

东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层有效性评价

杨田¹, 操应长^{1,2}, 王艳忠^{1,2}, 张少敏¹, 张会娜¹, 王思佳¹

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580;

2. 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东青岛 266071)

摘要: 依据岩心、薄片、试油、物性、综合解释等资料, 对东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层特征及其有效性评价进行研究; 通过准确求取开发厚度和经济极限初产油约束下的有效开发渗透率下限确定渗透率差值, 以渗透率差值为母因子表征低渗透储层综合特征并优选地层压力、岩性、含油性、成岩相作为评价参数, 求取不同储层深度区间、不同控制因素作用下储层优劣综合值, 实现定性参数的定量评分; 结合各评价参数权重系数、综合得分和经济初产液量计算对浊积岩低渗透储层进行分类评价。结果表明: 浊积岩低渗透储层主要为岩屑质长石砂岩, 以中细砂岩为主, 中高孔低渗透储层发育; 储集空间类型以原生孔隙为主, 次生孔隙较发育; 发育中压实、强胶结、强溶蚀、过渡型4种成岩相类型; 发育常压、弱超压、中超压及强超压4种压力系统; 含油性可划分为富含油(饱含油)、油浸、油斑-油迹、不含油(荧光)4个等级; 浊积岩低渗透储层分为3类, I类储层经济初产液量大于15 t/d, 综合得分大于0.5, II类储层经济初产液量0~15 t/d, 综合得分0.5~0.2, III类储层经济初产液量小于0 t/d, 综合得分小于0.2, I、II类储层为有效储层, 建议优先开发。

关键词: 渗透率差值; 权重系数; 储层评价; 低渗透储层; 浊积岩; 东营凹陷

中图分类号: TE 122.2 文献标志码: A

引用格式: 杨田, 操应长, 王艳忠, 等. 东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层有效性评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(4): 1-11.

YANG Tian, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Effectiveness evaluation of low permeability turbidite reservoirs in the middle of the third member of Shahejie Formation in Dongying Sag [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(4): 1-11.

Effectiveness evaluation of low permeability turbidite reservoirs in the middle of the third member of Shahejie Formation in Dongying Sag

YANG Tian¹, CAO Yingchang^{1,2}, WANG Yanzhong^{1,2}, ZHANG Shaomin¹, ZHANG Huina¹, WANG Sijia¹

(1. School of Geosciences in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China)

Abstract: The characteristics of the low permeability turbidite reservoirs in the middle of the third member of the Shahejie Formation in Dongying sag were studied and the effectiveness were evaluated using cores, thin sections, oil production testing, porosity and permeability, and integrated interpretation data. Permeability difference was first determined using accurate calculation of the minimum permeability of reservoir for effective exploration under the restraint of initial rating of oil in economic limits and the thickness of bed for exploration. Permeability difference was then used to approximate synthetic characteristics of low permeability reservoirs with optimizing evaluation parameters such as formation pressure, lithology, oil-bearing property and diagenetic facies. Quantitative evaluations of qualitative parameters were achieved by calculating reservoir

收稿日期: 2016-02-10

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05006-003); 中国石油大学(华东)研究生自主创新科研计划项目(14CX06070A)

作者简介: 杨田(1989-), 男, 博士研究生, 研究方向为沉积学和油气储层地质学。E-mail: yangtian9645@126.com。

通讯作者: 操应长(1969-), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为沉积学、层序地层学及油气储层地质学。E-mail: cyc8391680@163.com。

quality comprehensive value in different depth intervals with different control factors. The types of low permeability turbidite reservoirs can be subdivided after the calculation of weight coefficients of the evaluation parameters, comprehensive scores and initial rating of oil in economic limits. The results show that the lithology of the low permeability turbidite reservoirs is mainly medium and fine lithic arkose, with medium to high porosity and low permeability, and primary pores are most common with occasional secondary pores. Four types of diagenetic facies are common, including medium compaction diagenetic facies, strong cementation diagenetic facies, strong dissolution diagenetic facies, and transitional diagenetic facies. Normal pressure system, weak overpressure system, medium overpressure system and strong overpressure system are four main types of pressure systems in the research area. Four types of oil-bearing property of the reservoirs including oil rich, oil immersed, oil spot and stains, and no oil (fluorescence). The low permeability turbidite reservoirs can be subdivided into three types: type I with initial rating of oil in economic limit greater than 15 t/d and the composite score greater than 0.5; type II with initial rating of oil in economic limit range from 0 to 15 t/d and the composite scores range from 0.5 to 0.2; and type III with initial rating of oil in economic limit less than 0 t/d and the composite scores is less than 0.2. Type I and type II are effective reservoirs, which should be considered as preferential development objects.

Keywords: permeability difference; weight coefficients; effectiveness evaluation; low permeability reservoir; turbidite; Dongying Sag

随着油气勘探开发程度的不断提高,碎屑岩油气勘探开发目标逐步转向低渗、特低渗、超低渗透储层^[1-4]。由于低渗透碎屑岩储层具有孔喉微细、结构复杂、非均质性强等特征^[2,5-6],常规储层分类标准不能对其进行有效分类评价^[1,4,7]。准确合理的低渗透储层有效性分类评价方法对寻找整体低渗背景下开发效果相对较好的优质区“先富后贫”,最终实现油气资源的整体开发具有十分重要的意义^[4,8-9]。目前针对碎屑岩油气储层的评价方法主要包括定性和定量两大类^[1,4,10-11],低渗透储层有效性分类评价方法存在以下问题:定性评价方法中物性下限求取不准确,综合评价存在主观因素影响^[10,12]。常用的储层评价方法主要以孔隙度、渗透率、岩性等作为评价参数^[10,12-13],但是低渗透碎屑岩储层由于存在随埋深增加而减小的有效储层的物性参数下限,导致相同物性的储层在深层可能是有效储层,而在浅层则可能变为非有效储层^[14-16]。部分学者提出采用物性差值(某一深度处储层物性值与对应深度物性下限值之差)作为储层评价参数进行定性分类评价的方法^[14-15],但由于物性下限计算不准确,定性评价存在主观因素的影响,使评价结果与实际地质情况存在一定差异。定量评价方法中评价参数不能准确表征低渗透储层综合特征^[1-2,10-11],不能对定性参数进行评价。灰色关联分析是一种应用最广泛,完全通过数学计算确定权重系数的定量分析方法^[12,17-18]。现有储层定量评价中多以孔隙度、渗透率为母因素^[17],不能消除埋深对储层评价的影响;并且只能采用物性等微观定量参数开展评价,使得评价结果的宏观可预测性差^[15]。现有储层分类评价方法只是在储层分类的基础上开展定性评

价,没有实用性定量评价标准^[7,14-15]。部分学者提出以平均日产液量大小作为定量评价标准进行储层分类评价^[7,14-15],但由于储层经济极限初产液量(储层开发能够获得经济效益的最低产液量)的不同^[19-20],相同平均日产液量的储层开发效果存在显著差异。笔者依据低渗透碎屑岩储层有效性分类评价研究中存在的不足,提出基于灰色关联分析的低渗透碎屑岩储层有效性分类评价方法,对东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层有效性分类评价进行研究。

1 地质概况

东营凹陷为渤海湾盆地济阳拗陷中的一个次级构造单元,是在古生界基岩古地形背景上发育起来的中、新生代箕状断陷—拗陷湖盆。剖面上具有北断南超的特征,平面上划分为北部陡坡带、中央隆起带、利津洼陷、民丰洼陷、牛庄洼陷、博兴洼陷、南部缓坡带等二级构造单元。沙三中亚段沉积时期,构造运动强烈,湖盆深陷扩张,水体深度达到最大,在充沛物源供给下,在洼陷带和中央隆起带地区半深湖—深湖相发育了丰富的烃源岩和大量成藏条件优越的浊积岩砂体^[21](图1)。浊积岩储层分布规律复杂,储层有效性分类评价研究相对欠缺。

2 浊积岩低渗透储层特征

2.1 岩石学特征

按照四组分三端元砂岩分类方案^[22],统计岩石碎屑组分相对含量绘制岩石成分三角图,主要为岩屑质长石砂岩(图2),以中细砂岩为主,包含部分含砾粗砂岩、粉砂岩、泥质砂岩以及灰质砂岩。石英含量

为29%~69.2%,平均为43.5%;长石含量为14.3%~47%,平均为33.7%;岩屑含量为2%~44.2%,平均为22.8%;泥质杂基含量为0.5%~48%,平均为

11.0%;胶结物含量为0.5%~34.6%,平均为8.2%。成分成熟度0.4~2.2,平均为0.8,沉积物分选中等偏差。磨圆次棱角状~一次圆状。

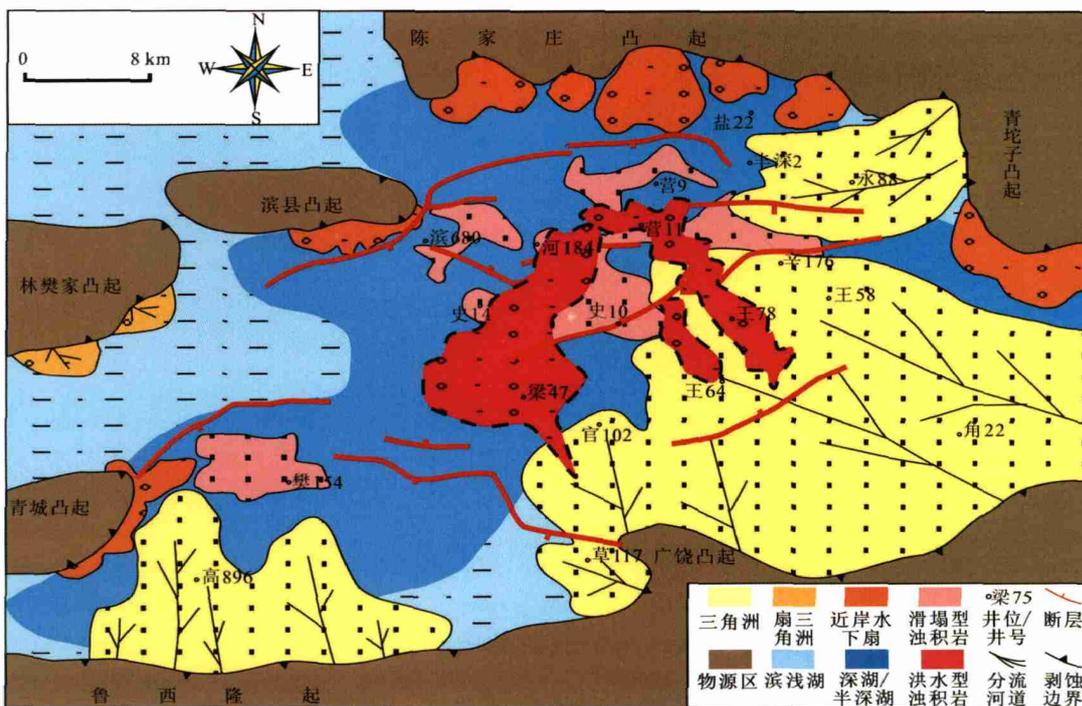


图1 东营凹陷沙三中亚段沉积相平面图

Fig. 1 Sedimentary facies distribution in Es₃² of Dongying Sag

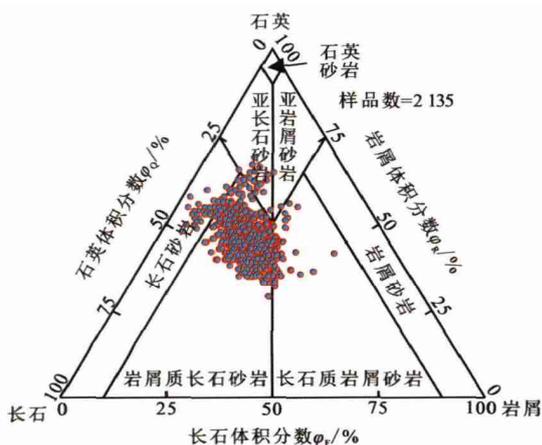


图2 东营凹陷沙三中亚段浊积岩储层岩石类型图解
Fig. 2 Triangular plot of rock types of turbidite reservoirs in Es₃² of Dongying Sag

2.2 储集特征

研究区储层平均孔隙度为17.15%,平均渗透率为 $38.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中,低孔隙度储层含量为30.82%,中高孔隙度储层含量为69.18%;低渗透储层含量为97.89%,中高渗透储层含量为12.11%,以中高孔低渗透储层最为发育,占储层总含量的89.98%(图3)。储集空间类型包括原生孔

隙、混合孔隙和次生孔缝。以原生孔隙为主,主要为压实胶结剩余原生孔隙和杂基间微孔(图4(a)~(c)),混合孔隙主要为溶扩孔隙(图4(d)),次生孔缝包括颗粒和胶结物内部溶蚀孔隙(图4(b)、(e))、铸模孔(图4(f))、高岭石晶间孔(图4(c))以及部分微裂缝和成岩收缩缝。浊积岩储层微孔含量较高,这些微孔的存在使得在相同的孔隙度下渗透率大大降低,因此中高孔低渗透储层发育。

2.3 成岩特征

研究区储层成岩作用主要包括压实作用、胶结作用、交代作用和溶解作用(图3(a)、(g)~(i))。压实作用中等,颗粒以点接触和线接触为主(图4(g))。胶结作用以碳酸盐胶结为主,可见方解石、铁方解石的基底式胶结(图4(h))、孔隙式胶结,白云石和铁白云石以晶粒状胶结为主(图4(b));硅质胶结以石英次生加大为主(图4(f)、(i)),石英次生加大可见两期;黏土矿物胶结以高岭石胶结最为常见(图4(c)),晶间孔发育。溶解作用主要表现为长石(图4(d)~(f))、岩屑颗粒及碳酸盐胶结物等酸性不稳定矿物的溶解(图4(b)),多形成粒内溶孔及溶扩孔,此外可见少量石英及其次生加大边

的溶蚀。交代作用普遍发育,主要为碳酸盐胶结物之间的交代和碳酸盐胶结物对碎屑颗粒的交代、高

岭石对长石的交代等。

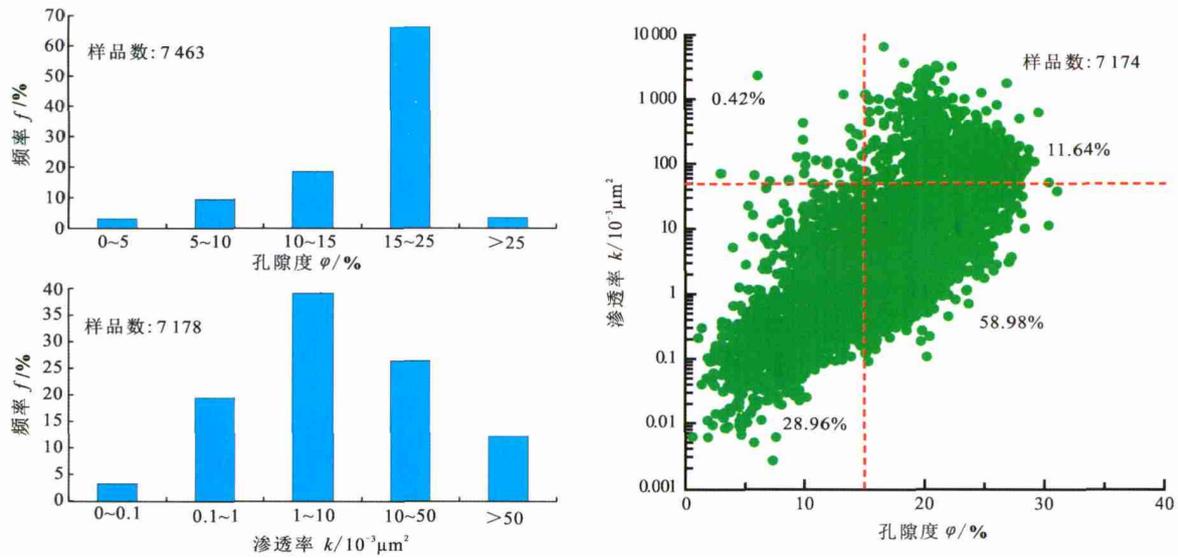


图3 东营凹陷沙三中亚段浊积岩储层物性分布

Fig.3 Property distribution of turbidite reservoirs in Es₃^z of Dongying Sag

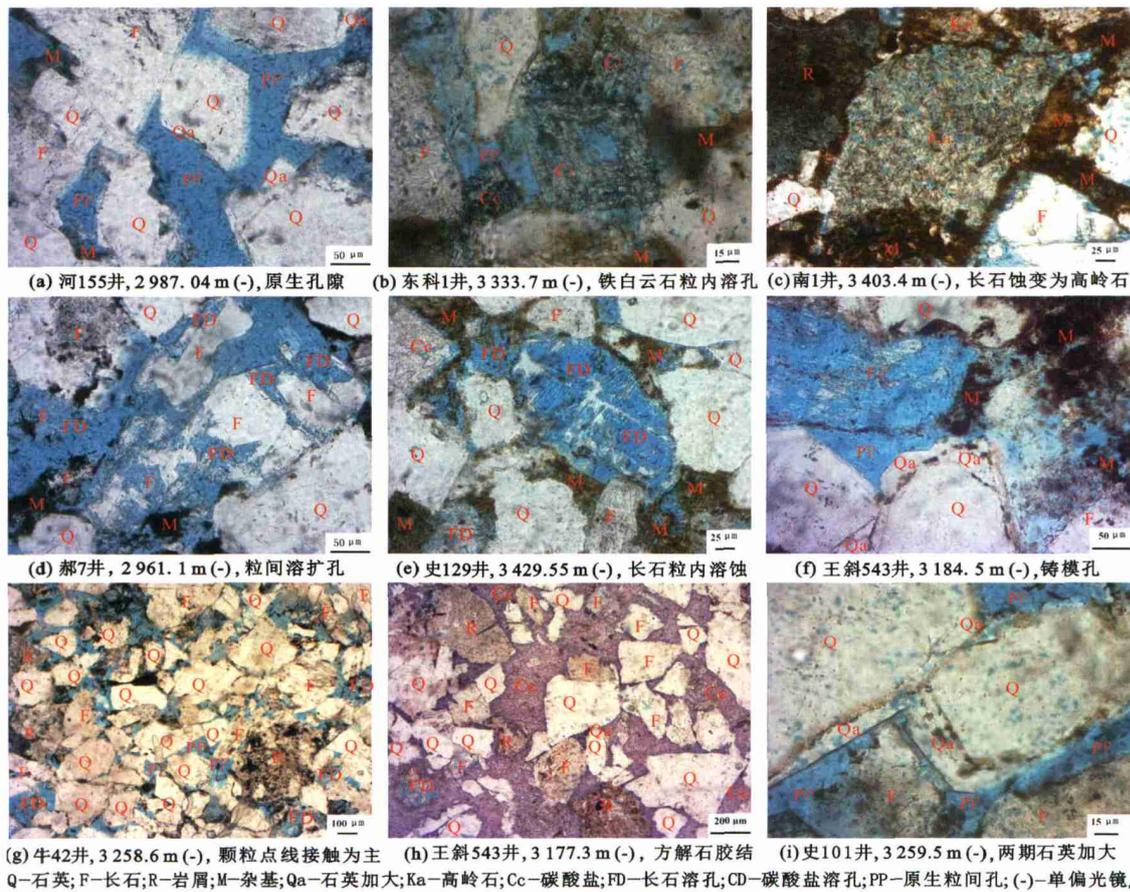


图4 东营凹陷沙三中亚段浊积岩储层典型成岩作用及储集空间类型

Fig.4 Typical diagenesis and types of reservoir spaces of turbidite reservoirs in Es₃^z of Dongying Sag

根据不同成岩矿物的成岩环境指征意义和交代作用、溶蚀充填反映的不同成岩作用事件发生的先后顺序,总结研究区储层的成岩演化序列为:压实作用/早期碳酸盐胶结→长石(岩屑)溶蚀/石英次生加大/高岭石沉淀/烃类充注→方解石、铁方解石胶结/石英溶解→碳酸盐溶蚀/长石溶蚀/石英次生加大/烃类充注。以成岩演化序列为约束,根据成岩作用类型及其强弱,将研究区储层划分为强压实长石弱溶蚀碳酸盐弱胶结成岩相(A)、弱压实长石弱溶蚀碳酸盐强胶结成岩相(B)、弱压实长石强溶蚀碳酸盐弱胶结成岩相(C)、中压实长石中溶蚀碳酸盐中胶结成岩相(D) 4 种成岩相类型。薄层砂体以强压实和强胶结成岩相为主,中厚层砂体靠近砂泥界面处以强压实和强胶结成岩相为主,砂体中部主要为中、强溶蚀成岩相。

2.4 地层压力及含油性

利用声波时差测井数据,采用等效深度法计算地层压力,结合试油资料实测压力数据,根据压力系数大小,将浊积岩低渗透储层的地层压力特征划分强超压(压力系数为 1.5)、中超压(压力系数 1.2~1.5)、弱超压(压力系数 1.1~1.2)、常压(压力系数 0.9~1.1) 4 种类型;统计岩心综合录井数据,结合岩心观察描述,将浊积岩低渗透储层的含油性划分为富含油(饱和油)、油浸、油斑-油迹、不含油(荧光) 4 种类型。

3 浊积岩低渗透储层有效性分类评价

由于渗透率是决定低渗透储层渗流特征和开发效果的关键因素,以浊积岩储层有效开发渗透率下限计算为基础,以渗透率差值为母因子表征低渗透储层综合特征并优选评价参数,通过灰色关联计算各评价参数权重系数和综合得分,结合经济初产液量确定合理分类标准开展浊积岩低渗透储层有效性分类评价。

3.1 经济极限初产油和开发厚度约束下的有效开发渗透率下限求取

通过建立经济极限初产油随深度、原油价格变化的图版和不同埋深区间低渗透储层单位厚度日产液量与平均渗透率相关关系,求取开发厚度(开发井段累计储层厚度)为 5、10、15、20 m 低渗透储层经济极限初产油约束下的有效开发渗透率

下限(图 5)。

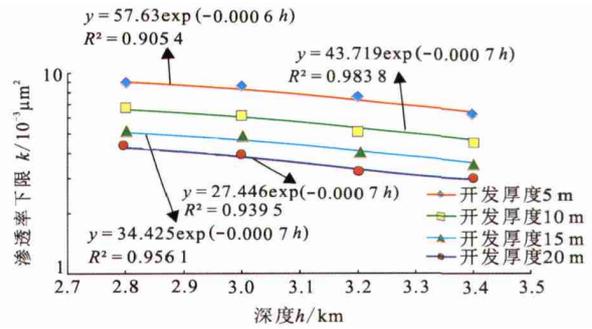


图 5 东营凹陷沙三中亚段不同开发厚度浊积岩低渗透碎屑有效开发渗透率下限

Fig. 5 Minimum permeability of effective exploration of low permeability reservoirs with different exploration thickness in Es₃^z of Dongying Sag

3.2 基于渗透率差值的评价参数优选及单项评分

统计单井试油井段储层累计厚度平均值为 5~10 m,选择开发厚度为 10 m 求得的渗透率下限($y = 43.719\exp(-0.0007h)$; $R^2 = 0.9838$) 求取不同深度储层渗透率差值。以渗透率差值为母因素,消除埋深对储层有效性的影响以准确表征低渗透储层的综合特征;探讨沉积作用、成岩作用、地层压力、含油性等宏观定性参数对储层有效性的控制。不同埋深区间储层由于沉积成岩环境的差异会导致储层控制因素不同,将沙三中亚段浊积岩储层在纵向上划分为 2600~2900、2900~3200、3200~3600 三个区间,根据不同深度区间浊积岩储层的岩相、成岩相、地层压力和含油性特征,分别统计其控制储层中有效储层(渗透率差值大于零的储层)比例(图 6)。为了解决仅采用有效储层百分含量划分储层优劣的局限性(高有效储层百分含量低渗透率差值和低有效储层百分含量高渗透率差值储层优劣的划分矛盾),以有效储层百分含量和渗透率差值分布、渗透率差值平均值大小为依据(图 7),通过公式(1)定量求取不同深度区间、不同控制因素储层优劣综合值。对比不同深度区间相同储层控制因素储层优劣综合值的大小,通过极大值标准化实现各定量参数的单项评分(表 1)。

$$Y = A(B_1C_1 + B_2C_2 + B_3C_3 + \dots + B_iC_i) \quad (1)$$

式中 Y 为储层优劣综合值; A 为控制因素有效储层含量; B_i 为渗透率差值区间 i 含量; C_i 为渗透率差值区间 i 渗透率差值平均值。

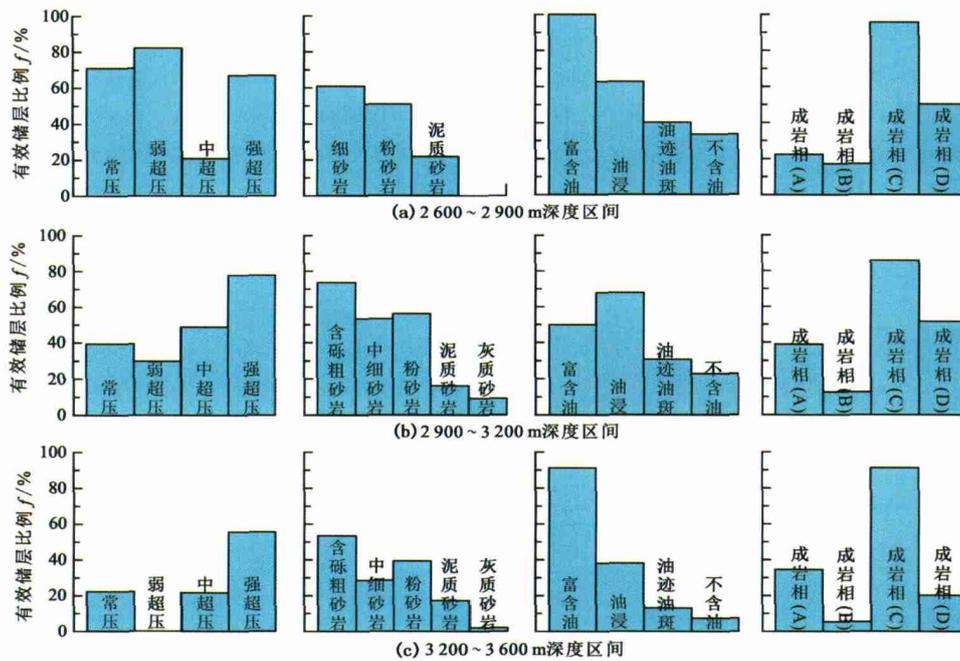


图6 东营凹陷沙三中亚段油岩低渗透碎屑岩储层不同深度区间各控制因素有效储层频率分布直方图
 Fig.6 Frequency histogram distribution of effective reservoirs with different controlling factors of low permeability turbidite reservoirs at different burial depth in E_{s3} of Dongying Sag

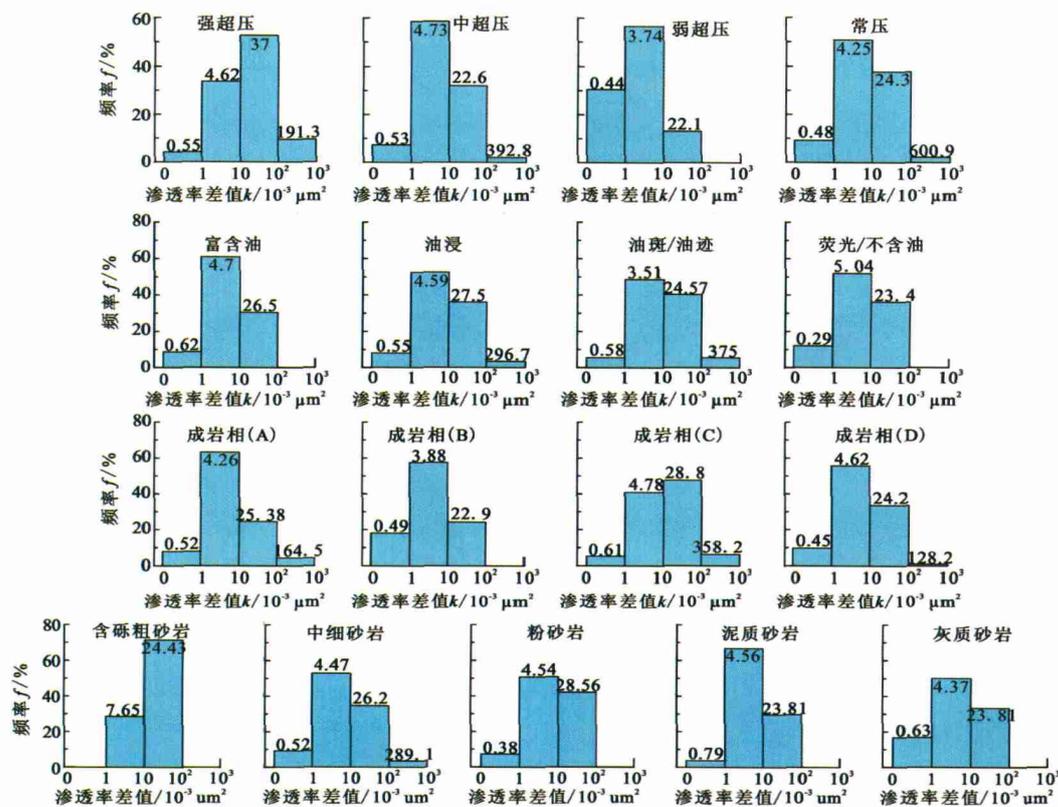


图7 油岩低渗透储层2900~3200m深度区间不同控制因素渗透率差值频率分布及渗透率差值
 Fig.7 Frequency histogram distribution and permeability difference with different controlling factors with 2900~3200 m burial depth of low permeability turbidite reservoirs

表 1 不同深度区间浊积岩低渗透碎屑岩储层不同控制因素单项评分

Table 1 Single scores with different burial depth and control factors of low permeability turbidite reservoirs

控制因素	2 600 ~ 2 900 m		2 900 ~ 3 200 m		3 200 ~ 3 600 m		
	储层优劣综合值	单项评分	储层优劣综合值	单项评分	储层优劣综合值	单项评分	
地层 压力	常压	10.31	0.19	9.60	0.18	0.74	0.01
	弱超压	21.46	0.40	1.53	0.03	0.00	0.00
	中超压	2.21	0.04	8.91	0.17	1.23	0.02
	强超压	53.82	1.00	30.51	0.57	16.77	0.31
岩性	含砾粗砂岩	—	—	14.47	0.45	18.16	0.56
	中细砂岩	32.14	1.00	11.49	0.36	3.55	0.11
	粉砂岩	6.45	0.20	8.04	0.25	1.55	0.05
	泥质砂岩	1.26	0.04	1.63	0.05	3.35	0.10
	灰质砂岩	—	—	0.70	0.02	0.03	0.00
含油性	富含油	51.08	1.00	5.49	0.11	28.77	0.56
	油浸	20.86	0.41	15.30	0.29	6.50	0.13
	油迹、油斑	10.05	0.20	10.01	0.19	4.72	0.09
	不含油	2.05	0.04	2.52	0.05	0.11	0.00
成岩相	成岩相(A)	1.31	0.04	6.28	0.20	1.86	0.06
	成岩相(B)	0.75	0.02	0.98	0.03	1.66	0.05
	成岩相(C)	29.05	0.90	32.18	1.00	25.12	0.78
	成岩相(D)	2.14	0.07	6.09	0.19	3.09	0.10

3.3 基于灰色关联分析的权重系数及综合得分计算

选择各深度区间渗透率差值、不同控制因素综合作用代表性数据,以渗透率差值为母因素,各控制

因素为子因素进行灰色关联分析。以 2 600 ~ 2 900 m 深度区间储层各控制因素权重系数计算为例(表 2)通过计算各子因素与母因素之间的绝对差值,得到绝对差值最大为 0.988、最小值为 0。

表 2 浊积岩低渗透储层 2 600 ~ 2 900 m 深度区间储层评价基础数据

Table 2 Data for reservoir evaluation in 2 600-2 900 m of low permeability turbidite reservoirs

井号	深度 H/m	渗透率差值/ 10 ⁻³ μm ²	渗透率差值 标准化	地层 压力	地层压力 单项评分	岩性	岩性单 项评分	含油性	含油性单 项评分	成岩相	成岩相单 项评分	综合 得分
营 691	2636.4	-5.75	0.00	中超压	0.04	泥质砂岩	0.04	不含油	0.04	成岩相(B)	0.02	0.035
河 157	2853.2	-4.80	0.01	强超压	1	泥质砂岩	0.04	荧光	0.04	成岩相(B)	0.02	0.273
牛 48	2866.3	-4.58	0.01	常压	0.19	粉砂岩	0.20	不含油	0.04	成岩相(D)	0.07	0.125
河 130	2782.5	-3.67	0.03	中超压	0.04	粉砂岩	0.20	油浸	0.20	成岩相(B)	0.02	0.119
牛 48	2890.1	-2.92	0.03	常压	0.19	粉砂岩	0.20	不含油	0.04	成岩相(D)	0.07	0.125
河 130	2781.3	-1.58	0.05	中超压	0.04	粉砂岩	0.20	油浸	0.41	成岩相(B)	0.02	0.175
河 149	2885.1	-0.52	0.06	中超压	0.04	泥质砂岩	0.04	油斑	0.20	成岩相(A)	0.04	0.083
河 48	2888.5	1.28	0.09	常压	0.19	粉砂岩	0.20	不含油	0.04	成岩相(E)	0.07	0.125
河 130	2781.5	4.22	0.12	中超压	0.04	粉砂岩	0.20	油浸	0.41	成岩相(B)	0.02	0.175
河 48	2879.2	13.66	0.23	常压	0.19	粉砂岩	0.20	油斑	0.20	成岩相(C)	0.90	0.361
河 157	2861.0	24.43	0.36	强超压	1	细砂岩	1	油浸	0.41	成岩相(C)	0.90	0.820
河 48	2881.8	26.51	0.39	常压	0.19	粉砂岩	0.20	油浸	0.41	成岩相(C)	0.90	0.417
营 691	2876.0	76.98	1.00	强超压	1	细砂岩	1	富含油	1	成岩相(C)	0.90	0.978

$$\gamma_{0i}(i) = \frac{a + \xi M}{\Delta_i(i) + \xi M}, \quad (2)$$

$$\gamma_{0i} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \gamma_{0i}(i), \quad i = 1, 2, \dots, m. \quad (3)$$

$$\alpha_i = \gamma_{0i} / \sum_{i=1}^m \gamma_{0i}, \quad i = 1, 2, \dots, m. \quad (4)$$

$$REI(t) = \sum_{i=1}^m \alpha_i X_i^{(1)}(i), \quad t = 1, 2, \dots, n;$$

$$i = 1, 2, \dots, m. \quad (5)$$

式中 M 为绝对差值最大值; a 为绝对差值最小值; Δ_i(i) 为 t 数据点 i 个评价参数相对母因素的绝对差值,取分辨系数 ξ 为 0.5; n 为参与评价数据点的数目; m 为确定的分类评价参数的个数; α_i 为权重系数; REI 为综合评价分数。

由关联系数计算公式(2) 计算得到任意数据点的评价参数相对于母因素的关联系数; 由公式(3)

求取不同数据点相同评价参数相对于母因素关联系数的平均值,得到地层压力、岩性、含油性、成岩相相对渗透率差值的关联度 $\gamma = (0.801, 0.813, 0.867, 0.752)$; 由公式(4)进行归一化处理后得到地层压力、岩性、含油性、成岩相影响浊积岩低渗透储层综合特征的权重系数 $\alpha_1 = (0.248, 0.252, 0.268, 0.233)$ 。由公式(5)根据各参数的权重系数,分别乘以单项评分,求得单项权衡分数,将各参数单项权衡分数相加即得到各评价数据点的综合评价分数 REI(表2)。相同的方法可以计算2900~3200 m、3200~3600 m 深度区间,地层压力、岩性、含油性、成岩相影响浊积岩低渗透储层综合特征的权重系数 $\alpha_2 = (0.238, 0.248, 0.250, 0.265)$ 、 $\alpha_3 = (0.229, 0.250, 0.252, 0.269)$ 及对应储层评价数据点的综合评价分数。对比不同埋深区间储层不同控制因素的权重系数可以发现埋深小于2900 m 储层有效性主要受储层含油性、岩性的影响,成岩作用及地层压力影响相对较小;随着储层埋深的增加,成岩作用影响增大,在2900~3200 m、3200~3600 m 深度区间,储层有效性主要受成岩作用和含油性控制。

3.4 基于经济初产液量的低渗透储层有效性分类评价

在计算综合评价分数的基础上,结合经济极限

表3 东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透碎屑岩储层类型与经济初产液量对应关系

Table 3 Relationship between reservoir types and initial rating of oil in economic limit of low permeability turbidite reservoirs in Es₃² of Dongying Sag

井号	深度 H/m	渗透率差值/ 10 ⁻³ μm ²	地层压力	地层压力 单项评分	岩性	岩性单 项评分	含油 性	含油性 单项评 分	成岩 相	成岩相 单项评 分	综合 得分	分类 结果	平均日 产液 量/ (t· d ⁻¹)	经济极 限初产 油/ (t· d ⁻¹)	经济初 产液 量/ (t· d ⁻¹)
王631	2779.7	21.12	弱超压	0.40	细砂	1	油浸	0.41	(C)	0.90	0.67	I	29.6	3.2	26.4
牛42	3267.2	25.47	强超压	0.31	含砾砂	0.56	饱和油	0.56	(C)	0.78	0.56	I	41.3	3.4	37.9
梁49	2837.5	291.90	常压	0.19	细砂	1	油浸	0.41	(C)	0.90	0.62	I	35.4	3.2	32.2
梁50	2837.7	203.30	常压	0.19	细砂	1	油浸	0.41	(C)	0.90	0.62	I	51.9	3.2	48.7
梁28	2834.0	38.99	常压	0.19	细砂	1	油浸	0.41	(C)	0.90	0.62	I	49.0	3.2	45.8
梁28	2824.2	37.95	常压	0.19	细砂	1	油斑	0.20	(C)	0.90	0.56	I	53.0	3.2	49.8
河143	3158.9	35.25	强超压	0.57	粉砂	0.25	油浸	0.29	(C)	1.00	0.54	I	22.2	3.4	18.9
河140	2977.3	95.74	强超压	0.57	细砂	0.36	油浸	0.29	(C)	1.00	0.56	I	33.0	3.3	29.7
牛35	2993.4	7.00	中超压	0.17	细砂	0.36	油浸	0.29	(D)	0.19	0.25	II	15.0	3.3	11.7
牛108	3092.1	9.37	中超压	0.17	细砂	0.36	油浸	0.29	(D)	0.19	0.25	II	16.1	3.3	12.8
河162	2927.2	11.93	常压	0.18	粉砂	0.25	油浸	0.29	(D)	0.19	0.23	II	9.3	3.3	6.0
河130	2781.3	4.28	常压	0.19	粉砂	0.2	油浸	0.41	(B)	0.02	0.21	II	10.1	3.2	6.9
史109	3211.8	-4.47	中超压	0.02	泥质砂	0.1	油迹	0.09	(B)	0.05	0.07	III	0.2	3.4	-3.2

根据综合评价分数与经济初产液量的对应关系,以经济初产液量和分布为分类依据,将浊积岩低渗透储层分为3种类型。I类储层经济初产液量大于15 t/d,综合得分大于0.5; II类储层经济初产液

初产油计算公式,以原油价格70美元/桶和胜利油田浊积岩低渗透储层实际生产开发数据为标准(据胜利油田地质科学研究所,取钻井投资1450元/m、地面投资60万元、单井经营成本82.3万元、递减率0.1、时率0.92、汇率6.2(¥/\$)、吨桶系数7.3桶/t、吨油费用693.5元/t、综合税率0.12、资源税12元/t、商品率0.98、经营成本上涨率0.05、油水井系数1、评价期限6a),求取经济极限初产油;根据试油资料数据,计算试油井段平均日产液量,以试油井段平均日产液量值减去对应井的经济极限初产油值,求得经济初产液量(表3)。

经济极限初产油计算公式为

$$q_{0min} = \frac{(K_0 \times 10^{-4} H + I_b) \beta + C_0 ((1+i)^t - 1) / i}{365 \tau_0 \alpha_0 \left(\frac{\eta^{t-1}}{\eta-1} \right) [m(1-\gamma) - n-p] \times 10^{-4}} \quad (6)$$

式中 q_{0min} 为油井经济极限初产油 t/d; K_0 : 单位钻井成本 元/m; H 为井深, m; I_b 为单井地面建设投资, 万元; β 为油水井系数; C_0 为单井经营成本, 万元; i 为经营成本上年上涨率; t 为评价期限, a; τ_0 为年生产时率 d; α_0 为原油商品率; η 为年综合递减率; m 为油价 元/t; γ 为综合税率; n 为吨油资源税, 元/t; p 为吨油费用, 元/t。

量 0~15 t/d, 综合得分 0.5~0.2; III类储层经济初产液量小于0 t/d, 综合得分小于0.2。I类、II类储层经济初产液量大于0, 为有效储层, I类为优质有效储层, 建议优先开发; III类储层经济初液产量小于

0, 为非有效储层。

3.5 基于储层有效性评价的有利区块预测

以东营凹陷牛庄地区为例, 在储层有效性控制因素分析的基础上开展典型井位低渗透储层有效性分类评价, 根据沙三中亚段埋深区间储层分类评价结果, 对有利区块进行预测(图 8)。不同优劣程度储层多围绕砂体呈现环带状渐变展布, 砂体中心为

最有利目标区, 砂体的边缘为不利目标区, 过渡部分为有利目标区。在牛 42 区块、王 541 区块发育优质有利目标区, 优质有利目标区内均为高产井, 如牛 42 区块内的牛 42 井, 在 3 255.4 ~ 3 278.89 m 平均日产液量 41.3 t/d, 经济初产液量为 37.89 t/d; 王 541 区块内的王 631 井, 在 2 775.2 ~ 2 784.2 m 平均日产液量为 29.602 t; 经济初产液量为 26.42 t/d。

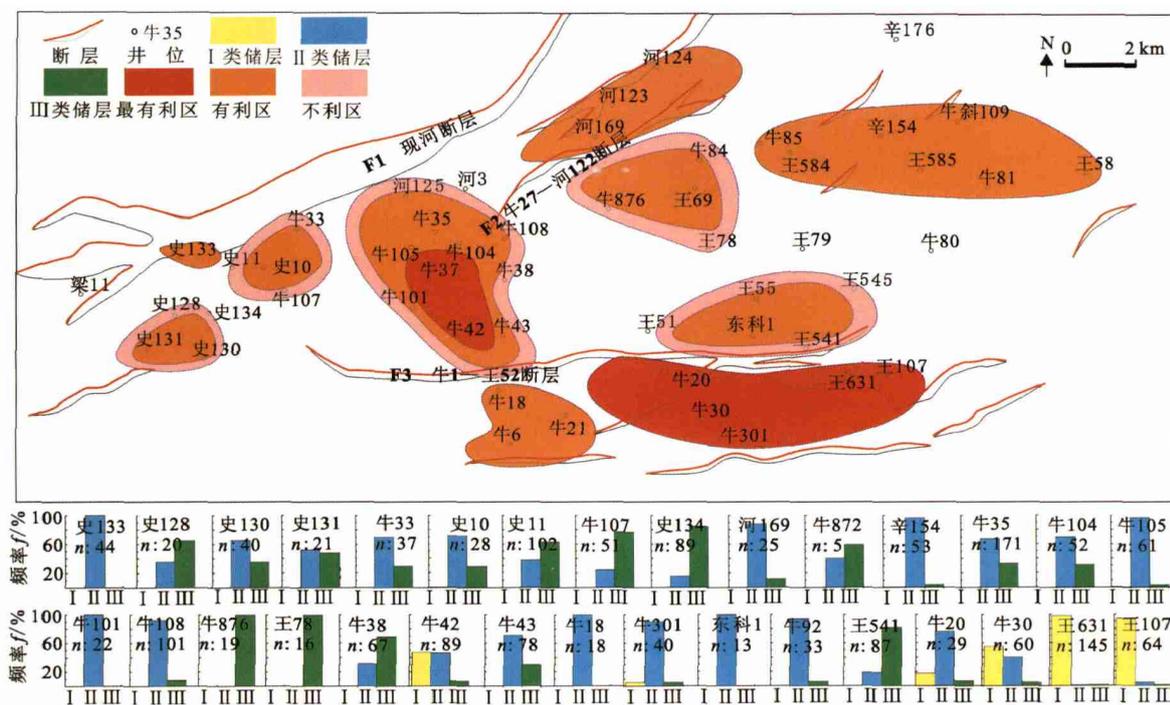


图 8 东营凹陷牛庄地区沙三中亚段浊积岩低渗透储层有利区块预测

Fig. 8 Prediction of favorable blocks of low permeability turbidite reservoirs in Es₃² of Dongying Sag

4 结 论

(1) 东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层以中高孔低渗透储层为主, 储集空间类型以原生孔隙为主, 次生孔隙较发育; 压实作用中等, 碳酸盐胶结为主, 硅质胶结较发育, 长石溶蚀最为常见; 发育中压实、强胶结、强溶蚀、过渡型 4 种成岩相类型。

(2) 东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层可分为 3 种类型: I 类储层经济初产液量大于 15 t/d, 综合得分大于 0.5; II 类储层经济初产液量 0 ~ 15 t/d 综合得分 0.5 ~ 0.2; III 类储层经济初产液量小于 0 t/d 综合得分小于 0.2。

参考文献:

[1] 杨正明, 张英芝, 郝明强, 等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. 石油学报, 2006, 27(2): 64-67.
YANG Zhengming, ZHANG Yingzhi, HAO Mingqiang,

et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 37(1): 94-98.

[2] 杨正明, 于荣泽, 苏致新, 等. 特低渗透油藏非线性渗流数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(1): 94-98.
YANG Zhengming, YU Rongze, SU Zhixin, et al. Numerical simulation of the nonlinear flow in ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(1): 94-98.

[3] 操应长, 远光辉, 王艳忠, 等. 准噶尔盆地北三台地区清水河组低渗透储层成因机制[J]. 石油学报, 2012, 33(5): 758-771.
CAO Yingchang, YUAN Guanghui, WANG Yanzhong, et al. Genetic mechanisms of low permeability reservoirs of Qingshuihe Formation in Beisantai area, Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(5): 758-771.

[4] 张仲宏, 杨正明, 刘先贵, 等. 低渗透油藏储层分级评价方法及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 437-441.
ZHANG Zhonghong, YANG Zhengming, LIU Xiangui, et

- al. A grading evaluation method for low-permeability reservoirs and its application [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 437-441.
- [5] 李松泉,程林松,李秀生,等. 特低渗透油藏非线性渗流模型[J]. *石油勘探与开发* 2008, 35(5): 606-612.
LI Songquan, CHENG Linsong, LI Xiusheng, et al. Non-linear seepage flow models of ultra-low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(5): 606-612.
- [6] 王建民,刘生福,李军,等. 陕北中生界特低渗透高含水油藏特征及成因[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(5): 583-588.
WANG Jianmin, LIU Shengfu, LI Jun, et al. Characteristics and causes of Mesozoic reservoirs with extra-low permeability and high water cut in northern Shanxi [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(5): 583-588.
- [7] 包洪平,贾亚妮,于忠平. 苏里格气田二叠系砂岩储层工业性分类评价[J]. *天然气工业* 2005, 25(4): 14-15.
BAO Hongping, JIA Yani, YU Zhongping. Industrial classification and evaluation of the Permian sandstone reservoir in sulige gas field in E'erduosi Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(4): 14-15.
- [8] 侯瑞云,刘忠群. 鄂尔多斯盆地大牛地气田致密低渗透储层评价与开发对策[J]. *石油与天然气地质* 2012, 33(1): 118-128.
HOU Ruiyun, LIU Zhongqun. Reservoir evaluation and development strategies of Daniudi tight sand gas field in the Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology* 2012, 33(1): 118-128.
- [9] 杨玉卿,潘福熙,田洪,等. 渤中25-1油田沙河街组低孔低渗储层特征及分类评价[J]. *现代地质* 2010, 24(4): 685-693.
YANG Yuqing, PAN Fuxi, TIAN Hong, et al. Characteristics and classification and evaluation of low porosity and permeability reservoir in Shahejie Formation of BZ25-1 Oilfield [J]. *Geoscience*, 2010, 24(4): 685-693.
- [10] 杨秋莲,李爱琴,孙燕妮,等. 超低渗储层分类方法探讨[J]. *岩性油气藏* 2007, 19(4): 51-56.
YANG Qiulian, LI Aiqin, SUN Yanni, et al. Classification method for extra-low permeability reservoirs [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2007, 19(4): 51-56.
- [11] 杨正明,姜汉桥,朱光亚,等. 低渗透含水气藏储层评价参数研究[J]. *石油学报* 2008, 29(2): 252-255.
YANG Zhengming, JIANG Hanqiao, ZHU Guangya, et al. Research on reservoir evaluation index for low-permeability water-bearing gas reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(2): 252-255.
- [12] 涂乙,谢传礼,刘超,等. 灰色关联分析法在青东凹陷储层评价中的应用[J]. *天然气地球科学* 2012, 23(2): 381-386.
TU Yi, XIE Chuanli, LIU Chao, et al. Application of grey correlation analysis method in reservoir evaluation of Qingdong sag [J]. *Natural Gas Geosciences*, 2012, 23(2): 381-386.
- [13] 窦齐丰,黄述旺,王韶华. 红柳泉岩性油藏低渗透储集层分类评价[J]. *石油勘探与开发* 2002, 29(1): 87-89.
DOU Qifeng, HUANG Shuwang, WANG Shaohua. Evaluating low-permeability reservoirs of Hongliuquan lithological trap [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(1): 87-89.
- [14] 王艳忠,操应长,宋国奇,等. 试油资料在渤南洼陷深部碎屑岩有效储层评价中的应用[J]. *石油学报* 2008, 29(5): 701-706.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, SONG Guoqi, et al. Application of production test data to evaluation of the effective reservoir in deep clastic of Bonan Sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(5): 701-706.
- [15] 王艳忠,操应长,远光辉,等. 有效储层物性下限和产能约束下深层碎屑岩储层多参数分类评价方法[J]. *地质科学* 2012, 47(2): 483-498.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, YUAN Guanghui, et al. Multi-parameter classification and evaluation methods of clastic reservoir under the constraint of effective reservoir physical property lower limit and productivity [J]. *Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica)*, 2012, 47(2): 483-498.
- [16] 王艳忠,操应长. 车镇凹陷古近系深层碎屑岩有效储层物性下限及控制因素[J]. *沉积学报* 2010, 28(4): 752-761.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang. Lower property limit and controls on deep effective clastic reservoirs of Paleogene in Chezhen Depression [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(4): 752-761.
- [17] 张琴,朱筱敏. 山东省东营凹陷古近系沙河街组碎屑岩储层定量评价及油气意义[J]. *古地理学报* 2008, 10(5): 465-472.
ZHANG Qin, ZHU Xiaomin. Quantitative assessment of clastic reservoir of the Paleogene Shahejie Formation in Dongying Sag of Shandong province and its hydrocarbon significance [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2008, 10(5): 465-472.
- [18] 涂乙,邹海燕,孟海平,等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. *石油与天然气地质* 2014, 35(1): 153-158.

- TU Yi , ZOU Haiyan , MENG Haiping , et al. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology* , 2014 , 35(1) : 153-158.
- [19] 任忠和 陈冰 陈舒薇 , 等. 油田开发下限及经济极限的确定 [J]. *大庆石油地质与开发* , 2005 , 24(1) : 61-63.
- REN Zhonghe , CHEN Bing , CHEN Shuwei , et al. Determination of the lower limit and economic limit of oil-field development [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing* , 2005 , 24(1) : 61-63.
- [20] 李彦兴 韩令春 董平川 , 等. 低渗透率油藏水平井经济极限研究 [J]. *石油学报* , 2009 , 30(2) : 242-246.
- LI Yanxing , HAN Lingchun , DONG Pingchuan , et al. Study on economic limits for horizontal well in low-permeability reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica* , 2009 , 30(2) : 242-246.
- [21] WANG J D , LI S Z , SANTOSH M , et al. Lacustrine turbidites in the Eocene Shahejie Formation , Dongying Sag , Bohai Bay Basin , North China Craton [J]. *Geological Journal* , 2013 , 48(5) : 561-578.
- [22] 姜在兴. 沉积学 [M]. 北京: 石油工业出版社 , 2010: 84-85.

(编辑 徐会永)