

文章编号: 1001-6112(2003)05-0505-03

# 低渗透砂岩油藏储层非均质地质模型研究

邢正岩

(胜利油田有限公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

**摘要:**该文在牛 20、纯 41、桩 74、大芦湖等低渗透砂岩油藏地质综合研究的基础上,系统总结了胜利油区低渗透砂岩油藏储层非均质地质模型的研究内容和方法。该模型充分利用三维地震、地质、钻井、测井、测试等资料,以定量研究为主要方法,以地层模型、构造模型和储层模型研究为基础。裂缝模型研究是关键,主要包括野外和岩心裂缝研究、测井方法研究裂缝密度、古构造应力场模拟方法预测裂缝走向、现今应力场模拟方法研究裂缝的连通性及分析压裂裂缝的展布方向和储层裂缝对油田开发的影响等。储层非均质地质模型研究主要包括测井资料解释模型的建立、层间非均质研究、层内非均质研究和平面非均质研究。该模型在胜利油区应用效果良好。

**关键词:**裂缝;地质模型;低渗透砂岩;储层非均质性

**中图分类号:**TE122.2

**文献标识码:**A

低渗透砂岩油藏是指储层平均空气渗透率小于或等于  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的砂岩油藏<sup>[1]</sup>。胜利油区低渗透砂岩油藏具有丰富的地质储量。随着勘探程度的不断提高,低渗透砂岩油藏的石油地质储量在新探明地质储量中所占的比重越来越大,自 80 年代以来,陆续开发了渤南、大芦湖、牛庄、纯化、史南等低渗透砂岩油田,为胜利油区的持续稳定发展起到了重要作用。随着石油勘探开发事业的不断发展和技术进步,低渗透砂岩油藏的开发将越来越重要。低渗透砂岩油藏具有储层物性差、储层非均质性严重及裂缝发育等特点,建立储层非均质地质模型是制

定低渗透砂岩油藏开发方案的基础。

## 1 地层、构造和储层模型

通过对牛 20、纯 41、桩 74、大芦湖等低渗透砂岩油藏储层非均质地质模型的研究,形成了如下研究方法流程(图 1)。地层模型、构造模型和储层模型研究是建立储层非均质地质模型的基础。

### 1.1 地层模型

针对胜利油区低渗透砂岩油藏不同的沉积模式,在地层对比中强调:a)对于薄互层低渗透砂岩

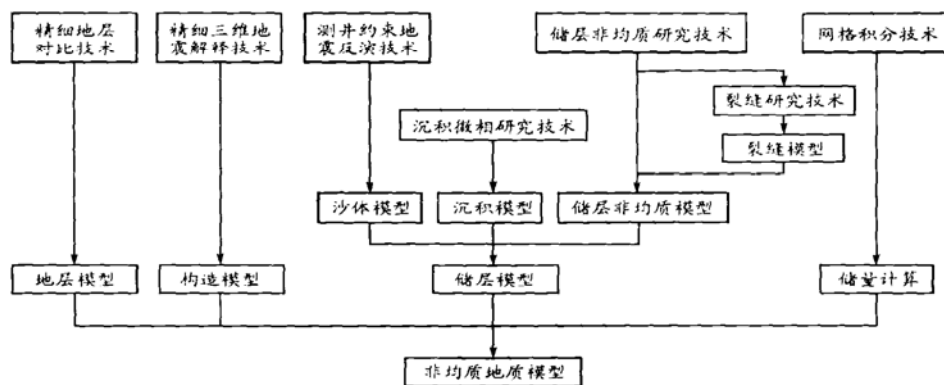


图 1 低渗透砂岩油藏储层非均质地质模型研究方法流程

Fig. 1 Research method and flow chart of the geological model on the reservoir heterogeneity of low-permeability sandstone oil pools

收稿日期:2002-04-15;修订日期:2003-07-17.

基金项目:国家“973”项目(95206).

作者简介:邢正岩(1962-),男(汉族),山东即墨市人,高级工程师、博士生,主要从事油田开发综合研究工作.

油藏进行精细的小层及沉积单元的划分对比;b) 对于厚层块状低渗透砂岩油藏进行砂体内各夹层分布研究,侧重岩性段的划分对比。

### 1.2 构造模型

胜利油区低渗透砂岩油藏断层少,构造比较简单。综合利用地震、地质和测井信息,主要研究每个砂体的顶面构造形态,编制各砂体顶面微构造图,建立精细构造模型。

### 1.3 储层模型

胜利油区低渗透砂岩油藏储层主要为三角洲前缘浊积砂体、深水浊积扇块状砂体和滨-浅湖相薄互层沉积砂体。能否准确地描述砂体的分布范围、埋深、厚度及物性的横向变化,将直接影响到对低渗透砂岩油藏的认识程度。在储层模型的建立过程中,主要把握以下 4 项关键技术:a) 地震子波的拾取;b) 储层的准确标定;c) 初始波阻抗模型的建立;d) 反演剖面的精细解释。

## 2 裂缝模型

低渗透砂岩油藏一般都存在不同程度的裂缝,裂缝主要起增加储层导流能力的作用。这类油藏开发效果的好坏,在很大程度上取决于对裂缝的认识程度。裂缝研究是建立储层非均质地质模型的关键,所采用的研究手段主要有利用地震资料研究储层裂缝形成的构造背景、应用区域露头地质调查资料及岩心资料研究裂缝特征、采用现场测试技术研究地应力分布和采用数值模拟方法研究裂缝发育分布规律<sup>[2]</sup>等。

### 2.1 野外和岩心裂缝研究

据对济阳坳陷周边地质资料的分析,认为出露于临朐和昌乐地区的五图组和牛山组的构造背景与

济阳坳陷中的下第三系和上第三系中新统的构造背景相关。该套地层所见裂缝均为构造裂缝,其中多数为剪切裂缝,少数为张裂缝;根据相互切割及位错关系,近东西向与北北西向裂缝形成早,北东向与北西向裂缝形成晚。牛庄油田牛 20 块沙三中裂缝走向主要集中于近南北和北东向,少量为近东西向和北西向;根据储层裂缝和基质块体孔隙度与渗透率的数值分析,其储层属于裂缝-孔隙型,进一步分为微裂缝型和潜裂缝型。

### 2.2 裂缝密度

根据声波测井资料求得牛 20 块沙三中 a-f 砂层组裂缝发育频率以 >4 条/m 为主,说明裂缝是相当发育的。各砂层组裂缝频率 >5 条/m 的地区主要分布在断层附近和构造变形明显的部位。

### 2.3 裂缝走向预测

在古构造应力场计算的基础上,应用应力-应变理论对牛 20 块沙三中 C 砂组的裂缝走向进行了数值模拟。压剪裂缝方位变化范围为 60°~125°,由东向西裂缝走向方位由南东向北东旋转(图 2);张剪裂缝走向方位变化范围为 115°~175°(图 3)。

### 2.4 裂缝连通性分析

裂缝的连通性受现今应力场的控制。本文用三维有限元法对牛 20 块沙三中 C 砂层组现今应力场进行了模拟,最大主压应力方位为 55°~85°。该断块北东东向裂缝与现今最大主压应力方向基本一致易于再张开,北东、北西向裂缝易于产生剪切活动,近南北向裂缝不易活动。由于近南北向裂缝无活动趋势,使得整个裂缝连通网络的导通主要靠同组裂缝间的首尾连接完成,使天然裂缝在大部分地区连通性不好,特别是裂缝密度低的地区。

### 2.5 压裂裂缝的展布方向

由于天然裂缝的存在,压裂裂缝的延伸方向并

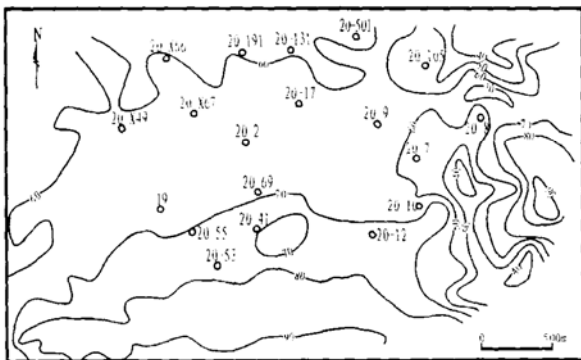


图 2 牛 20 块沙三中 C 砂层组压剪裂缝方位等值线图[单位:(°)]  
Fig. 2 Isogram showing the direction of compresso-shear fractures in the C sandstone set of the Middle Sha-3 Formation in Niu-20 block [unit: (°)]

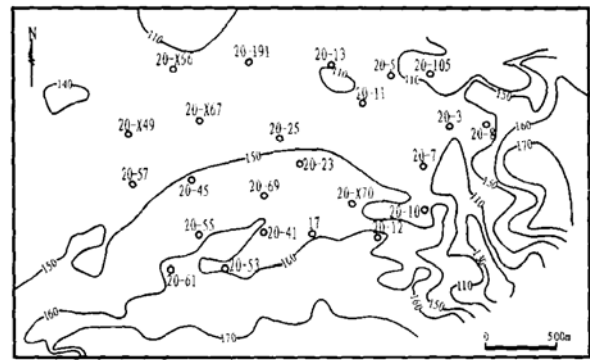


图 3 牛 20 块沙三中 C 砂层组张剪裂缝方位等值线图[单位:(°)]  
Fig. 3 Isogram showing the direction of tenso-shear fractures in the C sandstone set of the Middle Sha-3 Formation in Niu-20 block [unit: (°)]

不严格地与现今最大主压应力方向平行<sup>[3]</sup>。牛 20 块的压裂裂缝方向主要为近东西向、北东向和北西向，具有多方向性。

### 2.6 储层裂缝对油田开发的影响

大芦湖油田沙三中油藏为特低渗透砂岩油藏，压裂改造使该油藏具有了开发价值，并造成注水井不同方位上油井的含水上升率存在着差异。注水井东西两侧的油井含水上升较快，其它方向的油井含水上升相对较慢。

储层裂缝是一个网络，将储层分割成不同规模、不同形状、不同裂缝边界的含油岩块。在注水开发时，裂缝是主要导水通道，使被分割的含油岩块被水力边界所圈闭，形成含油“岛”。含油“岛”内的油气更难被驱替、运移，驱油效率降低。

## 3 储层非均质地质模型研究内容

储层非均质性是指储层物性空间分布的不均匀性，是制定油田开发方案的重要依据。储层非均质研究主要包括下述 4 个方面的内容。

### 3.1 建立测井资料解释模型

利用测井数据、岩心分析化验数据，通过测井数据标准化、岩心分析化验数据深度校正，建立测井资料解释模型，经校验后对储层物性参数进行解释。

### 3.2 层间非均质研究

低渗透砂岩储层的层间非均质性主要是指纵向沉积旋回造成的不同微相之间的储层物性差异。五号桩油田桩 74 断块沙三下第二套油层为断块岩性油藏，其 1—5 砂层组平均孔隙度为 14.7%，平均渗透率为  $5.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，1—5 各砂层组渗透率分别为  $3.69 \times 10^{-3}$ 、 $7.04 \times 10^{-3}$ 、 $2.84 \times 10^{-3}$ 、 $5.46 \times 10^{-3}$  和  $7.17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最大与最小渗透率之比为 1.9。桩 74—8—6 井各小层之间储层渗透率最大为  $8.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最小为  $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，两者之比为 29.3。

### 3.3 层内非均质研究

低渗透砂岩储层的层内非均质性受沉积韵律和成岩作用变化的影响。牛 20 块沙三中单砂体以正韵律或复合韵律为主，砂体内最高渗透率段主要位于正韵律底部或复合韵律中部。 $D^{3+4}$ 、 $E^1$ 、 $E^2$ 、 $E^5$ 、 $F^{1+2}$  砂体渗透率变异系数  $K_v$ <sup>[4]</sup>

$$K_v = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (K_i - \bar{K})^2 / (n-1)}}{\bar{K}}$$
，其中  $K_i$  为第  $i$  个样品的渗透率值， $\bar{K}$  为平均渗透率值， $n$  为样品个数)

分别为 1.69、1.08、0.75、0.96 和 1.04，均大于 0.7，层内非均质性较为严重<sup>[5]</sup>。从牛 20—3 井 4 块岩心样品室内渗透率的测试结果看，水平渗透率与垂直渗透率差别较大(表 1)。

### 3.4 平面非均质研究

平面上的剩余油分布及含水高低不仅与储层物性的平面变化有关，还与各小层的层内非均质性及层间非均质性的平面变化有关。胜利油区低渗透砂岩油藏的储层平面非均质性主要受沉积微相控制。牛 20 块沙三中  $D^{3+4}$  浊积砂体平均渗透率为  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，沿砂体核部微相渗透率大于  $60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，而砂体外缘微相渗透率却小于  $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

利用测井二次解释提供的单井纵向的孔、渗数据，在研究各小层孔、渗平面变化的同时，还应对不同井点层内、层间非均质性的平面变化规律作进一步研究。单井渗透率的变异系数反映了垂向渗透率的变化程度，渗透率变异系数的平面分布则反映了垂向渗透率变化程度在平面上的差异(图 4)。

## 4 应用效果

将这套低渗透砂岩油藏储层非均质地质模型的研究方法应用在牛 25、樊 107 等油藏的开发中，取

表 1 牛 20-3 井岩心室内渗透率测试结果

Table 1 Indoor testing results of core permeability for the well Niu 20-3

编号	砂体	岩心深度/m	水平渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	垂直渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	垂直渗透率/ 水平渗透率
1	E <sup>1</sup>	3 016.84	140	83.6	0.6
2	F <sup>2</sup>	3 025.23	32	10.8	0.3
3	E <sup>2</sup>	3 049.1	62	36.9	0.6
4	F <sup>1+2</sup>	3 057.7	62	5.35	0.1

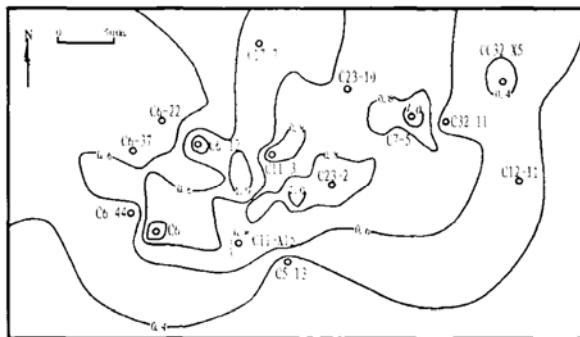


图 4 纯化油田东区沙四上 1<sup>2</sup> 小层渗透率变异系数等值线图

Fig. 4 Isogram showing the variation coefficient of permeability for the 1<sup>2</sup> layer of the Upper Sha-4 Formation in the eastern area of Chunhua oilfield

## SEVERAL PROBLEMS IN STUDY OF DEVELOPMENT PROGRAMME OF ORDOVICIAN CARBONATE RESERVOIRS IN TAHE OILFIELD, TARIM BASIN

LU Xin-bian

(Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

**Abstract:** The Ordovician carbonate reservoirs in Tahe oilfield are dominated by karst-fractures carbonates with special characteristics. The favourable reservoirs were mainly distributed below 1~120m of weathering crust of Lower Ordovician. The reservoirs showed obvious diversities and severe heterogeneity. In order to design suitable development programme, some concepts such as fissured cave system, reservoir heterogeneity, and determining of double medium, reservoir stochastic modelling and importance of reservoir performance were analyzed and discussed.

**Key words:** Ordovician; carbonate reservoir; development geology; Tahe oilfield; Tarim Basin

(上接第 507 页)

得了良好的效果。牛 25 块初期产能高,初期平均单井日产油为 22.5t,采油速度保持在 2%以上,稳产 6a,含水上升率仅为 0.9%;樊 107 块初期平均单井日产油为 23t,采油速度保持在 2%以上,稳产 4a,含水上升率仅为 1.1%。

### 参考文献:

[1] 李道品,等. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997. 4-13.

[2] 李志明,张金珠. 地应力与油气勘探开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997. 218-223.

[3] Vernik L, Zoback M D. Estimation of maximum horizontal principal stress magnitude from stress-induced well bore breakouts in the Cajon Pass scientific research borehole[J]. Journal of Geophysical Research, 1992, 97(B4):5109-5119.

[4] 裘亦楠,薛叔浩,等. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1994. 232-233.

[5] 伊寿鹏. 渗透率非均质性参数计算及代表性分析[J]. 石油实验地质, 1999, 21(2):146-151.

## STUDY ON THE GEOLOGICAL MODEL OF RESERVOIR HETEROGENEITY IN LOW-PERMEABILITY SANDSTONE OIL POOLS

XING Zheng-yan

(Research Institute of Geological Sciences, Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257015, China)

**Abstract:** Based on the comprehensive geological study of Niu-20, Chun-41, Zhuang-74 and Daluhu low-permeability sandstone oil pools, the research content and method of the geological model on the reservoir heterogeneity of low-permeability sandstone oil pools in Shengli oil district were summarized systematically in this paper. This model takes full use of 3-D seismic, geologic, drilling, logging and testing data. Quantitative research is the major method, and the study of stratigraphic, structural and reservoir models is the base. The study of fracture models is the key, which including the study of field and core fractures, fracture density research by logging, fracture trend prediction by paleo-tectonic stress field simulation, fracture connectivity research by modern stress field simulation and the effect analysis of fracture direction and reservoir fractures on oilfield development. The study of the geological model on reservoir heterogeneity mainly includes the establishment of the logging data interpretation model and the study of interlayer, intrastratal and plane heterogeneity. The model has good application effects in Shengli oil district.

**Key words:** fracture; geological model; low-permeability sandstone; reservoir heterogeneity