

孤岛油田高含水期储油层物理特征

姚光庆¹, 关振良¹, 陆先亮², 刘建民²

(1. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074; 2. 胜利石油管理局孤岛采油厂, 山东东营 257000)

摘要: 孤岛油田馆陶组细粒砂岩储层表现为粗孔大喉高渗特点, 储层孔隙结构分6种类型. 砂岩中粘土矿物以伊/蒙混层(I/S)和高岭石(K)为主, 储层存在速敏和水敏现象. 油田特高含水期与开发初期、中高含水期比较, 砂岩渗透率成倍增加; 泥质含量和束缚水含量明显降低. 受河流沉积相带的控制, 4种河道微相单元储层物理特征变化较大.

关键词: 高含水期; 储层物理特性; 粘土矿物; 孤岛油田.

中图分类号: P618.130.2 文献标识码: A

文章编号: 1000-2383(2003)01-0067-04

作者简介: 姚光庆(1964-), 男, 博士, 副教授, 主要从事油气储层地质学、油藏描述研究.

E-mail: gqyao@cug.edu.cn

储油层物理特性的研究是油田开发过程中储层研究的重要内容, 是砂体宏观储层特征研究的深化, 对储层保护、提高采收率、调整挖潜等工艺措施有重要指导意义^[1~4]. 孤岛油田目前处于高一特高含水采油阶段, 储油层物理特性研究更有其重要意义. 本文主要研究内容包括细砂岩储层孔隙结构、粘土矿物与敏感性、储层物性动态变化等内容.

1 储层孔隙结构

馆陶组储层为细粒、疏松、特高孔高渗细砂岩, 岩石类型为长石岩屑砂岩^[5]. 胶结类型主要为松散泥质胶结, 压实程度弱.

通过研究区5口取心井岩石样品的铸体薄片、图像分析、扫描电镜及压汞曲线等多种试验手段综合分析, 确认馆陶组细砂岩的主要孔隙类型为原生粒间孔隙、粒间扩大孔隙、伸长状孔隙和特大孔隙. 根据压汞曲线孔隙结构参数评价标准^[6], 本区储层孔隙结构特征模型(类型)分6种类型, 其中前4种是馆陶组河道砂体主要的孔隙结构类型, 以B108井为例的典型曲线特征见图1.

A型, 粗孔粗喉均匀型. 杂基少, 粒度均一, 成岩

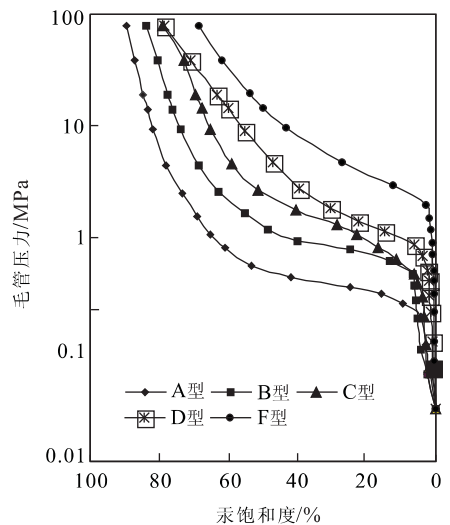


图1 馆3—5油组典型压汞曲线

Fig. 1 Typical mercury capillary pressure curves of Guan 3-5 oil set

程度弱, 具原始砂岩粒间结构特征, 此种类型多见于厚层主河道砂岩中; B型, 粗孔中喉不均一型. 粒度不均一, 含粗砂或砾、泥屑等, 具复杂粒间孔隙结构, 成岩程度中等. 主河道底部沉积物; C型, 粗孔细喉型. 孔隙次生扩大现象明显, 喉道由于压实和粘土胶结变窄. 在决口河道和充填河道中常见; D型, 中孔细喉型. 沉积、成岩共同作用. 在充填河道粉细砂岩中常见; E型, 细孔裂缝型. 水平纹理泥质粉砂中, 沿纹理面发育的水平裂缝或垂直裂缝存在, 本区不发

表 1 图 1 中典型曲线对应的岩石物性参数

Table 1 Petrophysical parameters in rock samples of Fig. 1

| 类型 | 岩样深度/ m | 微相 | 孔隙度/ % | 渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$) | 孔隙中值半 径/ μm |
|-----|------------|-------|-----------|-------------------------------------|---------------------------|
| A 型 | 1185.90 | 主河道中央 | 35.4 | 3 459 | 15.3 |
| B 型 | 1187.79 | 主河道底部 | 34.4 | 2 681 | 6.3 |
| C 型 | 1193.66 | 次级河道 | 32.8 | 887 | 3.4 |
| D 型 | 1231.30 | 河道充填 | 28.7 | 185 | 1.5 |
| F 型 | 1209.92 | 河道边缘 | 25.6 | 17 | 0.5 |

样品选自 B108 井。

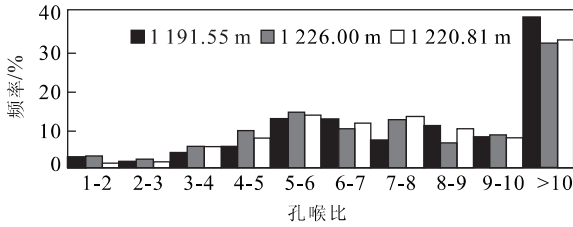


图 2 孤岛油田中 30-J18 井典型砂岩图像分析孔喉比
Fig. 2 Diagram of pore and throat size ratio of representative samples in Z30-J18 well using imaging analysis

育; F 型, 细孔孤立型。孔隙连通性差, 一般在泥质粉砂或致密砂岩中存在, 储层质量差。

就储层质量而言, 具不同孔隙结构类型的岩石其物性参数变化是明显的(表 1), 渗透率和孔隙中值半径的变化幅度最大。

铸体薄片图像分析是定量研究孔隙参数的先进实验方法, 中 30-J18 井的图像分析结果说明砂岩的孔喉比一般在 5 以上, 孔喉比大于 10 的频数在 30% 以上, 是最主要的储油空间。孔隙配位数都在 3.0 以上, 储层质量是很好的(图 2)。

2 储层粘土矿物与储层敏感性

中 30-J18 等井的粘土矿物 X 衍射定量分析表明, 本区粘土矿物的主要类型有: 伊/蒙混层(I/S)、高岭石(K)、伊利石(I)和绿泥石(Ch), 它们对应的质量百分含量分别是 40%、30%、15% 和 10% 左右(占粘土总量的百分比), 粘土总量平均占岩石体积的 10% 左右(图 3)。根据本区物性特征; 粘土矿物的类型、含量、产状及孔喉特征^[6,7]; 结合地层流体性质分析, 表明馆陶组细粒砂岩油层存在潜在的速敏性和水敏性。

(1) 速敏性。在粗孔中—粗喉油层中, 岩石胶结差, 采油过程中易发生微粒迁移, 油井出砂, 速敏性

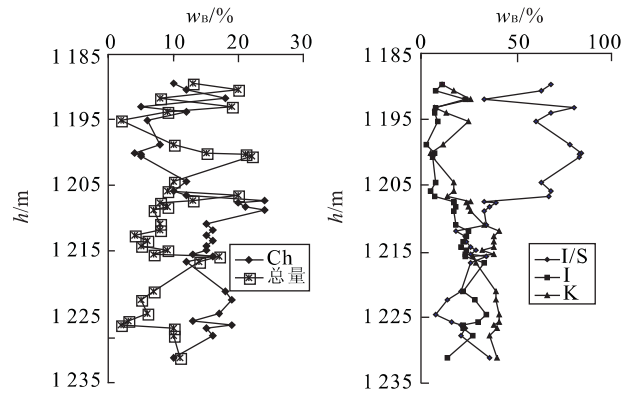


图 3 中 30-J18 井粘土矿物含量随深度变化

Fig. 3 Content variety of clay minerals with burial depth in Z30-J18 well

较强, 造成高孔渗层段孔渗进一步增高。在中细喉油层中, 粘土矿物含量相对较高, 因此不仅会有速敏性, 也有水敏性, 使较差的孔渗层段进一步变差。储层物性分异性更强, 速敏性这一损害在油田开发过程中强烈表现为出砂; (2) 水敏性。膨胀型粘土矿物的存在是水敏发生的根源, 水敏会直接堵塞孔喉。本区砂岩中有含量较高的 I/S 混层矿物, 这是容易造成水敏的主要原因。水敏损害在泥质含量较高的粉砂岩中表现更加明显。

3 储层物性变化

油田开发过程中, 随着时间的推移储层性质和流体性质均会发生重要变化, 这些变化对采油工艺措施有重要影响^[8]。虽然本区原始物性好, 但由于较疏松、粒度偏细, 造成开发过程中油井出砂严重, 影响了油井的正常工作。另一方面, 大量注水、大量出砂, 也严重影响了岩石的结构, 尤其是储层物性随时间的迁移发生了很大变化。从 20 世纪 70 年代取心井(开发初期)和 20 世纪 90 年代取心井(特高含水期)的孔隙度和渗透率对比中可以看到, 开发初期与特高含水期阶段储层物性变化较大, 尤其表现在渗透率的变化上(图 4)。埋深相同、沉积微相相同的储层, 后期孔隙度与原始孔隙度相比总体有所增大, 但不明显。而后期渗透率却比原始渗透率有明显增大, 甚至是 10 倍的增加。特高含水期物性总体增大变好的同时, 样品点却更分散, 较差的物性由于水敏和速敏的影响变的更差(图 4)。20 世纪 70 年代开发初期、80 年代中高含水期和 90 年代特高含水期 3 个

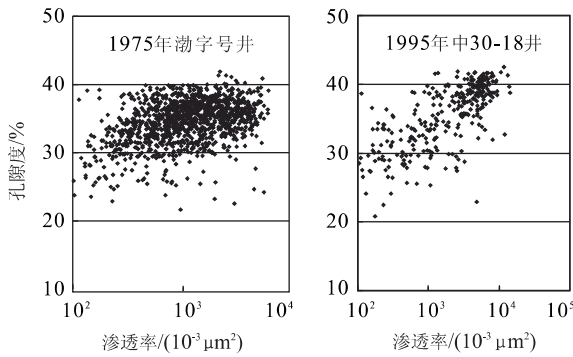


图 4 渤字号 3 口井(20 世纪 70 年代)与中 30-J18 井(1995 年)物性变化对比

Fig. 4 Comparison of physical properties in early well and new well

表 2 孤岛油田不同开发时期高渗段储层参数变化

Table 2 Reservoir parameters in different developing stage of Gudao oilfield

| 开发阶段 | 孔隙度/ % | 渗透率/ (10 ⁻³ μm ²) | 粒度中 值/(mm) | 泥质含 量/% | 束缚水饱 和度/% |
|-------|-----------|---|---------------|------------|--------------|
| 开发初期 | 35.54 | 1 356 | 0.154 5 | 7.823 | 31.08 |
| 中高含水期 | 37.03 | 3 180 | 0.155 8 | 5.977 | 25.57 |
| 特高含水期 | 34.43 | 15 645 | 0.159 5 | 1.440 | 19.51 |

表 3 河流不同微相单元储层特征对比^①

Table 3 Comparison of reservoir properties in different microfacies

| 微相单元 | 含水量/ % | 累积水 油比 | 剩余油饱 和度/% | 孔隙度/ % | 渗透率/ (10 ⁻³ μm ²) |
|------|-----------|-----------|--------------|-----------|---|
| 主河道 | 95 | 8.9 | 44.6 | 30~35 | 1 000 以上 |
| 次级河道 | 93 | 5.5 | 46.0 | 33 左右 | 500~1 000 |
| 河道充填 | 91 | 4.9 | 48.2 | 25~30 | 500 左右 |
| 河道边缘 | 91 | 4.7 | 49.6 | 25 以下 | 500 以下 |

阶段,在物性变化的同时还伴随粒度中值、泥质含量和束缚水饱和度的较大变化(表 2)。不同开发阶段储层结构参数的变化规律,可以用参数方程表示。

4 储油层物理特性的地质控制因素

影响孤岛油田馆上段储层物理特性的地质因素包括沉积微相、粘土矿物含量、碳酸盐矿物含量等^[9]。其中河流沉积体系不同微相单元是控制储层物性质量的主要因素,表 3 汇总了主河道、次级河道、河道充填和河道边缘 4 种微相单元物性和含油

性的平均变化情况,表中反映出了高孔高渗的主河道水淹程度最高,剩余油饱和度最低。

在沉积微相的宏观控制下,储层成岩作用过程中形成的粘土矿物和碳酸盐胶结物对储层物性也有重要影响。粘土矿物的含量类型是储层潜在敏感性的物质前提,由此控制了本区储层水敏性和速敏性。碳酸盐矿物在馆陶组砂岩中含量低,但在河道砂体底部会有局部致密胶结,形成钙质胶结砂岩干层。

5 结论

(1)受沉积微相的制约,馆陶组储层孔隙结构分 6 种类型,以大孔粗喉高渗类型为主。随开发时间推移,储层孔隙结构分异增大。(2)馆陶组砂岩中粘土矿物总量大于 10%,属泥质胶结,粘土矿物以伊/蒙混层(I/S)和高岭石(K)为主,开发过程中储层存在速敏和水敏现象。加之岩石胶结较差,速敏出沙严重。(3)储层结构随开发阶段变化而发生明显变化,从油田开发初期到中高含水期,再到特高含水期,砂岩渗透率成倍增加;泥质含量和束缚水含量明显降低。(4)孤岛油田综合特高含水期阶段,剩余油分布受沉积微相控制为主,河道边缘微相单元内剩余油含量相对较高。

参考文献:

[1] Weber K J. How heterogeneity affects oil recovery [A]. In: Lake L W, Carroll H B, eds. Reservoir characterization [C]. Orlando: Academic Press, 1986. 487—543.

[2] Scott L. Montgomery, Sooner Unit, Denver Basin, Colorado: Improved waterflooding in a fluvial-estuarine reservoir (Upper Cretaceous D. Sandstone) [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(12): 1957—1974.

[3] Jian F X. A genetic approach to the prediction of petrophysical properties [J]. Journal of Petroleum Geology, 1994, 17(1): 71—88.

[4] 裘亦楠,薛淑洁. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1994. 180—210.
QIU Y N, XUE S H. Technology of petroleum reservoir evaluation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994. 180—210.

[5] 姚光庆,周锋德. 孤岛油田馆陶组河流砂体储层宏观特征[J]. 河南石油,2002, 16(3): 4—7.
YAO G Q, ZHOU F D. Reservoir characterization of

^①中国地质大学石油系. 孤岛油田东区精细油藏描述及剩余油分布研究,1998.

- fluvial sandstone-bodies within Guantao Formation in Gudao oilfield [J]. *Henan Petroleum*, 2002, 16(3): 4-7.
- [6] 张博全, 王岫云. 油(气)层物理学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989. 163-193.
- ZHANG B Q, WANG X Y. *Petroleum reservoir physics* [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1989. 163-193.
- [7] 张绍槐, 罗平亚. 保护储集层技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993. 159-182.
- ZHANG S H, LUO P Y. *Reservoir protection technology* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993. 159-182.
- [8] 张一伟, 熊琦华, 陆相油藏描述[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 318-328.
- ZHANG Y W, XIONG Q H. *Nonmarine reservoir description* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997. 318-328.
- [9] 姚光庆, 赵彦超, 张森龙. 新民油田低渗细粒储集砂岩石物理相研究[J]. *地球科学——中国地质大学学报*, 1995, 20(3): 355-360.
- YAO G Q, ZHAO Y C, ZHANG S L. *Petrophysical facies of low permeability and fine grain reservoir sandstones in Xinmin oilfield* [J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 1995, 20(33): 55-360.

Reservoir Petrophysical Characterization in High Water Cut Stage in Gudao Oilfield

YAO Guang-qing¹, GUAN Zhen-liang¹, LU Xian-liang², LIU Jian-min²

(1. *Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China*; 2. *Gudao Oilfield of Shengli Oil Bureau, Dongying 257000, China*)

Abstract: Reservoir sandstones have big pore space; wide throat size and high permeability in Guantao Formation, Gudao Oilfield. Reservoir pore textures can be divided into 6 types. The main clay minerals are I/S mixed and kaolinite in fine grain size sandstones. Water sensibility and flow sensibilities exist in reservoir. Comparing the very high water cut stage with early and middle stage of oilfield development, sandstone's permeability increases several times, and the contents of clay and immovable water decrease obviously. Reservoir petrophysical parameters were different in 4 micro-facies units controlled by fluvial facies in Gudao oilfield.

Key words: highwater cut stage; reservoir physical property; clay mineral; Gudao oilfield.