

油藏描述中的建模技术*

姚军辉 游秀玲 张绪建 邹红 马新玉

(地质矿产部石油地质研究所, 北京 100083)

利用软件系统在工作站上将各种地质信息多层次交互应用, 可从三维空间定性、定量地描述油气藏的储层沉积相、储层参数、流体的分布特征和变化规律。依据区域地质分析结合对钻井、粒度等资料的综合解释建立储层沉积相模型。应用算术平均法或权衡法等方法求取储层的渗透率和孔隙度等物性参数; 用成岩系数来定量描述储集层成岩作用的综合效应, 研究表明成岩系数与渗透率、孔隙度有较好的对应关系; 应用渗透率的变异系数、突变系数和极差可研究储层的非均质性; 在此基础上建立储层的参数模型。利用油气藏的特征参数建立其数学模型并对油气藏相态类型进行早期判别。通过上述模型的建立达到为油藏数值模拟与制定开发方案提供精确的地质参数。

关键词 油藏描述 沉积相 储层 流体 建模技术

第一作者简介 姚军辉 男 30岁 工程师 石油地质

油藏描述中广义的地质模型主要包括: 沉积模型、构造模型、储层模型、成岩模型、地球化学模型、流体模型等。其中储层模型是油藏描述和储层精细描述的核心; 沉积相模型是储层模型的基础; 流体模型中要确定流体的物理、化学性质及油气水纵、横向变化规律与储层紧密相关。这些彼此密切相关的地质模型的精细研究, 对油气藏储量计算和评价、油藏数值模拟、编制开发方案具有重大意义。

1 沉积相模型

该模型主要利用储集层段岩石成分、结构及沉积相标志等资料, 综合确定储集层段的沉积微相及亚相, 运行结果将输出油气层段的沉积相图(表1)。

1.1 岩石类型确定

根据碎屑成分如石英(含硅质岩屑)、长石(含侵入岩类)、岩屑(含其它岩屑)三者含量的比例, 绘制三角端元图以确定岩石类型^[1]。

1.2 粒度资料

本系统采用通用的概率图解、 $C-M$ 图解、散布图解及萨胡判别^[2]等几种不同的方法进行沉积相、亚相、微相分析。

为了提高参数对于环境的判别作用, 本系统采用两参数组合作出各种粒度参数的散布图来确定沉积环境。另外, 为充分利用操作人员的地质经验, 采用人机交互解释作图法, 以便熟悉

* 本文为地质矿产部科研项目“油藏描述软件系统”(编号: 92-10)成果的一部分

收稿日期: 1996-07-18 改回日期: 1996-10-15

工区地质背景的操作者在解释微相时, 渗进已知的环境资料, 使沉积环境的解释更加准确。为此系统提供了上游网状河、曲流河、分支河流、河口砂坝、远砂坝、湖滨砂等 10 多种典型砂体类型图版供操作者选择。

表 1 沉积相模型结构及功能

方 法	基本子模块	功能及说明
确定岩石类型	1. 绘制三角端元图 2. 确定沉积相	利用 Q, R, F 作三角端元图 据落点区域确定沉积相
基本参数计算	1. 读取特征值 2. 参数计算	在概率图上读取特征值 利用经验公式计算所有参数
散布图识别	1. 绘制散布图 2. 判别沉积相	利用单样品的 S_k, σ 作散布图与 已知散布图进行比较, 判别沉积相
萨胡判别	1. 计算判别值 2. 判别沉积相	调出单样品的 S_k, α, M_z 计算 判别值, 根据经验值判别沉积相
概率图识别	1. 绘制概率图 2. 判别沉积相	利用原始数据作图 根据图形特征及参数与已知环境 概率图进行对比, 判别沉积相
$C-M$ 图识别	1. 绘制 $C-M$ 图 2. 判别沉积相	调出单样品的 C, M 值在屏幕上作图 与已知环境对比, 确定沉积相
沉积相标志	1. 绘制单井沉积相柱状图 2. 绘制综合沉积相柱状图	确定单井沉积相 确定油藏综合沉积相

2 储层模型

由常规物性统计、储层分类、计算含油气饱和度、油气藏产烃能力判断、储层非均质性描述等子模块组成(表 2)。

表 2 储层模型结构及功能

功能子模块	方 法	功能及说明
常规物性统计	计算孔隙度、渗透率	用算术平均法或权衡法求油藏的 平均孔隙度、渗透率
储层分类	选取储层孔、渗及排驱压力等参数	根据储层参数对储层分类
	计算油气藏平均毛管压力曲线	求油气藏平均毛管压力曲线
	计算含油饱和度最大值	用渗透率贡献值法求油藏 平均含油饱和度最大值
压汞资料 确定饱和 度和油藏 产油能力	计算含油饱和度最小值	用相渗透率法求油藏 平均含油饱和度最小值
	求含气饱和度最大值	用孔喉下限值法求气藏 含气饱和度最大值
	柱状高度法求含油饱和度	求取不同液柱高度对应的 含油气饱和度曲线图
	油气藏产烃能力确定	根据液柱高度与圈闭高度的关系 确定油气藏的产烃能力
非均质性模型	求取储集层岩石的特征参数	用所求得特征参数值判别 储集岩成岩作用及非均质性

2. 1 计算油气藏原始含烃饱和度

计算含油气层段原始含烃饱和度, 只限于应用有效厚度范围内的岩样分析数据和测井解

释值,根据压汞资料采用多方法对比选值,考虑到储层的非均质性对孔隙度、渗透率和流体性质的影响,先对毛管压力资料进行处理,并由此作平均毛管压力曲线,然后计算含油气层段的原始含烃饱和度并评价油气藏的产烃能力,只有这样才能更好地对油气层进行评价和对比^[3]。

2.2 储层成岩作用及储层的非均质性模型

储层的成岩作用造成储层孔隙类型和孔隙结构发生较大的变化,根据铸体薄片、扫描电镜、阴极发光、压汞及粒度和物性等资料,应用数理统计方法研究储层的成岩作用对储层孔隙度、渗透率的影响及储层的非均质性特征。

2.2.1 成岩作用对储层物性的影响

成岩作用的类型有压实作用、胶结作用、破裂作用、交代蚀变作用等。选用“成岩系数 C ”来定量描述储集层成岩作用的综合效应^[4]。

成岩系数(C) = 物性孔隙度 / (视压实率 + 视胶结率 + 微孔隙率)

其中视压实率(%) = [(岩石原始孔隙度 - 粒间孔隙率 - 胶结物含量) / 岩石原始孔隙度] × 100%; 视胶结率(%) = [胶结物含量 / (胶结物含量 + 粒间孔隙率)] × 100%; 微孔隙率(%) = [(物性孔隙度 - 面孔率) / 物性孔隙度] × 100%; 原始孔隙度(%) 为沉积物沉积时形成的孔隙度; 粒间孔隙率(%) 为沉积岩石颗粒间未被灰泥或胶结物充填部分的含量; 面孔率(%) 为单位面积内孔隙的百分含量; 物性孔隙度(%) 为实验室所测得样品的孔隙度^[5]。

表 3 成岩系数与渗透率、孔隙度的关系

C	$K / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	C	Φ (%)
< 0.22	< 100	< 0.1	< 16
0.22~0.46	100~500	0.1~0.4	16~25
> 0.46	> 500	> 0.4	> 25

研究表明渗透率(K)和孔隙度(Φ)与成岩系数(C)具较好的正相关关系(表 3)。

2.2.2 储层的非均质性模型

储层描述中要确定的最重要的参数是储层渗透率的非均质性,同时还得确定储层的连通性、内部渗透率障碍的存在和储层分布区域内渗透率在三维空间的变化情况。本系统主要应用岩芯实测或测井解释(经岩芯标定)的渗透率参数值,通过数理统计,求取渗透率变异系数(V_K)、渗透率突进系数(T_K)和渗透率级差(J_K)等参数,确定储层渗透率的平面和空间的展布情况并判别储层的非均质性,建立储层的宏观和微观非均质性模型^[6]。

2.2.2.1 渗透率变异系数(V_K)

$$V_K = \left(\frac{\sum (K_i - K_{av})^2}{N} \right) / K_{av}$$

式中 K_i 为测试层段某样品点渗透率值; K_{av} 为测试层段所有样品点渗透率平均值; N 为测试层段样品总个数。

渗透率变异系数与储层非均质性的关系为: 当 $V_K < 0.5$ 时, 储层为弱非均质性; 当 $V_K = 0.5 \sim 0.7$ 时, 储层为中等非均质性; 当 $V_K > 0.7$ 时, 储层表现为强非均质性。

2.2.2.2 渗透率突进系数(T_K)

$$T_K = K_{max} / K_{av}$$

式中 K_{max} 为测试层段样品的最大渗透率值。

突进系数(T_K)与储层非均质性的关系如下: 当 $T_K < 2.0$ 时, 储层为弱非均质性; 当 $T_K = 2.0 \sim 3.0$ 时, 储层为中等非均质性; 当 $T_K > 3.0$ 时, 储层为强非均质性。

2.2.2.3 渗透率极差(J_K)

$$J_K = K_{\max} / K_{\min}$$

式中 $K_{\min}$ 为测试层段内最小渗透率值。 J_K 越大, 储层的非均质程度越强, 反之越弱。

3 流体模型

建立流体模型是油藏描述的重要任务之一。研究流体的性质及分布规律对进一步了解油气藏类型及其成因机理、寻找富集高产区块、提高勘探效益确定注采方式都有极为重要的意义。储层流体指油、气、水的总和, 其物理和化学性质、相互关系的确定是建立流体模型的基础, 不同油气藏类型具有不同的开发方案, 因而油气藏类型的研究是流体模型中不可缺少的内容。本系统根据试采资料、地化分析、油气水常规分析资料研究流体的性质并对油气藏进行分类, 建立流体模型(表 4)。

表 4 流体模型模块结构及功能*

功能子模块	功能及说明
绘制相图	确定油气藏类型
气油比法	利用气油比值确定流体类型
凝析油含量法	利用凝析油含量确定气藏类型
Φ 值法	利用烃组份含量表达式: $\Phi = \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4}{C_5} + C_2 / C_3$ 确定流体类型
确定油气藏是否饱和	油藏: $P_R - P_b > 0$ 未饱和, ≤ 0 饱和油藏 气藏: $P_R - P_d > 0$ 未饱和, ≤ 0 饱和气藏
Z 值法确定气藏	$Z_1 = \frac{0.88C_5^+ + 0.99C_3^+ + 0.95C_3^2 + 0.99F}{3.71}$
是否带油环或	
油藏是否有气顶	$Z_2 = \frac{0.79C_5^+ + 0.99C_3^+ + 0.95C_3^2 + 0.99F}{3.71}$
Φ 值法	据烃组份含量确定气藏是否带油环

* $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5^+$, 各组份百分含量; $C_3^2 = C_2 / C_3, C_3^+ = C_1 / C_5^+$;
 $F = (C_2 + C_3 + C_4) / C_5^+$; P_R 为地层压力; P_b 为油藏饱和和临界压力; P_d 为气藏饱和和露点压力

目前国内外油气藏分类很多, 有据圈闭类型分类如背斜、岩性、断块油气藏等; 也有据产状分类如层状、块状油气藏等; 根据烃类组份及相态分类如油藏、气藏、凝析气藏、油环凝析气藏、气顶油藏等^[7]。圈闭类型和产状较为直观, 而在勘探早期, 尤其是缺乏 PVT 相图确切作证时^[3], 相态类型需要加以判断。本系统着重利用烃类组份、相态并参考不同国家所建标准定量对油气藏类型进行分类, 将这些方法判断的成果综合分析后, 得出烃藏相态类型的初步意见, 并佐证 PVT 相图资料所得出的烃藏相态属性结论, 这种流体特征的描述为流体模型的建立与开发方案的制定提供了科学依据。

4 结论

- (1) 利用区域地质及钻井、粒度等资料通过人机交互对储层沉积环境进行综合解释, 通过对储集层段沉积相、亚相、微相进行精细描述建立油气藏储层沉积模型。
- (2) 根据储层的非均质程度选用不同的方法对油气层孔隙度与渗透率进行统计处理, 并用多种方法计算油气藏原始含烃饱和度值, 为油气藏储量计算提供参数。通过储层岩石特征参数的求取, 对储层非均质性进行描述为油藏模拟提供储层模型。
- (3) 依据烃类相态、组份含量及配置关系, 选用不同的方法对油气藏进行分类并对其特征进行描述, 建立油气藏流体模型。

参 考 文 献

- 1 冯增昭, 方少仙, 信荃麟等. 沉积岩石学. 北京: 石油工业出版社, 1982. 24~96
- 2 Sahu B K. Depositional mechanisms from the size analysis of clastic sediments. Jour Sed Petrology, 1964, 34: 73~83
- 3 杨通佑, 范尚炯, 陈元千等. 石油及天然气储量计算方法. 北京: 石油工业出版社, 1990. 18~95
- 4 张一伟, 熊琦华, 王志章等. 枣园油田油藏精细描述技术与方法. 石油学报, 1994, 15(专辑): 10~18
- 5 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构. 北京: 科学出版社, 1986. 21~47
- 6 裘亦楠, 薛叔浩. 油气储层评价技术. 北京: 石油工业出版社, 1994. 157~236
- 7 潘钟祥. 石油地质学. 北京: 地质出版社, 1986. 65~107

MODEL-BUILDING TECHNIQUE IN RESERVOIR DESCRIPTION

Yao Junhui You Xiuling Zhang Xujian

Zou Hong Ma Xinyu

(*Institute of Petroleum Geology, M GMR, Beijing*)

Abstract

The sedimentary facies, physical parameters of a reservoir as well as its fluid distribution characters and variation regularities could be described qualitatively and quantitatively in three dimensional space through compiling a software system in working station with the help of geological informations; the sedimentary facies model of the reservoir could be established based on the analysis of regional geology, and the data of drilling and grain size; reservoir parameter model could be built through calculating reservoir parameters such as the coefficient of diagenesis, porosity, permeability and heterogeneity. Then the mathematical model of the reservoir could be built based on its special parameters and the phase states of oil or gas pools could be distinguished. These models could provide accurate parameters for reservoir numerical simulation and for hydrocarbon exploration planning.