

http://www.geojournals.cn/georev/ch/index.aspx

济阳拗陷孤岛油田渤 21 断块砂岩油藏流动单元研究

谭成仟¹⁾ 宋子齐¹⁾ 吴少波¹⁾ 乔明全²⁾ 张伟锋²⁾ 王志勇²⁾

1) 西安石油学院, 710065; 2) 胜利油田公司孤岛采油厂, 东营, 257001

内容提要 根据流动层带指标、孔隙度、渗透率、泥质含量、粒度中值等参数, 采用灰色系统理论, 将济阳拗陷孤岛油田渤 21 断块砂岩储层定量划分为 5 类流动单元。结合该地区的实际地质和生产状况等综合研究表明, 各类流动单元分布对应于不同的沉积相带, 具有不同的渗流特征, 其与储层吸水、产液以及剩余油分布之间有密切的关系。流动单元 I 区水淹严重, 流动单元 IV、V 区为低孔、低渗, 原始含油性本身较差, 而流动单元 II、III 区是油田目前剩余油分布的主要区域。

关键词 储层流动单元 流动层带指标 剩余油分布 孤岛油田渤 21 断块 济阳拗陷 胜利油田 山东

自 Hearn 等(1984)提出流动单元概念后, 流动单元引起了地质界的广泛重视, 众多学者对其从定义、类型划分和建模方面做了深入研究。流动单元, 亦称为水力单元, 是根据影响流体在岩石中流动的地质和物性参数划分出一个垂向上和横向上连续的储集带单元(岩体), 其各部位岩性特点与影响流体流动的岩石物性参数相似, 从而导致流体连续流动。不同的流动单元在物性和流体流动方面表现出明显的差异性。

储层流动单元属于储层宏观非均质性的范畴, 它对更好地了解地下水运动规律及油田注水开发过程中剩余油分布具有重要意义。流动单元研究的目的是确定井间流动单元的特征和分布, 进而分析开发区块的剩余油富集区域, 为制定中高含水期油田开发调整方案提供依据。本文以济阳拗陷孤岛油田渤 21 断块砂岩储层为例, 以流动层带指标、孔隙度、渗透率、泥质含量、粒度中值为评价参数, 采用灰色系统理论, 将孤岛油田渤 21 断块砂岩储层定量划分为 5 类流动单元。最后, 结合该地区的实际地质和生产状况, 论述了各类流动单元的主要特征, 分析了流动单元与储层吸水、产液以及剩余油分布之间的关系, 指出流动单元 II、III 区是油田目前剩余油分布的主要区域, 是油田进一步挖潜的主要目标。

1 储层流动单元的研究方法

1.1 流动单元表征的参数

储层流动单元是连通体内具有相似岩性和物性特征的储集单元, 而储层的非均质性则表现为不同流动单元之间岩性和物性的差异性, 因此选择能够表征储层岩性和物性特征的流动层带指标(FZI)、孔隙度(Φ)、渗透率(k)、泥质含量(V_{sh})、粒度中值(M_d)等参数定量评价储层流动单元。其中泥质含量和粒度中值主要反映储层的岩性特征, 孔隙度、渗透率反映储层的物性特征, 而流动层带指标(FZI)值则反映储层的微观孔隙结构特征。

流动层带指标(FZI)的确定方法(Amaefule et al., 1993; Ebanks, 1987; 隋军等, 2000)及地质意义如下:

根据 Kozeny-Carman 关系式:

$$k = \frac{\Phi_e^3}{(1-\Phi_e)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad (1)$$

式中: k 为渗透率, μm^2 ; Φ_e 为有效孔隙度; F_s 为形状因子; τ 为弯曲度; S_{gv} 为单位颗粒的比表面。

$$\text{令: } HC = F_s \tau^2 S_{gv}^2 \quad (2)$$

HC 为一表示孔隙结构的参数, 称为岩石结构常数。将(2)代入(1)得:

$$HC = \frac{\Phi_e^3}{(1-\Phi_e)^2 k} \quad (3)$$

传统做法是把 HC 看作一个常数, 但在实际岩石中 Kozeny 常数是一个变“常数”, 它在水力单元之间是变化的, 但在某一个单元内部是常数, 因此不同的 HC 代表不同的水动力单元。对于理想均匀的岩石来讲, 该值大约为 5, 在实际储层岩石中, 该值可

收稿日期: 2000-12-25; 改回日期: 2001-10-26; 责任编辑: 周健。

作者简介: 谭成仟, 男, 1964年生。1988年于西安地质学院获硕士学位。现任西安石油学院副教授, 主要从事测井资料处理与解释以及油藏描述的教学和研究工作。通讯地址: 710065, 陕西省西安市西安石油学院石油工程系; 电话: 029-8383235; Email: cqtan@263.net。

以变化在5~100之间。

定义流动层带指标 FZI 为:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{HC}} = \frac{k^{0.5}(1-\Phi_e)}{\Phi_e^{1.5}} \quad (4)$$

式(4)说明 FZI 是把结构和矿物地质特征结合起来描述不同孔隙几何相的一个参数, FZI 增大, 储层物性变好。

其他参数如孔隙度、渗透率、泥质含量、粒度中值则取自岩心分析资料或用测井资料求取。

1.2 储层流动单元的灰色理论划分方法

储层流动单元既然是储层岩性及物性特征的综合, 其划分方法就应全面考虑表征储层岩性及物性的各项参数。用灰色理论进行储层流动单元划分, 就是把储层看作是一个灰色系统, 该系统中包含一些已知信息(如储层的孔隙度、渗透率、流动层带指标等)和未知信息(如储层流动单元等), 根据灰色系统理论(宋子齐等, 1994), 通过选取储层流动单元的各评价参数特征值, 利用灰色关联分析的方法去白化储层流动单元系统发展态势, 确定储层流动单元评价指标和实际数据之间关联因数和关联度, 据此定量描述储层流动单元的类型。用于流动单元分类研究的步骤为:

(1) 确定比较数列和参考数列以及各参数权值。

(2) 求关联系数: 假定 $X_0 = \{X_0(k) | k=1, 2, \dots, n\}$ 为参考数列(又称母序列), $X_i = \{X_i(k) | k=1, 2, \dots, n\}$, ($i=1, 2, \dots, m$) 为比较数列(又称子序列), $Y = \{Y(k) | k=1, 2, \dots, n\}$ 为储层流动单元各评价参数权值数列, 则关联系数定义为:

$$\rho_i(k) = \frac{\min_i \min_k \Delta_i(k) + A \max_i \max_k \Delta_i(k)}{A \max_i \max_k \Delta_i(k) + |\Delta_i(k)|} Y(k) \quad (5)$$

其中 $\Delta_i(k) = |X_0(k) - X_i(k)|$; $\rho_i(k)$ 为数据 X_0 与 X_i

在 k 点(参数)的灰色多元加权系数; $\min_i \min_k \Delta_i(k)$ 为

标准指标两级最小差; $\max_i \max_k \Delta_i(k)$ 为标准指标两

级最大差; $\Delta_i(k)$ 为第 k 点 X_0 与 X_i 标准指标绝对差; A 为灰色分辨系数, A 越大表示分辨率越大, 一般取 0.5, 其作用在于提高关联因数之间的差异显著性。

(3) 储层流动单元评价关联度计算, 按关联度大小排序分类: 将上述评价参数权值数列 $Y(k)$ 和关联因数矩阵 $\rho_i(k)$ 代入式(6)中, 便可计算得到储层流动单元评价的关联度:

$$\rho_i = \sum_{k=1}^n \rho_i(k) - \sum_{k=1}^n Y(k) \quad (6)$$

式中: ρ_i 为子序列 X_i 与母序列 X_0 的关联度; n 为序列的长度, 即参数个数。

计算得到储层流动单元对各评价等级的关联度后, 采用最大隶属原则取其最大者作为储层流动单元的最终灰色评价预测结论, 并根据相应的数据值的大小, 确定评价结论的精度及可靠性。

2 实际应用

孤岛油田位于沾化凹陷东部, 地处山东省东营市河口区境内, 渤21断块为孤岛油田的6个开发区块之一, 其构造位置位于孤岛披覆背斜构造的西翼边部。该断块为一南北被两条不落实的三级断层控制的地堑式含油断块, 其含油层系为上馆陶组3、4砂层, 为典型的河流相沉积产物。

渤21断块馆3砂层组自上而下划分为5个小层, 其中3³、3⁵为主力含油小层, 3⁴为次要含油小层; 馆4砂层组自上而下划分为4个小层, 其中4²为主力含油小层。因此, 馆3³、3⁴、3⁵、4²等4个小层为本文研究的重点。渤21断块于1975年正式投入常规开发, 至2000年已累计生产163.67×10⁴t原油, 采出程度约22.8%, 综合含水已达93%, 目前已进入特高含水开发期。该区储层孔隙度变化范围28%~39%, 渗透率最低10×10⁻³μm², 最高可达6000×10⁻³μm²以上, 研究表明, 相同的岩性相对应于很大的物性参数变化范围, 存在不同的流动单元。本文通过该区1995年完钻的密闭取心井渤21-4-J15作为关键井进行单井流动单元研究, 对岩心进行归位后, 根据(4)式计算流动层带指标 FZI 以及岩心分析孔隙度(Φ)、渗透率(k)、泥质含量(V_{sh})、粒度中值(M_d), 将储层流动单元划分为5类, 统计确定该区储层流动单元划分评价标准如表1。考虑到不同参数对评价结论的贡献大小不同, 分别对参数 FZI 、 Φ 、 k 、 V_{sh} 、 M_d 赋予不同的权系数 0.3、0.2、0.2、0.2 和 0.1。

2.1 各类流动单元的特征

各类流动单元的主要特征如下:

(1) 流动单元 I: 为该区储集性能最好的流动单元类型, 以中孔、高渗、粗喉型中细砂岩为主, 其孔隙度为36%~39%, 渗透率大于1500×10⁻³μm², 其主要喉道流动半径为18~22μm, 流动层带指标 FZI 大于4μm。从岩性上看, 储层粒度较粗, 0.2~0.3mm, 平均约0.25mm, 泥质含量一般小于8%。

表1 济阳拗陷孤岛油田渤21断块流动单元划分评价标准

Table 1 The evaluating criterion of flow units in the block Bo-21 of Gudao oilfield, Jiyang depression

流动单元	FZI(μm)	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	泥质含量(%)	粒度中值(mm)
I	>4.0	36~39(37)	>1500(2000)	0~10(8)	0.2~0.3(0.25)
II	3.0~4.0	34~36(35)	800~1500(1000)	10~15(12)	0.15~0.2(0.18)
III	1.8~3.0	31~34(32)	300~800(600)	15~20(18)	0.1~0.15(0.12)
IV	0.8~1.8	29~31(30)	100~300(300)	20~28(25)	0.01~0.1(0.06)
V	<0.8	<29(28)	<100(50)	>28(32)	<0.03(0.03)
权系数	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1

注:括号内数字为平均值。

这类流动单元主要分布于河道砂体的中下部。处于该类流动单元的油井一般产量较高,对开发中后期而言,油井累计产量较高,但目前已多为强水淹,剩余油饱和度较低。

(2)流动单元 II:为该区储集性能较好的流动单元类型,以中孔、中渗、中喉型中细砂岩为主,其孔隙度为 34%~36%,渗透率介于 $800 \times 10^{-3} \sim 1500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,其主要喉道流动半径为 15~18 μm ,流动层带指标 FZI 为 3.0~4.0 μm 。从岩性上看,储层粒度仍较粗,0.15~0.2mm,平均约 0.18mm,泥质含量一般小于 13%。这类流动单元主要分布于河道砂体的中上部,目前大部分也已水淹,但水淹程度相对较低,也有一部分未遭受水淹。

(3)流动单元 III:为该区储集性能较差的流动单元类型,以低孔、中低渗、细喉型细砂岩为主,其孔隙度为 31%~34%,渗透率介于 $300 \times 10^{-3} \sim 800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,其主要喉道流动半径为 11~15 μm ,流动层带指标 FZI 为 1.8~3.0 μm 。从岩性上看,储层粒度较细,0.10~0.15mm,平均约 0.12mm,泥质含量一般小于 20%。这类流动单元主要分布于河道及河道间性质相对较好的薄层砂中。经过油田的两次加密调整,这部分油层也已水淹,但水淹程度相对较低,但受平面及纵向非均质性的影响,平面上仍存在剩余油相对集中的部分。

(4)流动单元 IV:为该区储集性能很差的流动单元类型,以低孔、低渗、细喉型粉细砂岩、粉砂岩为主,其孔隙度为 29%~31%,渗透率介于 $100 \times 10^{-3} \sim 300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,其主要喉道流动半径为 8~11 μm ,流动层带指标 FZI 为 0.8~1.8 μm ,泥质含量为 20%~28%,粒度中值为 0.01~0.1mm。流动单元 IV 主要为河道边缘性质极差的薄层砂,目前属弱水淹或未水淹,仍为原始含油饱和度。由于储层低孔、低渗、低含油饱和度,故仍具有一定的潜力。

(5)流动单元 V:主要为渗透性较差的干层,流动层带指标 FZI 小于 0.8 μm ,该区的干层为泥质干

层和钙质干层,泥质干层的孔隙度一般相对较大,但渗透率低;钙质干层的孔隙度和渗透率都很低。有的干层虽含有一定量的流体,但流体一般不易流动,多为束缚水或束缚油,一般很难采出,开采价值极低。

2.2 渤 21 断块馆陶组储层流动单元与剩余油分布

储层流动单元分布是通过多井储层流动单元表征进行的,也是流动单元研究的目的所在,是储层质量评价的基础。通过储层流动单元研究,可以预测油气富集区、高产区和剩余油分布区。

根据该区 102 口井的测井资料,分别计算了反映储层的岩石相特征的泥质含量、粒度中值,反映储层的物性特征的孔隙度、渗透率和反映储层微观孔隙结构特征的流动层带指标(FZI)值,在孤岛油田渤 21 断块流动单元划分评价标准(表 1)的基础上,采用灰色系统理论,评价划分了该区主力含油层系储层流动单元的分布,图 1 为馆陶组 3³ 砂层组流动单元平面分布图。从图中可看出,该区储层流动单元分布走向为 NE—SW,与该区河流主流线一致,从中间主河道开始向两侧东南和西北依次主要分布流动单元 I、II、III、IV、V 类,流动单元 I 主要分布于 2-10、1-13、3-13、3-15、4-15 以及 6-15、7-18 井区,该类流动单元区,储层物性最好,原始含油饱和度高,因此油井产量亦高,但对开发后期的油层而言,则储层水淹严重,剩余油较少。1-13 井位于区块东北部的该类流动单元区,于 1975 年 4 月投产,初始原油日产量 15.44 t,不含水,至 1990 年 8 月转注水井时,其累计生产原油 12.46×10^4 t,含水率已达 94.7%。3-15 井是位于区块中部的一口生产井,也于 1975 年 4 月投产,初始原油日产量 15.07 t,不含水,至 2000 年 3 月,其累计生产原油 15.1×10^4 t,日产液 11.03 t,含水率已达 94.7%,日产原油 0.4 t,油层已严重水淹,进一步挖潜的能力有限。流动单元 II 主要分布于 0-12、3-14、4J15、7-14 一线以及 10-13、10-15 和 11-15 井区,走向东北—西南,该区储层物性较好,原始含油饱和度较高,目前大部分已水

淹,但水淹程度相对较低,也有一部分未遭受水淹,仍含有一定的剩余油量。10-13 井位于该区西南部,属于该类流动单元区,1996 年 11 月投入生产,至 2000 年 3 月累计生产原油 0.85×10^4 t,目前日产液量 37.35 t,日产原油 10.94 t,含水率 70.73%。流动单元 III 主要分布于 0-9、6-10、6-13、11-13 以及 10-17 井区,沿 NE—SW 走向,该区储层物性相对较差,经过油田的两次调整,目前也已大部分水淹,但水淹程度相对较低,受平面及纵向非均质性的影响,仍是剩余油的相对富集区域。0-15 井位于该类流动单元区,1996 年 8 月投产,目前日产原油 18.62 t,含水率 60.31%;0-9 井位于该区东北部,该井 1996 年 8 月投入开发,至 2000 年 3 月,累计生产原油 0.62×10^4 t,目前日产油 11.0 t,含水率 73.7%,是目前油田生产的主力井区。流动单元 IV 主要分布于该区的东南 4-9、9-10 一线和西北部 1-14、5-17、12-17 一线,以及油区中部零星分布,其砂体薄,物性很差,虽然几乎没有水淹,但原始含油性差,因而进一步挖潜的能力不大。7-10 井处于油区西部,属于该

类流动单元区,1989 年 12 月投产,初始日产原油 2.92 t,至 1992 年 9 月关井时累计产油 0.21×10^4 t,同处于该类流动单元区的 2-14 井累计生产原油 0.29×10^4 t 关井。流动单元 V 仅分布在该区的北部和东南部局部地区,约占储层分布区域的 6%,该区储层低孔、低渗,几乎为干层,没有开采价值,因而也不是剩余油分布的主要区域。

由以上分析可见,流动单元 I 区,由于其大孔道极为发育,属高孔、高渗带,大部分油层属中、强水淹,流动单元 IV、V 区,储层属低孔、低渗,属弱水淹或未水淹区,其含油饱和度为原始含油饱和度,但其原始含油性很差,目前剩余油饱和度亦不高,流动单元 II、III 区,油层属中、弱水淹,目前剩余油饱和度较高,是油藏进一步挖潜的目标。因此,依据储层流动单元分布图,可大致预测目前剩余油富集区,为油田的下一步调整开发提供依据。

3 结论

储层流动单元是具有相同渗透特征的岩石单元,通过变换的 Kozeny-Carman 方程式,应用流动层带指标、孔隙度、渗透率、泥质含量、粒度中值等参数,采用灰色系统理论,可有效地定量判别流动单元。本文划分出 5 类流动单元,它们与剩余油分布关系较为密切,流动单元 I 区水淹严重,流动单元 IV、V 区为低孔、低渗,原始含油性本身较差,而流动单元 II、III 区是该区油藏下一步挖潜的主要目标。

参 考 文 献

宋子齐,谭成仟. 1994. 灰色理论油气储层评价. 北京:石油工业出版社,1~23.
隋军,吕晓光,赵翰卿,等. 2000. 大庆油田河流—三角洲相储层研究. 北京:石油工业出版社,143~150.

References

Amaefule J O, Altunbay M, Kersey D G. 1993. Enhanced reservoir description; using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/well. SPE26436, presented at the 68th Annual SPE conference and exhibition.
Ebanks W J. 1987. Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects. AAPG annual meeting AAPG Bulletin, 71(5):551~552.
Hearn C L, Ebanks W J, Tye R S, Raganathan V. 1984. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming. JPT, 36:1335~1344.
Song Ziqi, Tan Chengqian. 1994. Reservoir evaluation by means of grey system theory. Beijing: Petroleum Industry Press, 1~23 (in Chinese).
Sui Jun, Lu Xiaoguang, Zhao Hanqing et al. 2000. Study on reservoir of fluvial and delta facies in Daqing oilfield. Beijing: Petroleum Industry Press, 143~150 (in Chinese).

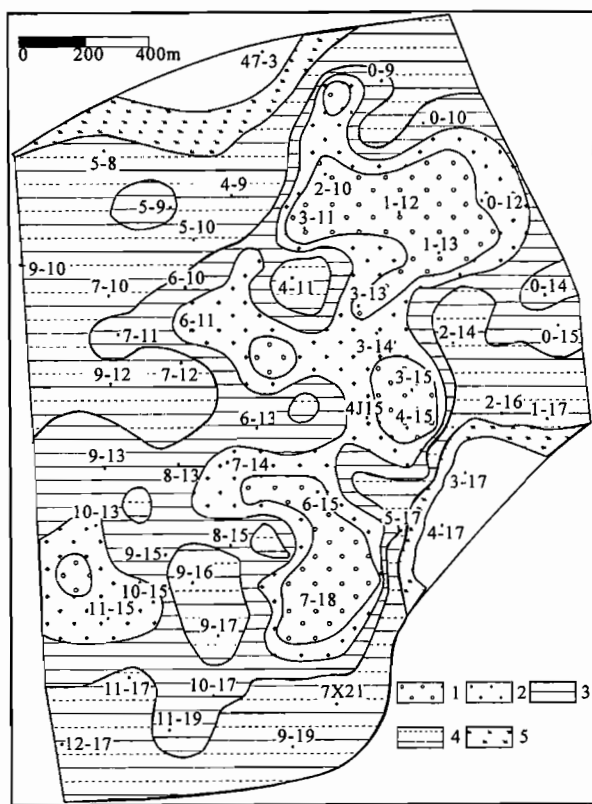


图 1 济阳拗陷孤岛油田渤 21 断块 3³油组流动单元分布图

Fig.1 Distribution map of 3³ oil layer flow units in the block Bo-21 of Gudao oilfield, Jiyang depression

Flow Units of the Block Bo-21 Sandstone Reservoir in the Gudao Oilfield, Jiyang Depression

TAN Chengqian¹⁾, SONG Ziqi¹⁾, WU Shaobo¹⁾, QIAO Mingquan²⁾, ZHANG Weifeng²⁾, WANG Zhiyong²⁾

1) *Xi'an Petroleum Institute, Xi'an, 710065; 2) Shengli Oilfield, Dongying, Shandong, 257001*

Abstract

The study of reservoir flow units can help to understand the underground oil and water flow regularity and distribution of residual oil. In this paper, the authors divide the sandstone and conglomerate reservoir of the block Bo-21 in the Gudao oilfield, Jiyang depression, Shandong Province, into five types of flow units by means of the gray system theory and based on parameters such as flow zone indicators, porosity, permeability, shale content and grain size median. Meanwhile the main characteristics of each flow unit are studied on the basis of the actual geology and production situation in the area. The study shows that units correspond to sedimentary facies zones in terms of distribution and have different seepage flow behaviors. Moreover, they are closely related to water absorption and fluid production in reservoirs and distribution of residual oil. Finally this paper gives the results of the study about the Gudao oilfield. Flow unit I is waterflood seriously, flow units IV and V are characterized by low porosity, low permeability and poor primary oil-bearing character, and flow units II and III were the main zones of distribution of residual oil now.

Key words: reservoir flow units; flow zone indicator; residual oil distribution; block Bo-21 in the Gudao oilfield; Shengli Oilfield; Jiyang depression; Shandong
