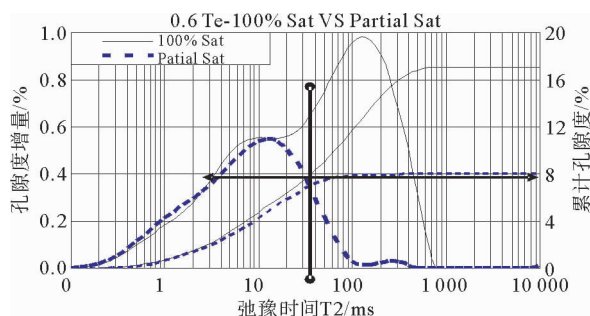


图4 $T_e=0.6$ ms 回波间隔饱和水和驱替后部分饱和水的 T_2 谱

Fig. 4 $T_e = 0.6$ ms echo T_2 spectrum of saturated water after it is displaced

2.4.2 定量解释束缚水饱和度

据取心井岩心核磁实验数据得知,低阻层实验得到的束缚水饱和度在 35%~40%,而高阻层虽然没有实验分析的束缚水饱和度数据,但是束缚水饱和度与储层的泥质含量和反应孔隙结构的

参数(渗透率与孔隙度的比值)相关性较好,因此,采用上述 2 个敏感参数建立束缚水饱和度的测井解释公式。由模型计算的束缚水饱和度为 15%~20%,故低阻油层的束缚水饱和度小于高阻储层的,而由本工区相渗曲线可知地层是亲水的,因此,细粒岩石可以吸附大量地层水而使其成为束缚水。由感应测井的原理可知^[15],储层各导电部分可近似视为并联关系,束缚水含量增加,必然会使储层整体的电阻率降低,而形成低阻油层。

3 低阻油层识别方法

本工区油层电阻率最低可达到 $1.4 \Omega \cdot m$,相近于水层的电阻率,甚至小于水层电阻率,应用深电阻率—声波交会图已经无法识别低阻油层和水层,这种情况下,应从形成低阻的成因入手,找到能够识别低阻油层的方法。

3.1 改进后的自然电位相对值来识别低阻油层

纯水层的自然电位相对值要大于纯油层的自然电位相对值,又由于低阻层颗粒粒度细,岩性为泥质粉砂岩,而高阻层主要是含水层,其岩性主要为细砂岩,所以采用改进后的自然电位相对值与冲洗带电阻率相对值的比值与深阵列感应电阻率 $\Delta SP/\Delta R_{xo}$ 与 M2RX 识别低阻油层,常规的自然电位(SP)识别方法是根据纯水层自然电位幅度差大于油层的 SP 幅度差,但是在绝对低阻油层中, SP 相对值略小于水层,区分不明显,所以本工区用 $\Delta SP/\Delta R_{xo}$ 的方式来增大水层自然电位相对值与低阻油层自然电位相对值的差别,来更准确地区分低阻油层与水层。

$$\Delta R_{xo} = R_{xo\text{测量}}/R_{xo\text{水层}}$$

式中: $R_{xo\text{测量}}$ 为测量冲洗带电阻率, $\Omega \cdot m$;

$R_{xo\text{水层}}$ 为水层冲洗带电阻率, $\Omega \cdot m$ 。

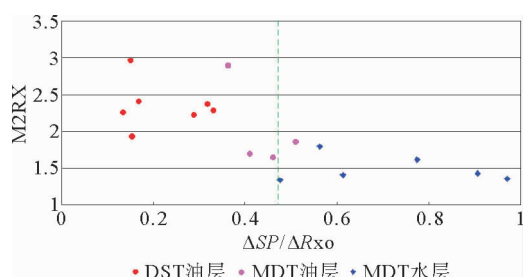
$$\Delta SP = (SP_{\text{测量}} - SP_{\text{泥岩}})/(SP_{\text{水层}} - SP_{\text{泥岩}})$$

式中: $SP_{\text{测量}}$ 为测得的自然电位相对值, mV;

$SP_{\text{水层}}$ 为自然电位水层基线值, mV;

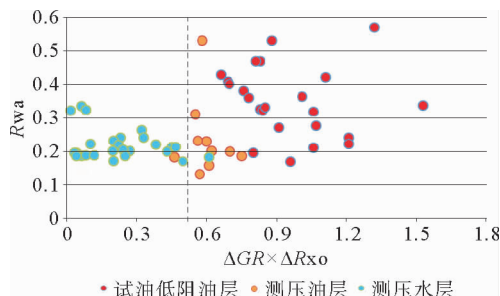
$SP_{\text{泥岩}}$ 为自然电位泥岩基线值, mV

用 $\Delta SP/\Delta R_{xo}$ 和 M2RX 做交会图,可以较好地识别低阻油层和水层,得到如下结果: $\Delta SP/\Delta R_{xo} < 0.45$, 为低阻油层; $\Delta SP/\Delta R_{xo} > 0.45$, 为水层(图 5)。

图 5 $\Delta SP/\Delta R_{xo}$ 和 M2RX 关系Fig. 5 The $\Delta SP/\Delta R_{xo}$ and M2RX diagram

3.2 用改进后的自然伽马相对值识别低阻油层

因为低阻油层成因中受泥质含量影响,低阻油层和水层赋存在不同的岩性当中,低阻油层主要发育在泥质粉砂岩,而水层主要在细砂岩里,所以可以用自然伽马与视地层水电阻率(R_{wa})区分低阻油层和水层,但区分效果不是特别明显,所以采用自然伽马相对值与冲洗带电阻率相对值的乘积($\Delta GR \times \Delta R_{xo}$),放大两者自然伽马相对值的数值来区分低阻油层和水层(图 6)。建立的标准为 $\Delta GR \times \Delta R_{xo} < 0.55$ 为水层; $\Delta GR \times \Delta R_{xo} > 0.55$ 为低阻油层。

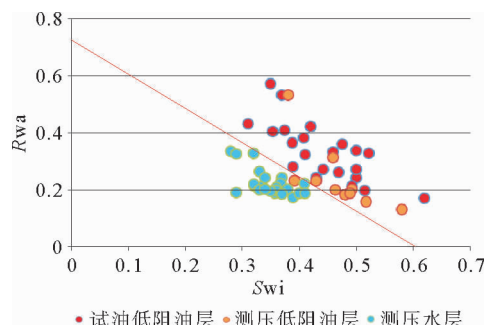
图 6 $\Delta GR \times \Delta R_{xo}$ 和 R_{wa} 关系Fig. 6 The $\Delta GR \times \Delta R_{xo}$ versus R_{wa} diagram

3.3 利用束缚水饱和度与视地层水电阻率交会图

从低阻成因中分析可得到,由于岩性不同、泥质含量不同导致束缚水饱和度(S_{wi})在高阻和低阻中存在明显差异,以此来识别低阻油层,建立识别低阻油层的图版,如果点落在斜线以下部分,则为水层,落在斜线以上部分为低阻油层(图 7)。

低阻油层的成因较为复杂,只有通过综合上

述 3 种方法,确定低阻油层特征参数的范围,才能提高低阻油层识别和评价的精度和效率。

图 7 S_{wi} 和 R_{wa} 关系Fig. 7 The S_{wi} versus R_{wa} diagram

4 结论

(1) 根据实验分析和测井资料发现涪洲地区低阻油层发育众多,资源量大,成因机制复杂,识别难度大,研究区角二段低阻油层产生的主要因素有 4 种:①黏土矿物含量较多,阳离子交换量较大,其附加导电作用非常明显,引起低阻;②岩石粒度小,使得粒间孔隙相应更为复杂,颗粒的比表面积越大,导致颗粒与水的接触面积增大,吸附水含量增加,从而产生高的束缚水,使储集层电阻率呈现出低值;③本地区束缚水饱和度高是因为低幅背斜背景下岩石颗粒细、泥质含量高引起的,束缚水饱和度高易形成低阻油层;④泥质含量高,岩石内比面的增大,薄膜滞水增多,含水饱和度增加,使油层电阻率降低。

(2) 基于上述低阻成因的研究,得到适合于涪洲 11-1 油区的低阻油层识别方法和标准:① $\Delta SP/\Delta R_{xo} < 0.45$ 为低阻油层; $\Delta SP/\Delta R_{xo} > 0.45$ 为水层;② $\Delta GR \times \Delta R_{xo} < 0.55$ 为水层; $\Delta GR \times \Delta R_{xo} > 0.55$ 为低阻油层;③束缚水饱和度与视地层水电阻率交会图。综合上述 3 种方法,确定低阻油层特征参数的范围,并为其他具相似特征区域的低阻油层研究提供参考。

参考文献:

- [1] 赵留运,陈清华,刘 强.低电阻率油层研究现状[J].油气地质与采收率,2007,14(1):22-25.

- [2] 于红岩,李洪奇,郭兵,等.基于成因机理低阻油层精细评价方法[J].吉林大学学报:地球科学版,2012,42(2):335-343.
- [3] 程相志,范宜仁,周灿灿.淡水储层中低阻油气层识别技术[J].地质前缘,2008,15(1):146-153.
- [4] 徐向阳.新疆塔北低阻油气层录井识别方法[J].海洋地质动态,2009,25(5):33-36.
- [5] 王艳,陈清华.苏北盆地低阻油层的成因及识别[J].断块油气田,2009,16(1):31-33.
- [6] 雍世和,洪有密.测井资料综合解释与数字处理[M].北京:石油工业出版社,1982.
- [7] 邵春华.吐哈油田稠油层低阻成因分析及测井识别方法[J].吐哈油气,2006,11(4):373-375.
- [8] 赵军,洪庆玉,董伟良.北部湾涠西南凹陷物源方向及古地理景观分析[J].石油勘探与开发,2001,28(5):25-30.
- [9] 何胜林,陈嵘,高楚桥,等.乐东气田非烃类气层的测井识别[J].天然气工业,2013,33(11):22-27.
- [10] 李山生,赵辉.利用弹性参数识别气、水层[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(3):83-88.
- [11] 程相志,范宜仁,周灿灿.淡水储层中低阻油气层识别技术[J].地质前缘,2008,15(1):146-152.
- [12] 罗水亮,许辉群,刘洪,等.柴达木盆地台南气田低阻气藏成因机理及测井评价[J].天然气工业,2014,34(7):41-45.
- [13] 单祥,季汉成,刘计国,等.尼日尔 Agadem 区块古近系 Sokor1 组低阻油层成因[J].东北石油大学学报,2014,38(2):27-34.
- [14] 左银卿,郝以岭,安霞,等.高束缚水饱和度低阻油层测井解释技术[J].西南石油学院学报,2000,22(2):27-31.
- [15] 杨娇,陆嫣,刘伟新,等.珠江口盆地 W 油田低阻油层特殊成因机理[J].中国海上油气,2014,26(4):41-45.

FORMING MECHANISM OF LOW RESISTANCE RESERVOIR IN JIAOWEI FORMATION OF WEIZHOU11-1 OILFIELD AND ITS LOGGING EVALUATION

YANG Yong, LIN Chengyan, ZHU Peng

(School of Geosciences, China University of Petroleum(Huadong), Qingdao 266590, China)

Abstract: Low resistivity oil reservoirs are common in some oil fields. Due to their complex forming mechanism, it is difficult to identify or separate them from water reservoirs in well logging curves. They are often ignored or misinterpreted. Therefore, it is of great significance to make in-depth study of the formation mechanism of low resistance oil reservoirs so as to select effective methods to identify them in later period for increase in oil reserve and production. Through a comprehensive analysis of research findings, it is found that tectonic and sedimentary characteristics control the formation and distribution of low resistance oil layers in the Weizhou 11-1 oil field from a macroscopic point of view. In terms of microscopic aspects, they are controlled by bound water, lithology, content of clay minerals and specific conductive minerals and other factors. Upon the basis of integrated study, we adopted a variety of methods to identify the low resistance reservoirs, such as, using the relationship between the improved relative gamma values and apparent formation water resistivity, the diagram of improved sp relative versus deep induction resistivity, and the cross plot of irreducible water saturation against apparent formation water resistivity and movable water analysis. The methods are proved effective in improvement of identification of low resistivity reservoirs.

Key words: low resistance reservoir; forming mechanism; logging evaluation; low-amplitude anticline