

# 毛细管压力及相渗曲线在油水分布预测中的应用

李振鹏, 欧银华, 刘建国, 刘洪洲, 李金蔓

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

**摘要:**运用毛细管压力及相对渗透率曲线资料,从微观孔喉结构角度将歧口凹陷歧南断阶带明化镇组下段储层分为两类,并结合岩心、测井及地震资料总结得到了两类储层的沉积相、测井相及地震相特征。在此基础上,根据相对渗透率曲线读取了两类储层纯油区及油水过渡带含水饱和度的界限值,并利用平均毛细管压力曲线求得地层条件下两类储层相应饱和度位置处毛细管压力值。在成藏动力学理论指导下,依据毛细管压力与浮力平衡原理得到两类储层的纯油区与过渡带闭合高度下限,结合储层顶面构造图最终实现了油水层分布预测。

**关键词:**油水分布 毛细管压力曲线 相对渗透率曲线 明化镇组下段 歧南断阶带

中图分类号:TE122

文献标志码:A

## Capillary pressure and relative permeability curves for predicating oil – water distribution

LI Zhenpeng, OU Yinhua, LIU Jianguo, LIU Hongzhou, LI Jinman

(CNOOC Tianjin Branch, Tianjin 300459, China)

**Abstract:** Using the curves of mercury – injection and relative permeability, the reservoirs of lower Minghuazhen Formation in Qinan step – fault zone of Qikou Sag were classified into two types based on the pore – throat structure. The characteristics of sedimentary, logging and seism facies of two types of reservoir were summarized by using the data of core, well logging and seism. The threshold value of water saturation in the pure oil and oil – water transition zones can be read according to the relative permeability curves of the two types of reservoir, and the capillary pressure value of the corresponding saturation position can be further obtained by using the curves of average capillary pressure. Based on the reservoir forming dynamics theory, the thickness of pure oil and oil – water transition zones of the two type reservoirs was finally obtained according to the balance principle between the capillary force and the buoyancy force. Combined with the reservoir top structure maps, the oil – water distribution can be identified.

**Key words:** oil – water distribution; capillary pressure curve; relative permeability curve; lower Minghuazhen Formation; Qinan step – fault zone

依据油层的电性特征,可将低阻油层分为两类<sup>[1-2]</sup>:①绝对低电阻率油层,该类油层电阻率绝对值较低,多低于 $5\ \Omega\cdot\text{m}$ ;②相对低电阻率油层,该类油层电阻率绝对值较高,多在 $5\ \Omega\cdot\text{m}$ 以上,但与水层电阻率值之间差别不明显。前人对低阻油层的成因机理做过大量研究<sup>[3-5]</sup>,主要包括8个方面:①黏土矿物附加导电性;②低幅构造发育;③复杂孔隙结构;④砂泥岩薄互层;⑤淡水水侵;⑥钻井液侵入;⑦导电矿物发育;⑧油品性质变化。针对不同成因类型的低阻油层建立了相应的识别方法并取得了一定效果<sup>[6-7]</sup>,主要包括双水模型法、地层测试法、深侧

向电阻率与声波时差法、自然电位差异法、核磁共振测井法及灰色综合评判法等。然而目前对低阻油层的研究尚有以下不足:①多限于对低阻油层某一项成因机理及相应识别方法的研究,无法准确全面地识别区域内发育的低阻油层;②部分识别方法虽然

收稿日期:2018-08-27;改回日期:2018-12-03。

第一作者简介:李振鹏(1986—),硕士,工程师,现从事沉积储层及油气开发研究工作。E-mail: lizhp11@cnooc.com.cn。

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(编号:2016ZX05058001)。

识别精度较高,但作业成本高、周期长,无法大规模推广应用。

歧南断阶带新近系明化镇组下段地层平缓,油藏成藏动力较弱,区域内发育大量绝对低电阻率油层<sup>[8]</sup>,油层电阻率多在  $3 \sim 6 \Omega \cdot \text{m}$  之间,与水层相比差别不大。受上述因素影响,利用常规电测曲线识别低阻油层难度较大,在实际解释工作中极易与水层混淆,导致错射、漏射油层现象的发生。本文通过综合分析研究区内毛细管压力及相对渗透率曲线,利用孔隙结构特征对研究区储层类型进行了划分,并结合岩心、测井及地震资料总结得到了各类储层的沉积相、测井相及地震相特征。在此基础上参考成藏动力学理论,利用毛细管压力及相对渗透率曲线数据确定了不同储层类型的纯油区闭合高度下限,参考储层顶面构造图对研究区范围内的圈闭含油气性及油水分布进行了评价和预测,经济有效地指导了区域内油田的勘探开发工作。

## 1 区域概况

歧南断阶带位于渤海西部海域,在构造位置上位于渤海湾盆地黄骅坳陷歧口凹陷的南侧,是埕子口凸起向歧口凹陷过渡的斜坡-断阶构造带<sup>[9-11]</sup>(图1),自上而下发育的地层包括第四系平原组,新近系明化镇组、馆陶组及古近系东营组、沙河街组,其中新近系明化镇组下段(以下简称明下段)为研究区内主力含油层位之一,其内部发育大量低阻油层。

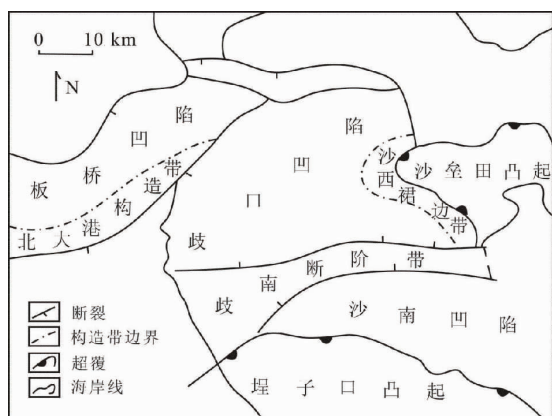


图1 歧南断阶带构造位置

研究区明下段沉积时期主要发育曲流河相沉积,纵向上砂泥岩互层频繁,砂岩厚度较薄,平均厚度为  $7.1 \text{ m}$ ,岩性多为灰绿色中细砂岩,储层成分成熟度较低,以长石岩屑及岩屑长石砂岩为主;储层平均孔隙度为  $32\%$ ,平均渗透率为  $1297 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于特高孔特高渗储层。

## 2 储层类型划分

### 2.1 储层微观孔隙结构特征

毛细管压力及相对渗透率曲线是研究储层孔隙结构最直接有效的方法,其形态特征主要受孔隙喉道的大小和分选所控制<sup>[12-13]</sup>。对歧南断阶带明下段地层 107 块毛细管压力曲线及 14 块相渗曲线样品进行了统计分析,结果表明研究区范围内储层按照孔隙结构类型可划分为两种:① I 类储层,该类储层排驱压力多小于  $0.05 \text{ MPa}$ ,毛细管中值压力约为  $0.08 \text{ MPa}$ ,曲线底部“平台”形状特征明显且分布稳定,表明颗粒分选性较好,最大进汞饱和度在  $90\%$  左右,孔隙及喉道半径较大,具有明显粗歪度,平均孔隙喉道半径为  $16 \sim 20 \mu\text{m}$ (图2),相对渗透率曲线分析结果表明该类储层束缚水饱和度平均为  $35.3\%$ ,残余油饱和度平均为  $23.1\%$ ,两相共渗区可达  $41.6\%$ (图3),该类储层样品数量为 58 个,占样品总数的  $54\%$ ;② II 类储层,该类储层排驱压力多在  $0.05 \text{ MPa}$  以上,毛细管中值压力约为  $0.5 \text{ MPa}$ ,曲线底部“平台”形状不太明显,表明颗粒分选性变差,最大进汞饱和度大多在  $70\%$  左右,平均孔隙喉道半径为  $6 \sim 10 \mu\text{m}$ (图2),相对渗透率曲线分析结果表明该类储层束缚水饱和度平均为  $38.5\%$ ,残余油饱和度平均为  $22.6\%$ ,两相共渗区可达  $38.9\%$ (图3),该类型储层样品数量占样品总数的  $46\%$ 。

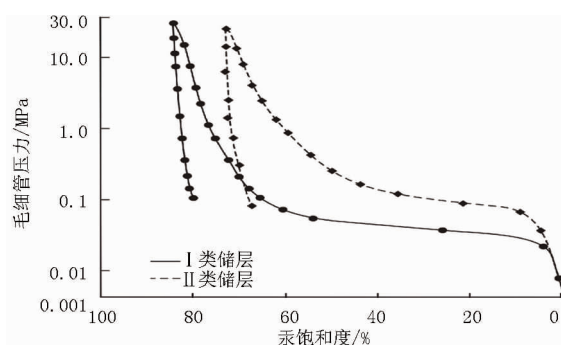


图2 歧南断阶带明下段储层平均毛细管压力曲线

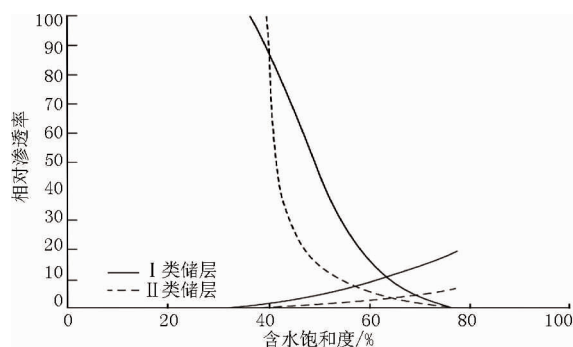


图3 歧南断阶带明下段储层相对渗透率曲线

2.2 储层沉积相、测井相及地震相特征

在储层微观孔隙结构分类的基础上,结合岩心、测井及地震资料进一步总结得到了两类储层的沉积相、测井相及地震相特征(表 1):① I 类储层主要为边滩砂体,该类砂体多位于旋回中下部,砂体厚度大,多为 7~19 m,平均厚度 10 m 左右,电测曲线形态以钟形及箱形为主,地震同相轴多表现为中强振幅反射特征,储层物性较好,岩心物性分析资料表明该类型储层孔隙度为 30.3%~35.1%,平均值为

33.2%,渗透率为 $(1\,634.2\sim4\,544.3)\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ ,平均值为 $2\,489.56\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ ;② II 类储层主要为决口扇及废弃河道砂体,该类储层多位于旋回上部,储层厚度较薄,局部发育夹层,多为 2~9 m,平均厚度 4.5 m 左右,电测曲线形态以指形为主,地震同相轴多表现为弱振幅反射特征,储层物性相对较差,储层孔隙度为 23.3%~30.4%,平均值为 26.4%,渗透率为 $(176.4\sim1\,273.2)\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ ,平均值为 $422.9\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 。

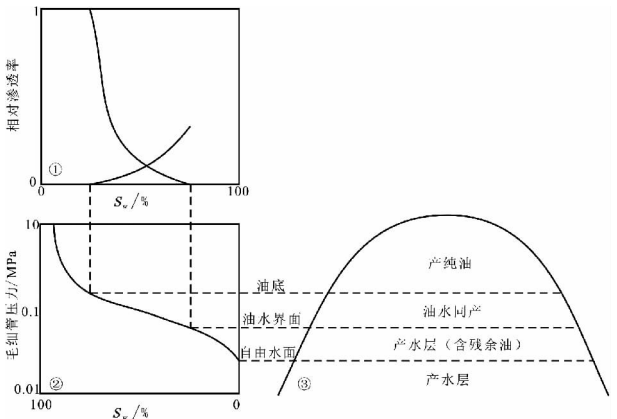
表 1 岐南断阶带明下段储层测井、地震及沉积相特征

储层类型	测井相特征		地震相特征		沉积相特征	
	曲线特征	测井相	振幅强度	地震相	砂体厚度/m	沉积相
I	自然伽马/API:65~70 密度/(g·cm <sup>-3</sup> ):2.01~2.11	箱形及钟形	12 000~15 000	中强振幅	7~19	边滩
II	自然伽马/API:70~85 密度/(g·cm <sup>-3</sup> ):2.13~2.21	指形	5 000~8 000	弱振幅	2~9	决口扇及废弃河道

3 油水分布特征

3.1 基本原理

不同的沉积相类型反映沉积物沉积时期不同的水动力能量及水流持续性和不同沉积环境下形成的砂体,其分选、厚度、粒度及地球物理响应特征均会有所不同<sup>[14]</sup>,进而决定了毛细管压力曲线特征有所差异。利用相对渗透率曲线可分别求得两种类型储层的纯油区、油水同产区及纯水区的含水饱和度界限值,由毛细管压力曲线可求得相应含水饱和度界限值位置处距自由水面的高度值,因此,在明确了储层类型及物性分布的前提下,结合储层顶面构造图,便可以分别确定纯油区、油水同产区及纯水区的构造幅度范围,从而预测圈闭内的油水分布特征(图 4)<sup>[15-16]</sup>,当取样点位置处的构造高度大于最低闭合高度时,则为纯油层。



①油水相对渗透率曲线②地层条件下毛管压力曲线③地下圈闭油水分布示意图  
图 4 毛细管压力及相对渗透率曲线确定储层中油水分布

3.2 油水分布

实验室条件下利用压汞法测定毛细管压力曲线时,由于测试的温度、压力及流体性质与地下油藏实际条件有所区别,因此在进行油水分布预测之前,应首先将实验室测定的毛细管压力曲线(式 1)转化至地层条件(式 2)。

实验室条件下:  $P_{cL} = 2\sigma_L \cos\theta_L / r$  (1)

地层条件下  $P_{cR} = 2\sigma_R \cos\theta_R / r$  (2)

式中: $P_{cL}$ 为实验室条件下毛细管压力,MPa; $\sigma_L$ 为汞与空气界面张力,mN/m; $\theta_L$ 为实验室中汞与空气接触角,°; $P_{cR}$ 为地层条件下油水两相毛细管压力,MPa; $\sigma_R$ 为地层条件下油水两相界面张力,mN/m; $\theta_R$ 为地层条件下油水两相接触角,°; $r$ 为孔喉半径,mm。对于同一岩样,两种测试条件下的孔喉半径相同<sup>[17]</sup>,因此地层条件下的毛细管压力( $P_{cR}$ )可表示为:

$$P_{cR} = P_{cL} \frac{\sigma_R \cos\theta_R}{\sigma_L \cos\theta_L} \tag{3}$$

实验室条件下汞与空气界面张力 $\sigma_L$ 为 480 mN/m,汞与空气接触角 $\theta_L$ 为 140°,由于地层条件下油水接触角无法测量,实际计算中多采用经验值 0°<sup>[12]</sup>。此外,由于油藏条件下油水两相界面张力受温度及压力影响较大,研究区明下段地层压力在 14.6~19.4 MPa,地层温度为 58.0~74.2℃,参考实验室模拟结果<sup>[18-19]</sup>,确定油水两相界面张力为 28 mN/m。

根据油气运聚过程中净浮力(浮力与重力的差值)与毛细管力平衡原理<sup>[20]</sup>,油藏中的油水分布是驱动浮力与成藏阻力毛细管压力平衡的结果(式 4、

5)。当流体密度一定时,毛细管压力与油柱高度之间一致性较好,即储层物性越差,毛细管压力越高,油气进入该类储层时的净浮力越高,所需的油柱高度也越高。

$$P_{cR} = F_{\text{浮}} \quad (4)$$

$$F_{\text{浮}} = 0.01 \times (\rho_w - \rho_o) \times h \quad (5)$$

式中:  $F_{\text{浮}}$  为地层中原油所受净浮力, MPa;  $\rho_w$  为地层水的密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $\rho_o$  为地层原油的密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $h$  为油柱高度, m。

结合油水相对渗透率曲线可进一步确定不同储层类型的纯油区及油水过渡带厚度,其表达式为:

$$h = 100P_{cR}/(\rho_w - \rho_o) \quad (6)$$

表2 歧南断阶带明下段纯油层最低闭合高度确定依据表

储层类型	束缚水饱和度/%	残余油饱和度/%	地层水密度/ ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	地下原油密度/ ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	纯油区			过渡带		
					压汞实验 毛管压力/ MPa	地层条件 毛管压力/ MPa	闭合高度 范围/m	实验室毛管 压力/MPa	地层毛管 压力/MPa	闭合高度 范围/m
I	35.3	23.1	1.034	0.798	0.10	0.008	>3.2	0.03	0.002	1.3~3.2
II	38.5	22.6			0.53	0.04	>17.1	0.08	0.006	2.6~17.1

以研究区内0油组地层为例,勘探初期探井QK1井在该层未发现任何油气层。综合应用毛细管压力、相对渗透率曲线及地震资料对0油组藏条件进行了重新分析。结果表明QK1井在0油组钻遇水层的原因主要为井点位置处储层厚度薄,物性差,储层厚度仅2~7 m,平均渗透率仅为  $271.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,加之井点位置处构造幅度较低,仅有10 m,导致成藏动力不足,较差的储层物性及低构造幅度综合影响致使QK1井位置处未发育油气层(图5)。

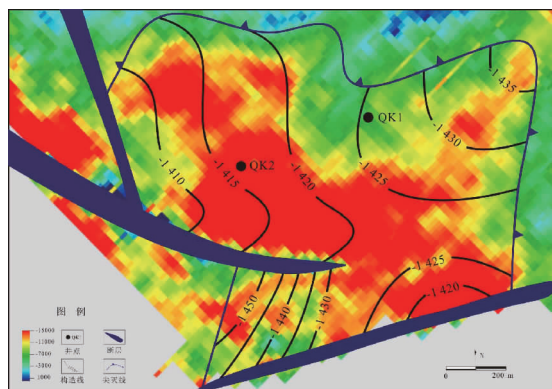


图5 歧南断阶带明下段0油组最小振幅属性

油田开发调整过程中发现该层高部位构造幅度较高,多在20 m以上,同时地震属性资料显示高部位位置处振幅强度较大,均在12 000以上,表明该层构造高部位储层厚度较大、物性较好,发育油层的

### 3.3 实例分析

对两种类型储层的不同含油饱和度区域的油柱高度进行了计算,结果显示I类储层的纯油区油柱高度为3.2 m,油水同产区的油柱高度为1.3~3.2 m,表明当取样位置构造幅度超过3.2 m时产纯油,构造幅度在1.3~3.2 m时油水同出;II类储层的纯油区油柱高度为17.1 m,油水同产区的油柱高度为2.6~17.1 m,表明当样点位置处构造幅度超过17.1 m时产纯油,构造幅度在2.6~17.1 m时油水同出(表2)。因此,在油层识别过程中,对于I类储层而言纯油层位置处的闭合高度应大于3.2 m,II类储层应大于17.1 m。

可能性较大。在后期开发井QK2井实施过程中,通过调整井轨迹兼探评价该层,最终揭示油层厚度13.0 m(图6)。

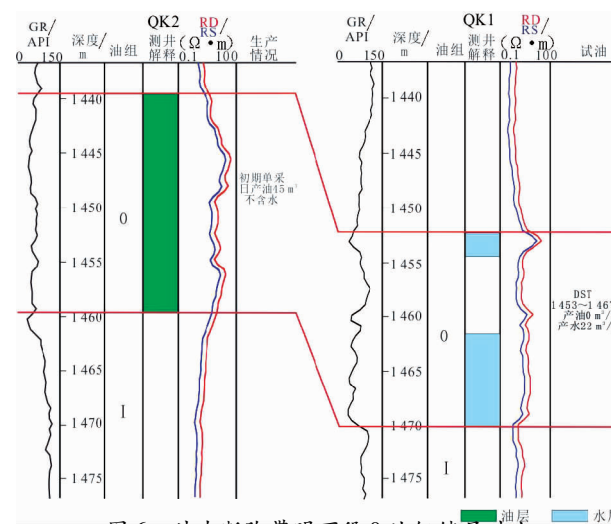


图6 歧南断阶带明下段0油组储层对比

在该认识指导下,结合构造幅度及储层类型对研究区内的油水分布重新进行了预测,新发现地质储量共  $440 \times 10^4 \text{m}^3$ ,调整井实施后无水采油期平均延长了3个月,证明了该方法的实用性及可操作性。

## 4 结论

(1)应用毛细管压力及相渗曲线将歧南断阶带明下段储层划分为两种类型,I类储层多为边滩成

因,砂体厚度大、物性好,电测曲线形态以钟形及箱形为主,地震同相轴多表现为中强振幅反射特征;Ⅱ类储层主要为决口扇及废弃河道砂体,砂体厚度薄,物性相对较差,电测曲线形态以指形为主,地震同相轴多表现为弱振幅反射特征。

(2)利用毛细管压力及相渗曲线对研究区明下段油藏的纯油区及油水过渡带的最低闭合高度进行了计算,结果表明Ⅰ类储层纯油区最低闭合高度为3.2 m,油水过渡带发育区闭合高度范围为1.3~3.2 m;Ⅱ类储层纯油区最低闭合高度为17.1 m,油水过渡带发育区的闭合高度为2.6~17.1 m。

(3)利用毛细管压力及相渗曲线预测油水分布涉及大量基础资料,资料越准确可靠,数量越多,储层分类将越精细,应用效果也就越好。

#### 参考文献:

- [1] 曾文冲,欧阳健,何登春.测井地层分析与油气评价[M].北京:石油工业出版社,1987:45-51.
- [2] 孙建孟,陈钢花,杨玉征.低阻油气层评价方法[J].石油学报,1998,19(3):83-88.
- [3] 罗洪飞,丁圣,周备.金湖凹陷闵桥油田低阻油层成因与识别[J].复杂油气藏,2016,9(3):40-44.
- [4] 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):27-33.
- [5] 齐颖,黎小伟.J油田低阻油层成因的微观机理[J].海洋地质前沿,2014,30(8):42-46.
- [6] 李学慧.苏北盆地低电阻率油层的识别及其分布[J].中国石化大学学报(自然科学版),2008,32(5):1-5.

(上接第6页)

- [3] 史建南,曾治平,周陆扬,等.中国沉积盆地非烃气成因机制研究[J].特种油气藏,2003,10(2):5-10.
- [4] 戴金星,宋岩,戴春森,等.中国东部无机成因气及其成藏形成条件[M].北京:科学出版社,1995:284-291.
- [5] 戴金星,裴锡古,戚厚发.中国天然气地质学[M].北京:石油工业出版社,1992:147-169.
- [6] 宋岩,徐永昌.天然气成因类型及其鉴别[J].石油勘探与开发,2005,32(4):24-29.
- [7] 杨春,刘全有,米敬奎,等.松辽盆地大庆长垣伴生气中二氧化碳成因讨论[J].天然气地球科学,2008,19(2):244-249.
- [8] 戴金星.中国含硫化氢的天然气分布特征、分类及其成因探讨[J].沉积学报,1985,(4):109-120.
- [9] 戴金星,胡见义,贾承造,等.科学安全勘探开发高硫化氢天然气田的建议[J].石油勘探与开发,2004,31(2):1-4.
- [10] 张奎华.川东北地区三叠系飞仙关组高硫化氢气的成因探讨[J].油气地质与采收率,2006,13(2):47-49.
- [11] 江兴福,徐人芬,黄建章.川东地区飞仙关组气藏硫化氢分布特征[J].天然气工业,2002,22(2):24-27.
- [12] 杨家静,王一刚,王兰生,等.四川盆地东部长兴组-飞仙关

- [7] 施冬,张春生,郭甲世.灰色综合评判法在低阻油气层中的应用[J].地球物理学进展,1998,16(1):73-78.
- [8] 李振鹏,贾海松,潘广明,等.歧南断阶带明下段低阻油层地质成因[J].海洋地质前沿,2018,34(11):33-40.
- [9] 李振鹏.歧南断阶带沙一段湖底扇沉积及砂体展布特征[J].特种油气藏,2018,25(5):51-55.
- [10] 李振鹏,黄建廷,曲炳昌,等.渤海海域歧南断阶带明下段河湖交替相沉积[J].科学技术与工程,2018,18(4):255-262.
- [11] 李振鹏,张国坤,汪跃,等.歧南断阶带沙河街组储层特征及物性主控因素[J].断块油气田,2018,5(3):294-299.
- [12] 崔泽宏,夏朝辉,刘玲莉,等.应用毛管压力与相渗曲线研究复杂碳酸盐岩储层生产能力—以土库曼阿姆河右岸M区块气田为例[J].油气地质与采收率,2011,18(1):89-104.
- [13] 唐洪俊,崔凯华.油层物理[M].北京:石油工业出版社,2007:97-221.
- [14] 李振鹏,石鹏,田涛,等.南堡35-2油田馆陶组沉积相识别及储层展布特征[J].石油地质与工程,2017,31(6):45-49.
- [15] 高淑梅,梁长宽,周文革,等.毛管压力相对渗透率曲线在二连地区的应用[J].测井技术,2002,26(1):64-67.
- [16] 张继成,宋考平.相对渗透率特征曲线及其应用[J].石油学报,2008,28(4):104-107.
- [17] 杨胜来,魏俊之.油层物理学[M].北京:石油工业出版社,2006:260-264.
- [18] 杨通佑.石油及天然气储量计算方法[M].北京:石油工业出版社,1987:87-108.
- [19] 田宜灵,肖衍繁,朱红旭,等.高温高压下水与非极性流体间的界面张力[J].物理化学学报,1997,13(1):89-94.
- [20] 严科,赵红兵.断背斜油藏油水界面的差异分布及成因探讨[J].西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(1):28-34.

(编辑 杨芝文)

组气藏地球化学特征及气源探讨[J].沉积学报,2002,20(2):349-353.

- [13] 朱光有,张水昌,马永生,等.TSR(H<sub>2</sub>S)对石油天然气工业的积极性研究——H<sub>2</sub>S的形成过程促进储层次生孔隙的发育[J].地学前沿(中国地质大学(北京);北京大学),2006,13(3):141-149.
- [14] 高先志.利用甲烷碳同位素研究混合气的混合体积[J].沉积学报,1997,15(2):63-65.
- [15] 卢耀如,张凤娥.硫酸盐岩与碳酸盐岩复合岩溶发育机理与工程效应研究[J].中国工程科学,2008,10(4):4-10.
- [16] 郑风云,黄盛波,李早红,等.渤海湾盆地深层潜山储集层中H<sub>2</sub>S成因及其地质意义[J].石油勘探与开发,2004,31(4):19-21.
- [17] WORDEN R H, SMALLEY P C, OXTOBY N H. Gas souring by thermochemical sulfate reduction at 140°C; Reply[J]. AAPG Bulletin, 1998, 82(10):1874-1875.
- [18] MACHEL H G. Gas souring by thermochemical sulfate reduction at 140°C; Discussion [J]. AAPG Bulletin, 1998, 82(10):1870-1873.

(编辑 杨芝文)