

彭小东, 张 辉, 汪新光, 等. 乌石 A 砂砾岩油藏储层特征及综合评价[J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(8): 50-56.

乌石 A 砂砾岩油藏储层特征及综合评价

彭小东¹, 张 辉¹, 汪新光¹, 储莎莎², 郇金来¹, 赵 楠¹

(1 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057; 2 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007)

摘 要:南海西部海域低渗原油地质储量大, 有效动用率低, 其中乌石 A 油田主要是砂砾岩储层, 目前针对此类油藏的储层特征及综合评价研究较少, 需要对乌石 A 油田的储层微观孔隙结构特征进行研究, 明确其开发难易程度和开发潜力。选取乌石 A 油田具有代表性的岩样, 开展了包括恒速压汞、核磁共振、非线性测试、黏土矿物分析、润湿性等多种物理模拟实验, 系统地研究了乌石 A 油田的微观孔隙结构特征, 建立了六元参数储层评价方法, 对该油藏进行了综合评价。研究表明: 乌石 A 低渗砂砾岩油田渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层综合分类系数 < 5 , 属于三类储层, 开发难度大; 渗透率在 $(1 \sim 30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层综合分类系数 < 8 , 属于二类储层, 开发难度较大; 渗透率 $> 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层综合分类系数 > 8 , 属于一类储层, 开发难度小。

关键词:砂砾岩; 低渗透; 主流喉道半径; 可动流体饱和度; 非线性渗流; 亲水系数; 储层分类
中图分类号: TE112.2 文献标识码: A DOI: 10.16028/j.1009-2722.2019.152

0 引言

南海西部海域低渗原油探明地质储量规模大, 且有效动用率低。低渗储量主要分布在北部湾盆地的乌石 A、涠洲 B 等油田的流沙港组, 其中乌石 A 油田储层岩石主要为砂砾岩^[1-3]。目前, 国内外对于低渗透砂砾岩油藏的开发不多, 且针对此类油藏的储层特征及综合评价研究较少, 因此, 需要从影响储层渗流能力的微观孔隙结构特征研究入手, 明确乌石 A 低渗透砂砾岩油藏的开发难易程度和开发潜力, 为实现该低渗油藏的有效动用提供理论指导。

储层分类是油藏描述的重要内容之一, 储层的类型与油藏类型、产量预测、储量估计等密切相关, 从而与开采方案的选取密切相关^[4-13]。孔隙结构复杂、非均质性强是低渗透储层的重要特征, 因此, 对

低渗透储层进行先分类再评价是非常必要的^[14-16]。传统的储层分类方法多为定性或半定量的评价方法^[10-13], 其不足一是人为性较强, 二是很难对众多的储层评价参数做到比较科学的综合考虑。

本文选取乌石 A 油田具有代表性的岩样, 先后开展了包括恒速压汞、核磁共振、非线性测试、黏土矿物 X 衍射分析、低渗透油水驱替物理模拟在内的多种实验手段, 系统地研究了乌石 A 油田的微观孔隙结构特征和流体的可动用性。在低渗储层五元综合分类评价方法^[7-9]基础上, 增加表征流体与储层作用的亲水系数, 对乌石 A 油田低渗砂砾岩储层进行综合分类评价, 形成了针对南海西部低渗砂砾岩储层的六元分类系数评价方法, 对南海西部海域后续产量接替具有十分重要的指导意义。

1 研究区概况及储层特征

乌石 A 油田位于南海北部湾盆地南部坳陷乌石凹陷东部(图 1), 为始新世末期形成的复杂断块构造、层状边水、正常温压系统油藏, 断裂发育, 非均质性强。油田在 2010 年钻探了第 1 口探井, 获

收稿日期: 2019-07-02

资助项目: “十三五”国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”课题《南海西部海域低渗油藏勘探开发关键技术》(2016ZX05024-006)

作者简介: 彭小东(1987—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事油气藏工程研究和储量评价工作. E-mail: pengxd@cnooc.com.cn

得工业油气流, 低渗储层主要位于流沙港组三段(以下简称“流三段”)中。该段储层为湖盆初始拉张期在凹陷边缘地带发育的扇三角洲前缘沉积, 骨架砂体为水下分流河道沉积, 厚层砂砾岩为主, 砂体厚度较大, 含砂率高, 分布稳定。岩性从极细粒—砾岩均有分布, 岩石类型主要为岩屑砂岩, 砂岩分选中—差为主。孔隙类型以原生粒间孔、长石溶孔和铸模孔为主, 整体为中孔、中低渗特征^[1-3]。

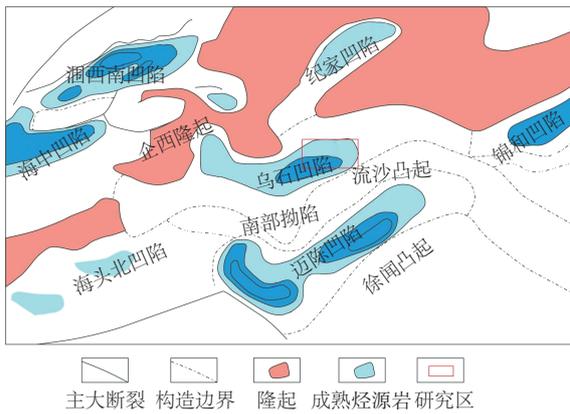


图 1 乌石 A 油田构造地理位置
Fig.1 Location of Wushi-A Oilfield

2 乌石 A 低渗砂砾岩油藏储层评价参数

2.1 主流喉道半径

岩石孔隙结构是指岩石中孔隙和喉道的几何形状、大小、分布及其相互连通关系^[17], 对流体渗流影响十分明显。主流喉道半径是指渗透率累计贡献达到 80% 时所对应的喉道半径, 它是表征低渗储层微观孔隙结构的重要参数^[18]。

对乌石 A 油田 5 块岩心样品进行了恒速压汞实验, 实验结果如图 2 所示。

将 5 块岩心样品分为 4 个渗透率区间, 对其不同喉道半径所占比例和对渗透率的贡献做进一步的研究分析(表 1)。当渗透率在 $(1\sim 5)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 区间时, $> 4 \mu\text{m}$ 的喉道半径所占比例为 32.41%, 对渗透率的贡献为 69.04%; 当渗透率在 $(5\sim 10)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 区间时, $4 \mu\text{m}$ 的喉道半径所占比例为 29.85%, 对渗透率的贡献为 78.86%; 当渗透率 $> 10\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, $> 4 \mu\text{m}$ 的喉道半径所占比例为 27.98%, 对渗透率的贡献为 86.75%。渗透率 $> 1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样, 随着渗透率的增大, $> 4 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例逐渐下降, 但其对渗透率的贡献逐渐上升, 即岩样的渗流能力主要受所占比例较小的 $> 4 \mu\text{m}$ 的喉道所控制。

对相同渗透率级别砂砾岩和砂岩的喉道半径进行对比分析发现, 砂砾岩喉道半径展布范围大于砂岩(图 3)。通过计算, 渗透率为 $5.35\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂砾岩主流喉道半径是 $4.39 \mu\text{m}$, 渗透率为 $5.88\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩主流喉道半径是 $1.71 \mu\text{m}$ 。相同渗透率条件下, 砂砾岩主流喉道半径大于砂岩。由此可见, 低渗砂砾岩油藏开发难度小于低渗砂岩油藏。

将本次研究的乌石 A 油田与涪洲 B 油田、华北油田和新疆油田(典型低渗透砂砾岩油田)、长庆油田和大庆油田(砂岩油田)作对比^[19], 结果如图 4 所示。相同渗透率条件下, 乌石 A 油田主流喉道半径要高于新疆油区和华北油区, 高于大庆、长庆和涪洲 B 砂岩油区。从主流喉道半径来看, 乌石 A 砂砾岩油藏开发难度要低于涪洲 B 砂岩油藏。

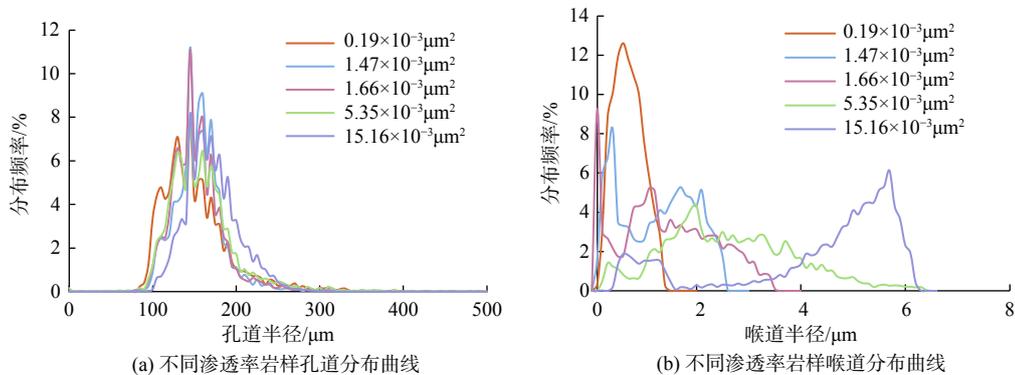


图 2 乌石 A 油田恒速压汞实验结果

Fig.2 Test results of constant speed mercury injection in Wushi-A Oilfield

表1 恒速压汞实验结果分析

Table 1 Test result of constant speed mercury injection

渗透率分布 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	喉道半径分布 / μm							
	<1		1~2		2~4		>4	
	所占比例/%	对渗透率贡献/%	所占比例/%	对渗透率贡献/%	所占比例/%	对渗透率贡献/%	所占比例/%	对渗透率贡献/%
<1	87.17	68.11	12.83	31.89	0	0	0	0
1~5	5.2	0.2	18.5	3.58	43.89	27.18	32.41	69.04
5~10	8.73	0.3	19.23	2.63	42.19	18.21	29.85	78.86
>10	34.16	0.64	16.12	2.3	21.74	10.3	27.98	86.75

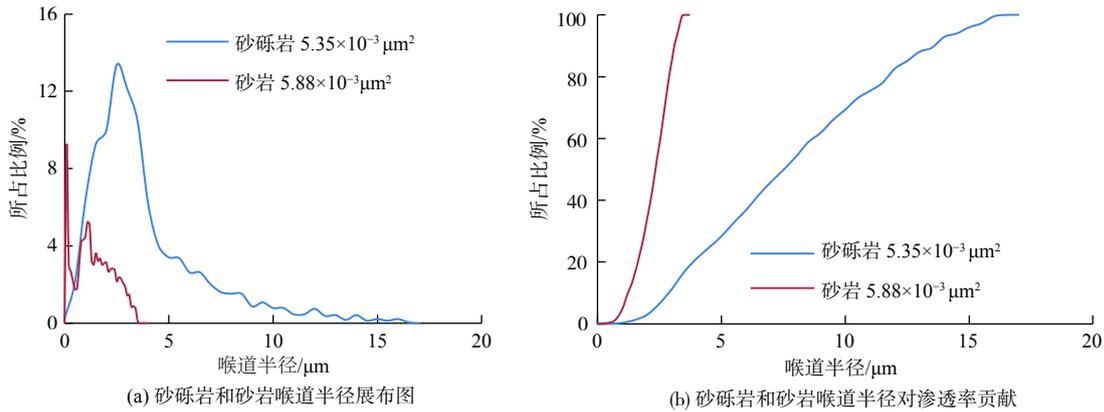


图3 砂砾岩和砂岩恒速压汞喉道半径对比

Fig.3 Contrast of throat radius of constant velocity mercury injection between glutenite and sandstone

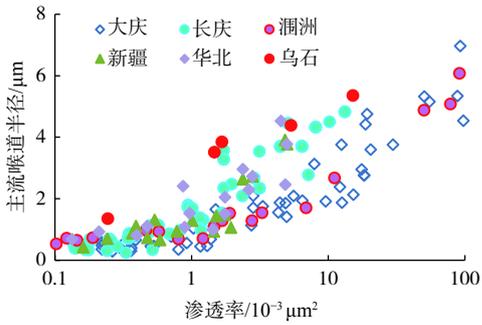


图4 不同区块主流喉道半径对比图

Fig.4 The contrast graph of mainstream throat radius of different blocks

2.2 可动流体饱和度

本文以核磁共振作为实验手段对乌石 A 油田 18 块岩心样品的可动流体饱和度进行了分析^[20]。由测试实验结果(图 5)可以看出,可动流体饱和度与渗透率具有很好的对数相关性,关系式为 $Y = 6.967 \ln(X) + 45.459$, 相关系数 $R^2 = 0.82$ 。

相同渗透率级别砂砾岩和砂岩的核磁共振图谱的对比分析表明,砂砾岩核磁共振图谱分布范围大于砂岩(图 6),这是因为砂砾岩的喉道半径大

于砂岩,砂砾岩在 T_2 较高的时间范围依然存在信号。渗透率 $1.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂砾岩 $T_2 < 14 \text{ ms}$ 时,流体所占空间比例为 50.46%; T_2 在 $14 \sim 100 \text{ ms}$ 时,流体所占空间比例为 29.79%; $T_2 > 100 \text{ ms}$ 时,流体所占空间比例为 19.26%。渗透率 $1.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩 $T_2 < 14 \text{ ms}$ 时,流体所占空间比例为 49.98%; T_2 在 $14 \sim 100 \text{ ms}$ 时,流体所占空间比例为 34.97%; $T_2 > 100 \text{ ms}$ 时,流体所占空间比例为 15.05%。相同渗透率条件下,砂砾岩大空间中的可动流体多于砂岩,但砂砾岩可动流体饱和度整体小于

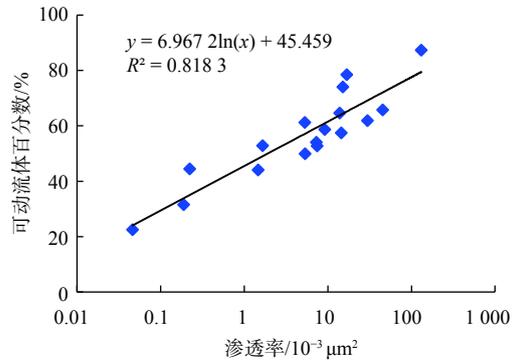


图5 可动流体百分数与渗透率关系

Fig.5 Relation of movable fluid percentage to permeability

砂岩, 由此可见, 砂砾岩油藏开发潜力低于砂岩油藏。

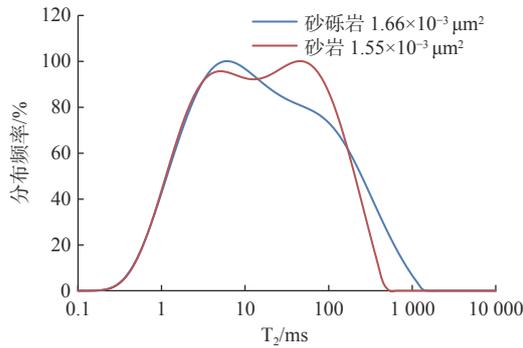


图 6 相同渗透率级别砂砾岩和砂岩核磁共振图谱对比
Fig.6 Comparison of NMRs of glutenite and sandstone with the same permeability grade

将本次研究的乌石 A 油田与涪洲 B 油田、吉林油田、新疆油田、长庆油田和大庆油田作对比^[19], 结果如图 7 所示。相同渗透率条件下, 乌石 A 油田可动流体饱和度要高于新疆和大庆油区, 低于长庆和涪洲 B 油区, 与吉林油田比较接近。从可动流体饱和度来看, 乌石 A 油田开发潜力要小于涪洲 B 油田。

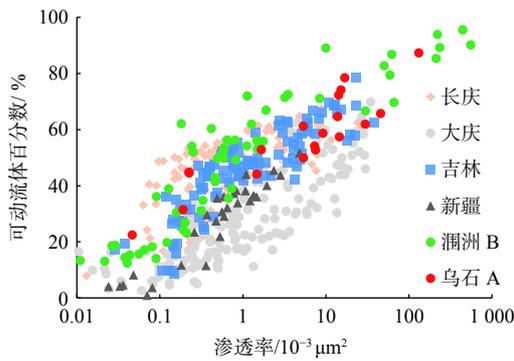


图 7 不同油区可动流体百分数对比图
Fig.7 The contrast of movable fluid percentages of different blocks

2.3 拟启动压力梯度

本次研究对乌石 A 油田 10 块岩样进行水测启动压力梯度测试实验^[18]。由图 8 可以看出, 拟启动压力梯度与渗透率呈现比较好的幂函数关系, 随着渗透率的增大, 拟启动压力梯度逐渐减小, 关系式为 $y = 0.3204x^{-0.419}$, 相关系数 $R^2 = 0.97$ 。当渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 拟启动压力梯度迅速增加, 说明渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后, 建立有效驱替压力难度增大, 开发难度增加。

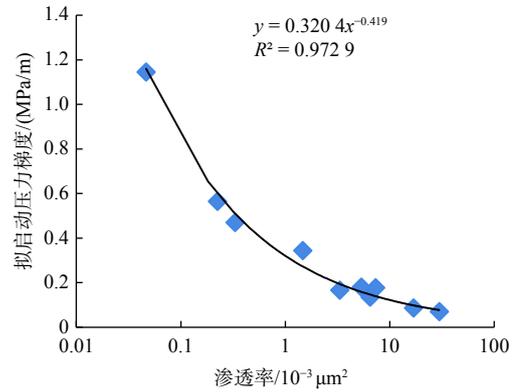


图 8 启动压力梯度测试实验结果
Fig.8 Test results of starting pressure gradient

对相同渗透率级别砂砾岩和砂岩的水测渗透率随压力梯度的变化进行了对比分析(图 9), 渗透率为 $1.47 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂砾岩最高水测渗透率为 $0.089 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 拟启动压力梯度为 0.343 9 MPa/m。渗透率为 $1.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩最高水测渗透率为 $0.356 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 拟启动压力梯度为 0.261 7 MPa/m。相同压力梯度条件下, 砂岩水测渗透率高于砂砾岩水测渗透率。相同渗透率条件下, 砂砾岩拟启动压力梯度高于砂岩拟启动压力梯度, 砂砾岩油藏更难以建立有效驱动压力体系。

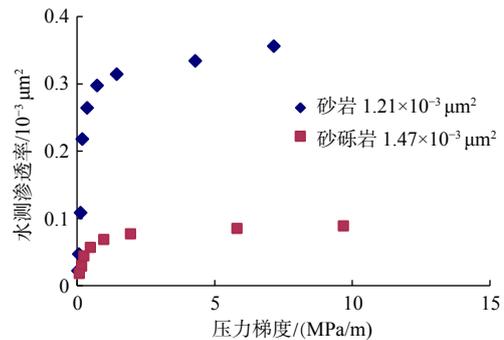


图 9 相同渗透率级别砂岩和砂砾岩水测渗透率随压力梯度的变化

Fig.9 Water permeability of sandstone and glutenite with the same permeability changes versus pressure gradient

将本次研究的乌石 A 油田与吉林油田、长庆油田和大庆油田等典型低渗透油田作对比, 结果如图 10 所示。相同渗透率条件下, 乌石 A 油田拟启动压力梯度高于吉林油区、大庆油区和长庆油区, 乌石 A 油田更难以建立有效驱动压力体系。

2.4 黏土矿物含量

黏土矿物的成分对开发政策的制定影响很

大^[18]。本此研究采用 X-CT 衍射方法对乌石 A 油田 6 块储层岩样进行了黏土矿物成分分析,结果如表 2 所示。乌石 A 油田储层黏土矿物主要有伊/蒙混层、伊利石、高岭石、绿泥石。黏土矿物总含量分布范围为 4.4%~9.5%,平均为 7.0%,其中伊/蒙间层平均含量为 13.0%,伊利石平均为 49.7%,高岭石平均为 34.2%,绿泥石平均为 3.2%。

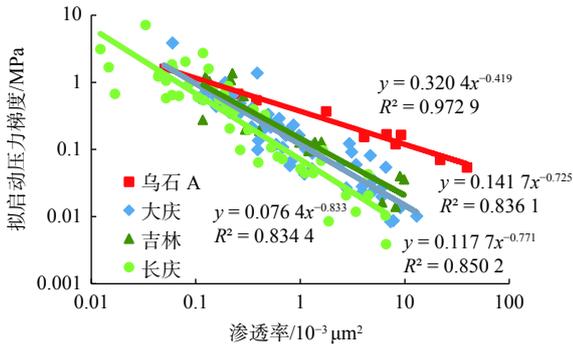


图 10 不同油区启动压力梯度对比
Fig.10 Contrast of starting pressure gradient of different blocks

表 2 岩样黏土矿物测试结果
Table 2 Clay minerals in rock samples

岩心	孔隙度/%	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	黏土总 量/%	黏土矿物含量/%			
				伊/蒙间层 (I/S)	伊利石 (I)	高岭石 (K)	绿泥石 (C)
41	16.91	10.73	6.5	12	57	27	4
42	13.45	7.59	4.4	13	41	46	0
43	12.77	5.22	8.1	13	51	36	0
45	8.99	0.8	9.5	15	31	47	7
2-21	13.4	2.51	9.1	9	48	39	4
2-35	14.86	7.13	4.6	16	70	10	4

将本次研究的乌石 A 油田与吉林油田、长庆油田和大庆油田等典型低渗透油田作对比,结果如图 11 所示。相同渗透率条件下,乌石 A 油田黏土矿物含量低于吉林油区、大庆油区和长庆油区。

2.5 润湿指数

储层岩石的润湿性是影响储层油水微观分布、毛管压力和相对渗透率等的关键因素之一,对于低渗油藏制定合理的开发技术方案和提高采收率具有重要的影响^[17,21]。本文对乌石 A 油田 6 块岩样进行了润湿指数测试和驱油效率测试实验^[21],实验结果如图 12 所示。可以看出,驱油效率与润湿指数呈正相关关系,润湿指数越大,驱油效率越高。

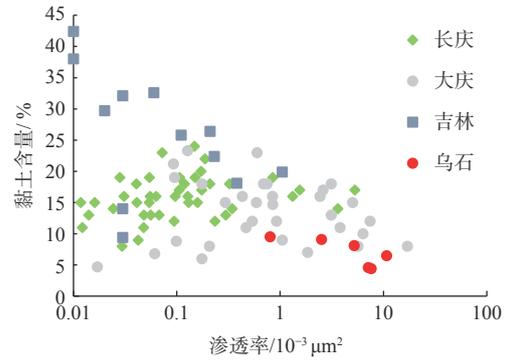


图 11 不同油区黏土矿物对比
Fig.11 Contrast of Clay minerals in rock samples of different blocks

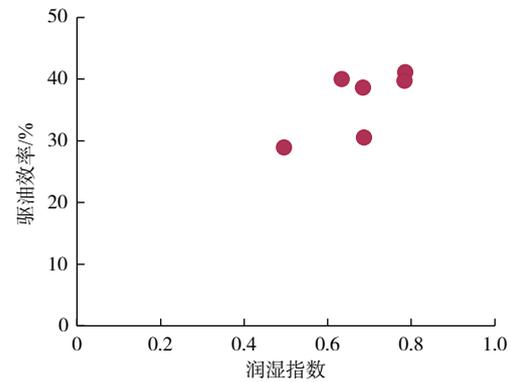


图 12 润湿指数与驱油效率的关系
Fig.12 The relationship between wettability index and oil displacement efficiency

3 储层综合评价分析

乌石 A 油田低渗砂砾岩储层相比低渗砂岩储层具有一定的独特性,储层喉道半径更大,可动流体饱和度却更小,流体与储层之间的相互作用更为复杂。因此,在常规低渗砂岩油田储层分类系数评价方法的基础上^[7-9],增加表征流体与储层作用的评价参数——润湿指数,来考虑润湿性对评价结果的影响。从孔隙结构特征、渗流特征和敏感性特征 3 个方面对乌石 A 低渗砂砾岩油藏进行分类评价研究,选取主流喉道半径、可动流体饱和度、启动压力梯度、黏土矿物含量、原油粘度和润湿指数等 6 个与开发效果关系密切的参数。在评价过程中,根据实验结果,建立各参数同渗透率的关系,获取回归方程,然后利用乌石 A 油田统计渗透率值计算各自的评价参数均值。

研究结果表明:主流喉道半径、可动流体饱和

度和润湿指数与区块的开发效果成正相关关系; 启动压力梯度、原油粘度和黏土矿物成分与区块的开发效果成负相关关系。为此, 建立了“六元综合分类系数”法, 对各参数进行归一化处理。其表达式为:

$$\psi = \ln \frac{(r_m/r_{mstd.})(S_o/S_{ostd.})(F_{wo}/F_{wostd.})}{(\lambda/\lambda_{std.})(m/m_{std.})(\mu_o/\mu_{ostd.})}$$

式中: s_o 为可动流体百分数, %;

s_{ostd} 为 IV 类分类标准中的可动流体百分数下限值, %;

r_m 为主流喉道半径, μm ;

r_{mstd} 为 IV 类分类标准中的主流喉道半径标准值, μm ;

F_{wo} 为润湿指数, 无因次;

F_{wostd} 为 IV 类分类标准中的润湿指数标准值, 无因次;

λ 为拟启动压力梯度, MPa/m ;

λ_{std} 为 IV 类分类标准中的启动压力梯度标准值, MPa/m ;

m 为黏土矿物含量, %;

m_{std} 为 IV 类分类标准中的黏土矿物含量标准值, %;

μ 为原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;

μ_{std} 为 IV 类分类标准中的原油黏度标准值, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

通过大量数据处理分析得到: 低渗透油藏综合分类标准为: I 类: $\psi > 8$; II 类: $5 < \psi < 8$; III 类: $2 < \psi < 5$; IV 类: $\psi < 2$ 。 ψ 越高, 储层越容易开发; ψ 越小, 储层越难动用。

利用该方法对乌石 A 油田不同渗透级别储层进行分类评价, 结果如表 3 所示。

表 3 储层评价结果

Table 3 Reservoir evaluation result

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	主流喉道半径/ μm	可动流体百分数/%	拟启动压力梯度/ (MPa/m)	黏土含量/%	原油黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	润湿指数	综合分类系数	综合评价
1	2.49	45.46	0.32	7.03	1.08	0.68	4.95	III
2	3.15	50.29	0.24	7.03	1.08	0.68	5.67	II
5	4.30	56.67	0.16	7.03	1.08	0.68	6.48	II
10	5.44	61.50	0.12	7.03	1.08	0.68	7.09	II
30	7.90	69.16	0.08	7.03	1.08	0.68	8.04	I
50	9.40	72.71	0.06	7.03	1.08	0.68	8.48	I

4 结论

(1) 相同渗透率条件下, 砂砾岩主流喉道半径大于砂岩, 可动流体饱和度小于砂岩, 拟启动压力梯度高于砂岩。因此, 砂砾岩油藏开发难度小于砂岩油藏, 但开发潜力低于砂岩油藏。

(2) 渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的乌石 A 油田低渗砂砾岩储层综合分类系数 < 5 , 属于三类储层, 开发难度大; 渗透率在 $(1 \sim 30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层综合分类系数 < 8 , 属于二类储层, 开发难度较大; 渗透率 $> 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层综合分类系数 > 8 , 属于一类储层, 开发难度小。

参考文献:

[1] 曾小明, 邹明生, 张 辉, 等. 北部湾盆地乌石凹陷东区流沙港组三段储层物性主控因素及分布规律[J]. 石油实验地质, 2016,

38(6): 757-764.

[2] 曾小明, 张 辉, 邹明生, 等. 基于岩石物理相的储集层分类评价: 以北部湾盆地乌石凹陷东区始新统流沙港组三段 II 油组为例[J]. 古地理学报, 2017, 19(4): 703-712.

[3] 彭志春, 杨 丽, 汪新光, 等. 北部湾盆地乌石 17-X 油田流沙港组三段砂砾岩储层物性主控因素研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(10): 6-12.

[4] 付殿敬, 徐敬领, 王贵文. 基于 Q 型聚类分析和贝叶斯判别算法研究储层分类评价[J]. 科技导报, 2011, 29(3): 31-35.

[5] 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.

[6] 孙玉平, 熊 伟, 姚振华, 等. 低渗透储层渗流能力模糊综合评价新方法[J]. 辽宁工程技术大学学报, 2009, 28(S1): 294-296.

[7] 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.

[8] 刘桂玲, 孙军昌, 熊生春, 等. 高邮凹陷南断阶特低渗透油藏储层微观孔隙结构特征及分类评价[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(4): 37-41.

[9] 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.
- [10] 刘景环, 王瑞丽, 尤丽, 等. 涪西南凹陷流沙港组成岩相与有效储层研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(6): 175-184.
- [11] 马立民, 林承焰, 范梦玮. 基于微观孔隙结构分形特征的定量储层分类与评价[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(5): 15-19.
- [12] 王维喜, 曹天军, 朱海涛. 压汞曲线在特低渗油藏储层分类中的应用[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2010, 12(3): 18-20.
- [13] 吕建荣, 谭锋奇, 许长福, 等. 克拉玛依砾岩油藏储层分类特征及水驱油规律[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(4): 21-30.
- [14] 张恒荣, 何胜林, 郑香伟, 等. 复杂孔隙结构低阻油层含水饱和度解释新方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 40(1): 97-103.
- [15] 张冲. 基于海上砂砾岩低渗透率成因分析及测井评价[J]. 测井技术, 2019, 43(5): 524-530.
- [16] 赵楠, 王磊, 黄俊, 等. 不同岩性低渗储层分形特征对比及成因分析[J]. 中国海上油气, 2020, 32(1): 87-94.
- [17] 王允诚, 向阳, 邓礼正, 等. 油层物理学[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2006.
- [18] 熊伟, 刘华勋, 高树生, 等. 低渗透储层特征研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(5): 89-92.
- [19] 张乔良, 储莎莎, 姜平, 等. 涪洲F4油田流沙港组储层微观结构及两相渗流特征[J]. 科技导报, 2014, 32(12): 54-59.
- [20] 王为民, 郭和坤, 叶朝辉. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 40-44.
- [21] 杨正明, 黄辉, 骆雨田, 等. 致密油藏混合润湿性测试新方法及其应用[J]. 石油学报, 2017, 38(3): 318-323.

CHARACTERISTICS OF WS-A GLUTENITE RESERVOIR AND ITS INTEGRATED EVALUATION

PENG Xiaodong¹, ZHNAG Hui¹, WANG Xinguang¹, CHU Shasha², HUAN Jinlai¹, ZHAO Nan¹

(1 Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, Guangdong, China;

2 Petro China Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang, Langfang 065007, Hebei, China)

Abstract: The low-permeability reservoirs are large in reserve in the western South China Sea, but the utilization rate is quite low up to date. The major payzone of WS-A oilfield is of glutenite type. So far, few studies have been contributed to the characteristics of glutenite reservoir and its integrated evaluation. It is necessary to carry out the study of the microscopic pore structures so as to determine the potential and the difficulties which may be encountered in oil and gas production and development. In this paper, we selected some representative rock samples from the WS-A oilfield, and had various physical simulation experiments, such as constant velocity mercury intrusion, nuclear magnetic resonance, nonlinear test, clay mineral analysis and wettability measurement. Based on the characteristics of the microscopic pore-throat structure of the reservoir, a integrated reservoir evaluation method on six-element parameters was established for reservoir evaluation. It is found that in the WS-A low permeability glutenite oilfield, if the integrated classification coefficient of reservoirs is less than 5 or the permeability is less than $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, it belongs to the third type of reservoir and is very difficult to develop indeed; if the integrated classification coefficient of reservoirs is between 5-8 or the permeability vary between $1-30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, it belongs to the second type of reservoirs, which is difficult to develop; if the integrated classification coefficient of reservoirs is greater than 8 or the permeability greater than $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, it belongs to the first type of reservoirs, which is easy to develop.

Key words: glutenite; low permeability; mainstream throat radius; movable fluid saturation; nonlinear seepage; hydrophilic coefficient; reservoir classification