

'94 国际石油与石油
化工科技研讨会论文

油气储层非均质性研究

——以辽河西部凹陷沙三段油积岩储层为例

信荃麟 刘泽容 林承焰
(石油大学·东营)

1994年9月 北京

油气储层非均质性研究

——以辽河西部凹陷沙三段浊积岩储层为例

摘 要

本文以辽河西部凹陷沙三段浊积岩储层为例,综合应用多学科知识和手段,从定性到定量,从二维到三维,从宏观到微观按照不同规模(类型)深刻揭示储层参数在三度空间上的不均一性,建立客观的三维定量非均质模型,为制定最佳的开发方案和有效的增产措施,提高石油最终采收率提供科学依据。

前 言

中国石油天然气总公司把“中国陆相储层评价研究”列为“七五”重点科技攻关项目,“八五”期间仍把“油气储层评价”列为重点研究课题,而储层评价研究的核心内容是要定量地揭示储集物性在三度空间上的不均一性。储层非均质性是油气储层研究中的核心问题。石油大学(华东)油藏地质研究所和辽河石油勘探局勘探开发研究院合作承担了石油天然气总公司重点科技攻关项目“辽河西部凹陷浊积岩储层地质模型研究”。该课题主要研究对象是辽河西部凹陷高升地区沙三下亚段(S_3^2)莲花油层、曙光地区沙三中亚段(S_3^3)大凌河油层、冷东地区(S_3^4)储层和兴隆台地区沙三上亚段(S_3^5)热河台油层。上述四个地区的四套油层分别代表高升深水重力水道、曙光缓坡浊积扇、冷东陡坡浊积岩和兴隆台湖底扇四种不同类型的浊积岩储层。对每一种浊积岩储层的沉积相、成岩作用、储层非均质性和隔夹层、储层参数预测进行了研究,从而建立了四种不同类型的储层地质模型。其中储层非均质性研究是该课题研究的核心内容。

储层非均质研究是一项复杂的系统工程,需要通过多学科协同攻关和最大限度地使用计算机技术,从定性到定量,从二维到三维,从宏观到微观,全方位、多角度地刻划储层非均质性,建立客观的三维定量非均质模型,以适应和满足油藏数值模拟对地质模型的要求。在油气勘探和开发中,

根据储层的非均质特点和规律,采用科学的开发方案和有效的增产措施,进而达到提高油气勘探开发效益的目的。

非均质分级研究

国内外在储层非均质性研究中大都按照规模大小不同划分非均质类型,然后针对不同规模(类型)的非均质进行分级研究。国内常常将非均质划分为宏观和微观非均质,其中宏观非均质包括平面和垂向非均质性,而垂向非均质性又包括层内和层间非均质性。这种分类方案在非均质研究中被广泛采纳,很适合于生产实践中应用。国外将储层渗透率非均质性的等级性质划分为不同规模的非均质性(Pettijohn Poter and Siever, 1973; Weber, 1986)按规模大小进行非均质性分类的方案很多。多数人将储层非均质性从大到小划分五级(Moore and Kugler, 1990; Daws and Prosser, 1992)。不同规模的非均质性对生产的每一个阶段都非常重要(Jackson et al, 1989)。

在辽河西部凹陷浊积岩储层非均质研究中,以岩心观察和岩心样品实验分析化验数据为基础,利用储集层测井处理与解释求取的各种储层参数、非均质参数和隔夹层参数,分别定性、定量地揭示储层宏观和微观、垂向和平面、层内和层间非均质性。曙光油田大凌河油层非均质性也可以划分出五级。一级非均质存在于大凌河油层 I、II、III 油组之间, I 油组内主要储集相带—缓坡浊积扇相中相中亚相中辫状沟道、辫状沟间和扇中前

缘的相变造成了二级非均质性。各个微相带内重力冲刷和侵蚀界面、滑塌界面、平行层理界面形成三级非均质性。砂岩内部平行纹层和细粒储层内部砂纹纹理之间构成四级非均质。而五级非均质性则主要是由于低的结构和成分成熟度储层内粘土杂基和碳酸盐胶结物分布不均一性造成的,与储层成岩作用有关。

一级和二级非均质性是划分开发层系重点考虑的因素之一,也是影响注水效果的重要因素。例如曙 2-07-5 注水井对相邻的曙 2-7-208 和 2-7-311 生产井注水效果不明显,主要原因是从注水井到生产井发生了相变,从辫状沟道相变为沟间微相,储层渗透率也从高渗变为低渗,井间非均质性强是造成注水效果差的重要原因。相反,注水井曙 2-8-201 对生产井曙 3-4-306 以及曙 2-8-201 井对曙 2-8-206 井注水效果明显,主要原因是注水井和生产井处于相同相带,而且储层渗透率为中—高渗,注水层上下隔层分布稳定质量又好,不发生上、下水窜现象。

本文所讲的储层非均质性主要指岩石非均质性,实际上还存在流体非均质性,例如原油的性质变化以及沥青垫和沥青条带的分布都可以造成非均质性。另外,断层的封闭性可以造成最高级别的非均质性,开启或封闭的裂隙也是导致储层非均质性的一个方面(Weber,1986)。因此,储层非均质性与构造应力场、断层和裂缝有一定关系,尽管它主要与沉积相和成岩相密切相关。

成岩作用和微观非均质性

储层沉积、成岩作用及其演化决定储层参数的变化,储层微观非均质性与成岩作用息息相关,成岩作用可以增加、也可以减少岩石孔隙。例如,

胶结成岩作用是一个减少孔隙的过程,随着碳酸盐胶结物含量的增加,储层孔隙度和渗透率呈明显降低趋势,而溶解成岩作用则可以产生次生孔隙。由于储层孔隙的增加和堵塞改变了孔隙网络的形态和连通性,从而导致岩石渗透率的变化。不同类型的成岩作用对储层参数(包括孔隙度、渗透率和流体饱和度)的影响各不相同。孔隙类型和孔隙结构以及孔隙的发育及演化造成储层微观非均质性,同时决定了孔隙—流体分布状况(Moraes, 1991)。

根据埋深、镜质体反射率、古地温、孢粉颜色和色变指数、粘土矿物类型组合、混层比等项参数,参考成岩阶段划分标准*,四个地区储层主要处于早成岩期 B 亚期,兴隆台地区热河台储层开始进入晚成岩期 A 亚期,高升地区莲花油层处于早成岩期 A 向 B 亚期的过渡期。四个地区埋深 1500~2500m,发生了压实作用、胶结作用、溶解、溶蚀和蚀变作用等成岩事件。高升、曙光和冷东地区储层以剩余原生粒间孔为主,其次为次生孔隙;兴隆台地区储层主要为次生孔隙。储层物质组成以低成分成熟度和低结构成熟度的密度流粗粒沉积为特征(表 1)。压实作用和碳酸盐胶结作用是降低孔渗性的主要原因,不稳定组分溶解形成次生孔隙。碎屑颗粒分布状况、粘土杂基和碳酸盐胶结物分布不均一性以及孔隙类型和分布情况决定了储层微观非均质性。

在浊积岩储层微观非均质性研究中不仅从岩石样品入手,而且依据样品的毛管压力曲线、铸体薄片和图像分析等实验资料,通过模型分析和统计分析,利用测井资料求取了多种孔隙结构特征参数,用来表征储层微观非均质。综合应用地质和测井资料比单纯利用地质资料研究微观非均质性具有更大的优越性。

表 1 四种重力流沉积储层特征

地 区	分选系数	石 英 长石+岩屑	磨圆度	粘土杂基 %	碳酸盐 %	孔隙度 %	渗透率 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
兴隆台(S ₃)	2.32	0.31	次棱为主	8.90	6.85	17.53	10.9
冷 东(S ₃)	2.94	0.18	次棱为主	3.73	5.90	17.51	155
曙 光(S ₃)	2.62	0.25	次棱—次圆	11.60	7.90	21.64	258
高 升(S ₃)	2.04	0.31	次棱为主	8.41	1.40	23.33	1998

* 中国石油天然气总公司科技发展部·储层评价研究进展·石油科技专辑,1990(4)。

地质统计学方法在非均质性研究中的应用

地质统计方法在非均质性研究中发挥了重要作用,其中应用最广的是克里格方法和分形几何方法。

1. 应用克里格方法预测储层参数

地质统计学方法克服了只考虑观测点与待估点之间距离的传统估值方法(如反距离平方法)的弊端,考虑了储层参数在空间分布上的相关性,提高了对井间储层参数的估值精度。它是以变差函数为基本工具,在研究既有随机性又有相关性的区域化变量(例如从测井解释中得到的孔隙度和渗透率等)的空间分布、结构特征的基础上,选择各种合适的克里格方法,以达到更精确的井间参数估值目的。针对某一产层不同的储层参数应当使用不同的估值方法,才有可能取得良好的估值效果。以冷东地区冷 43 块 S₃ 亚段 2 砂岩组 1 小层为例,研究发现孔隙度相对其它几个参数的克里格估值精度较高;普通克里格法对孔隙度估值精度高;泛克里格(二次漂移)对渗透率估值精度较高;普通克里格法对泥质含量估值精度较高。

2. 应用变差函数定量研究非均质性

利用地质统计学中的变差函数,预测砂体分布范围、研究层内非均质性和平面非均质性,是定量研究储层非均质性的有力工具(刘泽容等,1993)。应用变差函数中的变程反映砂体和油层的分布范围;利用变差函数中的基台值($C+C_0$)和变程(a)以及它们二者之间的比值(I)来表征储层参数在平面不同方向上的变化程度,即平面非均质性;也可以通过作单井内各单砂体纵向上渗透率变差图,并求取各个单砂体垂向变差图的 I 值,反映层内非均质性。

3. 分形几何方法

从 80 年代以来,人们在不对井间直接进行测量的情况下,仍然可以通过井资料获得对储层非均质变化规律的认识。这种方法是在通常用光滑插值方法进行井间参数预测的基础上,把非均质的规律加上,并且考虑井间参数变化的随机性,这样得到的井间参数预测结果虽然不能保证与实际井间参数完全一致,但由于它与真实情况下在非均质结构上遵循同样的规律,因此应用这种预测结果进行油藏生产动态预测会更加准确。

许多储层参数(如地下岩性、孔隙度和渗透率)变化具有分形特征(Hewell,1986),沉积岩储层孔隙也具有分形结构。在研究辽河西部凹陷沙三段浊积岩储层非均质性过程中,成功地利用分形维数描述储层平面和垂向非均质性并且识别出隔夹层类型,还应用井间分形模拟技术预测井间储层参数非均质变化。

(1) 利用分维数表示储层非均质性和判别隔夹层

在实际研究中,根据研究地区实际情况,选择变尺度分析(R/S 分析,公式略去)方法计算分维值。首先对曙光 2-7-5 块 15 口井大凌河 I₁ 砂岩组的声波曲线进行了研究,发现 R/S 与延迟距离的双对数坐标散点图基本上呈直线分布(图 1),表明声波曲线具有自相似性即分形性质,分维值(D)等于 2 减去 Hurst 间断指数(图 1 中直线的斜率 H)公式证明略去)。按每一小层绘制分维数平面等值图,表示平面非均质变化,将每一小层分维数值加以比较,研究层间非均质差异程度。因此分维数是表示储层非均质的一个重要参数。不同类型的隔夹层(泥质、物性和钙质隔夹层)分维数不同,通过确定三类隔夹层的分维数评价标准,借助计算机自动识别出不同类型的隔夹层。

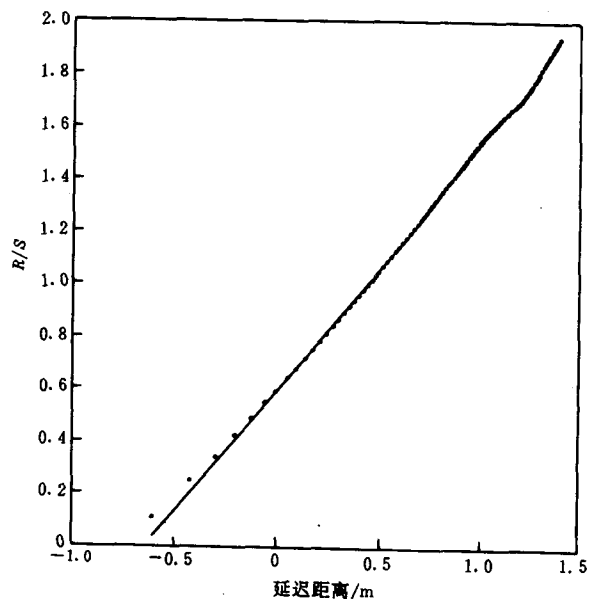


图 1 曙光 2-7-5 井大凌河 I₁ 砂岩组声波曲线 R/S 分析
 H 为直线的斜率(Hurst 间断指数)

(2) 井间分形模拟

通过对曙光 2-7-413 井和 2-8-410 井大凌河

看法与建议

十余年来,我国对陆相碎屑岩储层沉积相、成岩作用、孔隙类型和孔隙结构、次生孔隙的发育、演化及其形成机制、微观非均质性、储层敏感性评价研究方面取得很大进展^[1-19]。但是,以前的储层非均质性研究侧重于储层沉积学研究和微观储层静态描述,对于储层岩石矿物与流体之间的相互作用、开发过程对非均质的影响以及非均质与剩余油分布的关系则研究不够。

1986年油藏描述被列为“七五”国家攻关项目以后,油藏描述研究在我国成功地开展,标志着储层非均质研究进入了一个新的阶段,也就是说,这个阶段综合应用了地质、测井、地震和试油试采资料,最大限度地使用了计算机技术,对储层非均质进行了综合性的定量研究与评价。

近40年来我国油气勘探开发工作取得重大进展,但是,目前我国石油工业面临着一些重大的变化和挑战。仍然担负着主要产油量的东部老油田,都进入了高含水期开采阶段,如何进一步挖掘潜力,减缓储量和产量递减,改善储采比严重失调的状况,关键的问题是剩余油的开采,而这个问题与油气储层非均质性密切相关。

今后应当针对我国油气储层非均质性十分严重的实际特点,紧紧围绕油气勘探开发需要,开展从宏观到微观不同规模、从定性到定量不同表达方式的储层非均质研究;发展三维静态和动态有机结合的储层描述新技术,定量描述储集砂体和隔夹层分布规律以及储层各项物性参数的三维空间展布;研制开发和推广应用新一代三维地质图形软件,建立储层非均质预测模型,用来满足三次采油油藏数值模拟的需要,为制定最佳开发方案和措施以及提高石油最终采收率提供依据。

储层非均质性研究依赖于新技术的引进、开发和推广应用,以及提高协调应用多学科科技成果的能力和水平。沉积学技术、储层岩矿测试分析技术、测井和地震解释技术、生产测试和水平井信息、地质统计学方法、模糊数学、灰色系统理论、分形几何和人工神经网络技术等都将在储层非均质性研究中一显身手。

储层非均质性主要体现在渗透率的差异上,目前国内外主要应用渗透率参数表征储层非均质性。因此获取更加准确的渗透率是研究储层非

油层 I₂ 砂岩组孔隙度和渗透率 R/S 分析,表明孔隙度和渗透率同样具有分形性质,利用 R/S 分析法计算出了这两口井之间某一深度段孔隙度和渗透率的间断指数 H 值,采用序贯法进行井间孔隙度和渗透率分形模型,清楚地再现了井间储层渗透率变化(图 2)。

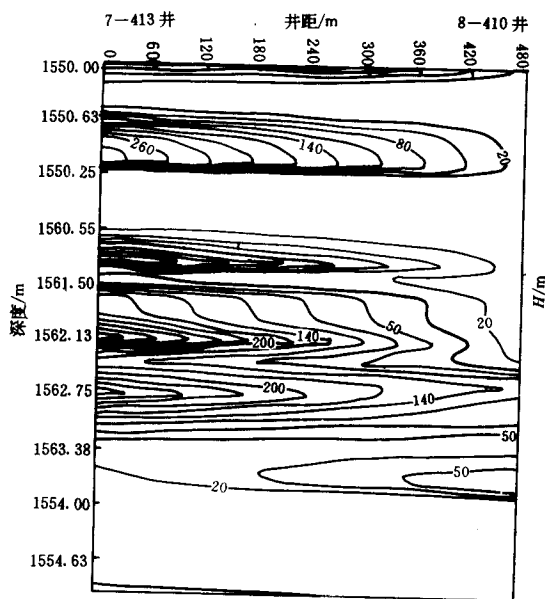


图 2 曙光 2-7-413 井与 2-8-410 井间渗透率分形模拟图

建立三维定量非均质模型

油藏数值模拟要求得到一个能把储层各项物理参数在三维网块内的分布客观而且定量地描述或表征出来的地质模型(裘亦楠,1991)。影响流体在储层内流动的因素很多,其中渗透率是影响流体流动的最直接因素,其变异程度也最大。因此,现阶段建立的储层地质模型主要是以建立储层内渗透率的三维空间定量分布非均质模型。最近几年内国内外许多家公司开始研制定量描述储层参数分布的三维图形显示软件(陈立生等,1993)。国内石油大学(华东)油藏地质研究所在 MIPS 工作站上开发出一套包括建模和显示在内的三维地质模型软件系统,而且成功地应用于辽河西部凹陷四个地区三维定量非均质模型的建立,客观地表现出储层参数在三维网块上的分布,真实地反映出粗粒浊积岩储层非均质规律,而且清楚地表示了隔夹层的空间分布状况,以真三维彩色方式显示定量非均质模型。

均质的重要前提条件。目前无论是测井技术还是地震技术,预测渗透率的误差均比较大,比较多的情况下主要通过建立渗透率与其它参数(如孔隙度)的相关关系,间接求取渗透率。因此,今后应该在利用先进的实验仪器设备准确测定岩心样品渗透率及其非均质性变化的基础上,利用地球物理信息提取更加准确的渗透率等储层参数,并且将储层非均质静态描述与开发动态、流体运动规律和剩余油分布研究相结合,为制定和调整出最佳的开发方案和措施以及提高石油最终采收率提供科学依据。

参加此项课题研究的还有石油大学的侯连华、侯加根、李琳、毛宁波、蔡忠、徐守余等,辽河石油勘探局张学汝、牛仲仁、王玉娥、陆尧华、王东海等,在此一并致谢。

参 考 文 献

- 1 陈立生,桓冠仁,郭尚平. 三维地质模型的建立、图形显示及其应用. 石油勘探与开发,1993,20(3)
- 2 侯加根,信荃麟,林承焰等. 三维地质模型软件及在辽河冷43块油藏描述中的应用. 地质论评(增刊),1993
- 3 林承焰,侯加根,邓俊国. 枣园油田孔一段岩相类型及其储层非均质性. 地质论评(增刊),1993
- 4 刘孟慧,赵徵林等编译. 第二届国际储层表征技术研讨会译文集,石油大学出版社,1990
- 5 刘泽容等. 应用变差函数定量研究储层非均质性. 地质论评,1993,39(4)
- 6 刘泽容,信荃麟等著. 油藏描述原理与方法技术,石油工业出版社,1993
- 7 刘泽容,信荃麟等著. 断陷盆地构造岩相带与油气评价,科学出版社,1990
- 8 裘亦楠. 储层地质模型. 石油学报,1991,12(4)
- 9 吴崇筠,薛叔浩等著. 中国含油气盆地沉积学,石油工业出版社,1992
- 10 王伟峰,林承焰,蔡忠. 大港枣园油田枣北孔店组砂岩储层微观非均质性与改善开发效果分析. 地质论评,1993,39(4)
- 11 信荃麟等. 地质统计学方法在井间储层参数预测中的应用,地质论评,1993,39(4)
- 12 信荃麟等著. 油藏早期预测和评价,石油工业出版社,1993
- 13 信荃麟,刘泽容等著. 含油气盆地构造岩相分析,地质出版社,1993
- 14 信荃麟,路九华,林承焰著. 勘探阶段油藏研究及评价,石油工业出版社,1993
- 15 信荃麟,张晋仁,熊继辉著. 东濮凹陷黄河南地区盆地分析及油气评价,石油大学出版社,1992
- 16 信荃麟,刘泽容,侯加根. 薄砂体解释及其成功的应用. 石油学报,1991,12(4)
- 17 信荃麟,张一伟,刘泽容著. 油藏描述与油藏模型,石油大学出版社,1990
- 18 赵澄林,刘孟慧主编. 东濮凹陷下第三系砂体微相和成岩作用,华东石油学院出版社,1988
- 19 曾文冲编著. 油气藏储集层测井评价技术,石油工业出版社,1991
- 20 Barnes David A, Carl E Lundgren, and Mark W Longman. Sedimentology and diagenesis of the St. Peter Sandstone, central Michigan basin, United States. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(10): 1570~1532
- 21 Barnes D A, Turmelle T M, and R Adam. Diagenetic controls on reservoir heterogeneity in the St. Peter Sandstone, deep Michigan basin (abs.). *AAPG Bulletin*, 1989, 73: 331
- 22 Bloch S, Empirical prediction of porosity and permeability in sandstones. *AAPG Bulletin*, 1991, 75(7): 1145~1160
- 23 Chandler M A, Kocurek Gary D J Goggin, and L W Lake. Effects of stratigraphic heterogeneity on permeability in an eolian sandstone sequence, page sandstone, northern Arizona. *AAPG Bulletin*, 1989, 73: 658~668
- 24 Daws J A and D J Prosser. Scales of permeability heterogeneity within the Brent group. *Journal of Petroleum Geology*, 1992, 15(4): 397~418
- 25 Jordan Douglas W and Wayne A pryor. Hierarchical levels of heterogeneity in a Mississippi River meander belt and application to reservoir systems. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(10): 1601~1624
- 26 Dunn T L and R C Surdam. Recognizing the influence of burial history and diagenesis on reservoir heterogeneity in R. Ewing, ed., Fifth Annual Enhanced Oil Recovery Symposium Proceedings, 1989, P. 47~59.
- 27 Linville B, Thomas E Burchfield and Thomas C Wesson. Third international reservoir characterization technical conference. Pennwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1993
- 28 Matlack K S, D W Houseknecht and K R Applin. Emplacement of clay into sand by infiltration. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1989, 59, P. 77~87
- 29 Moline G R, Bahr J M, Drzewiecki P A, and L D Shepherd. Estimating permeability distribution using a multivariate statistical analysis of geophysical logs (abs.). Geological Society of America Abstracts with Programs, 1991, 23, 472
- 30 Moraes Marco A S. Diagenesis and microscopic heterogeneity of lacustrine deltaic and turbiditic sandstone reservoirs (Lower cretaceous), Potiguar Basin, Brazil. *AAPG*, 1991, 75(11): 1758~1771
- 31 Mukherjee H, R H Morales, S A Denoo, Influence of rock heterogeneities on fracture geometry in the Green River basin, SPE Productin Engineering, 1992, 267~274
- 32 Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection - capillary pressure curves for sandstones. *AAPG Bulletin*, 1992, 76, P. 191~198
- 33 Robert R Berg 著, 信荃麟等译校. 储集层砂岩, 石油大学出版社, 1992
- 34 Sharma B, Honarpour M M. Szipakiewicz M J, and Schatzinger R A. Critical heterogeneities in a barrier island deposit and their influence on various recovery processes. SPE Formation Evaluation, March, 1990, 103~112
- 35 Spain D R. Petrophysical evaluation of a slope fan/basin - floor fan complex; Cherry Canyon formation.

- Ward County, Texas. *AAPG Bulletin*, 1992, 76 (6): 805~827
- 36 Stoessel R K and E D Pittman. Secondary porosity revisited: the chemistry of feldspar dissolution by carboxylic acids and anions. *AAPG Bulletin*, 1990, 74, 1689~1699
- 37 Sullivan K B and Earle F McBride. Diagenesis of sandstones at shale contacts and diagenetic heterogeneity, Feio Formation, Texas. *AAPG*, 1991, 75(1):121~138
- 38 Vernik L and Nur Amos. Petrophysical classification of siliciclastics for lithology and porosity prediction from seismic velocities. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(9)
- 39 Wolcott D S and A K Chopra. Incorporating reservoir heterogeneity with geostatistics to investigate water-flood recoveries, *SPE Formation Evaluation*, March, 1993, 26~32

石油物探局制图印刷厂
照排印刷