

基于精细三维地质模型的储层 非均质表征方法探讨

卜范青, 林承焰, 张 伟

(中国石油大学 地球资源与信息学院, 山东 东营 257061)

摘 要: 储层非均质性研究是油藏描述的重要内容, 传统的表征参数是基于少量离散观测值(井点)的统计。文章根据地质建模成果并结合地质规律, 对曙光油田杜 229 区块兴隆台油组储层非均质性进行的研究表明: 兴隆台油组层间非均质性严重, 属不均匀型。兴 I—兴 V 组储层为近源扇三角洲沉积, 平面上由于河道摆动频繁, 相变快, 层与层之间渗透率差异性大; 其中分流河口坝砂体非均质性最弱, 分流间薄层砂微相最强。兴 VI 组为水下重力流沉积, 岩性变化大, 层间渗透率差异明显, 非均质性更强。兴 VI 组辫状水道相非均质性最弱, 水道间薄层砂微相非均质性最严重。隔夹层分布受沉积相带控制, 在冲积扇分流河道内、边滩及心滩内等部位较发育, 纵向上, 隔夹层分布不均一, 上部各油层组之间夹层分布相对稳定。

关键词: 非均质性; 建模成果; 杜 229 块; 曙光油田

中图分类号: P618.130.21 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-1412(2010)03-0246-06

0 引言

储层非均质性研究是油气田勘探与开发过程中的重要组成部分, 在我国许多油田已进入中、高含水期的形势下, 该项研究显得尤为重要^[1]。目前, 储层非均质性研究已取得了长足的进步, 研究内容与领域也在不断加深、扩大。传统的表征参数是基于少量离散观测值的统计, 现已满足不了研究对高精度的要求。国内外已有不少专家在寻找其他路径解决这一难题, 如灰色加权方法、分形方法^[2]、变差函数方法^[3-4], 这些新方法使得该领域的研究得到不断发展。

随着储层地质研究全面进入“三维地质模型时代”, 三维地质模型成为公认的储层非均质的最佳表现形式。有了基于海量数据的三维地质模型, 传统方法计算储层各个非均质性表征参数已完全不能满足需求。储层地质建模方法是一种快速且直观地反映储层内部结构的可视化方法, 它可以实现对油气

储层的定量表征及对各级非均质性的刻画。许多学者认为, 三维地质模型提供了研究储层非均质性的最佳表现形式, 优于基于少量离散观测值的传统统计方法, 它结合地质建模提供的三维的基于大量象元的数据统计, 能更精确地描述储层的非均质程度。随着油田的发展, 越来越需对井网不完善的区域给出精细预测和不确定性评价。

研究区沉积环境复杂, 沉积相类型多样, 局部水淹现象严重, 非均质性强, 为合理表征研究区储层的非均质性状况, 挖掘剩余油储量, 笔者试从一个新的角度, 根据精细地质建模成果并结合地质规律分析储层非均质性。

1 工区概况

杜 229 块位于曙光油田曙一区南部, 构造上总体表现为轴向近 EW, 向 E, S, N 3 个方向倾没的断鼻构造。四周被断层所限, 构造高点位于该块西部, 开发目的层为下第三系沙河街组兴隆台油层。兴

收稿日期: 2009-06-04

作者简介: 卜范青 (1981-), 男, 山东潍坊人, 硕士研究生, 油气藏开发地质专业。通信地址: 北京市东城区东直门外小街 6 号海洋大厦 1406 室; 邮政编码: 100027; E-mail: upcbfq@126.com

I—兴 V 组为滨—浅湖环境中沉积的扇三角洲沉积体系,兴 VI 组为水下扇重力流沉积体系。杜 229 块兴隆台油层包括 S_{1+2} 兴隆台油层和 S_3 上热河台油层两套含油层系,在层组划分上统一编号为兴 I—兴 VI 共 6 个油层组。

受构造及沉积相带的制约,杜 229 块兴隆台油层储层物性较好,平均孔隙度 30.4%,平均渗透率 $1.32\ \mu\text{m}^2$ 。纵向上油水关系相对比较清楚,兴 I 组主要为水层,兴 II—兴 IV 组基本上为纯油层,兴 V 组为边水油藏,兴 VI 组为边、底水油藏,油水界面不稳定。

2 非均质性研究

2.1 平面非均质性

平面非均质性是由于砂体的几何形态、规模、连续性、孔隙度和渗透率的平面变化所引起的非均质性^[5],利用建模成果分析平面非均质性具体从以下几个方面进行描述:

2.1.1 参数的平面展布

参考物源方向、砂体展布方向,定义建模网格的走向;综合地质知识库,分层位建立拟合不同岩相、微相的变差函数,优选序贯指示模拟算法,降低了人为因素的影响,建立研究区相模型。接着采用相控建模方法,运用沉积相带的平面展布和垂向演化来控制储层参数建模,得到储层物性参数模型^[6];本次

研究选用序贯高斯模拟方法,该方法比较适合模拟一些中间值很连续的面极值很分散的岩石物性,如孔隙度、渗透率。

从兴 321 小层的孔隙度等值线图可看出:Du32-55-35 井和 Du32-52-38 井的孔隙度达到 30% 以上,这与模型模拟得到的心滩与边滩微相是吻合的。Du32-42-42 井的孔隙度偏低,与此处模拟得到的相为道间洼地具有一致性。

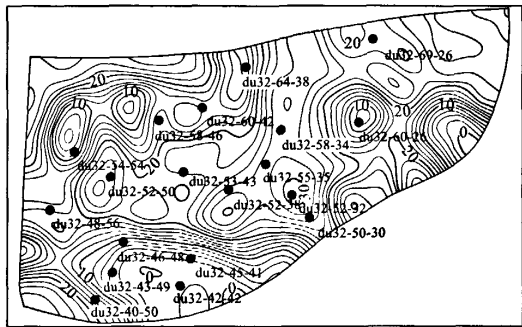


图 1 兴 321 小层孔隙度等值线图
Fig. 1 Porosity contour of Xing 321 layer

对模拟得到的各小层的岩性、物性模型统计,得到各小层的非均质参数,与测井上统计出的参数相比,建模中的统计参数考虑了井间预测值,与只从井点上的统计结果相比,该结果的更加全面、准确。以兴 VI 组为例,建模成果与传统方法统计的非均质参数的比较见表 1。

表 1 兴 VI 油层组非均质参数统计
Table 1 Heterogeneity parameter statistics for Xing VI oil group

油层组	统计方法	最小值	最大值	平均值	标准偏差	方差
兴 VI 油层组	传统方法	0	39.9	13.04	12.64	159.83
	建模成果	0	38.3	14.3	8.9	78.84

由建模成果统计出的最大值、最小值、平均值相差不大,但标准偏差有一定的差距,建模成果中的标准偏差更小,更符合数理统计学的思想;相比而言,建模成果得到的平面非均质参数更具合理性。

不同沉积微相所处的沉积部位不同,水动力条件各异,砂体的岩性、结构和构造也各不相同,致使相应的非均质性也存在差异。兴 VI 组辫状水道相非均质性最弱,其次为水道侧缘微相,水道间薄层砂微相非均质性最严重。整体上,非均质参数平面分布受沉积相带分布和砂体连通性的影响。认识清楚

储层的平面非均质性,就可以避免无效注水,这对于提高驱油效率具有指导意义。

2.1.2 优势通道的识别

三维地质模型融入了海量的数据,充分利用软件丰富的滤波功能,分断块分层系直观立体地展示优势、次优势渗流通道的空间分布,搞清其分布特点、规律,对后期开发具有重要的意义。

图 2 为兴 II₂ 小层显示的是从 22.5%~39.9% 的孔隙度图,自北往南渗流效果变差,渗流方向从北→南。从模型中可逐层逐断块追踪渗流通

道,利用动态资料(吸水、产出剖面)可以检验渗流通道,由于高渗流区的存在,注入的水首先沿阻力较小高渗流带推进,这对后期开发具有重要的指导意义。

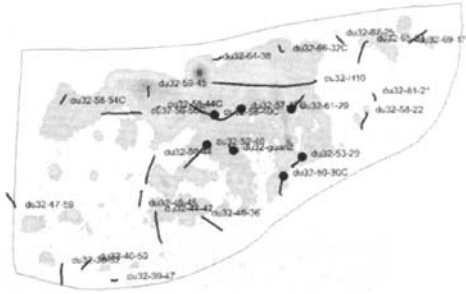


图 2 兴Ⅱ₅ 小层渗流通道(平面)
Fig. 2 Infiltration channel in Xing II₅ layer

2.1.3 渗透率频率分布

在研究储层非均质时一般将渗透率的非均质性

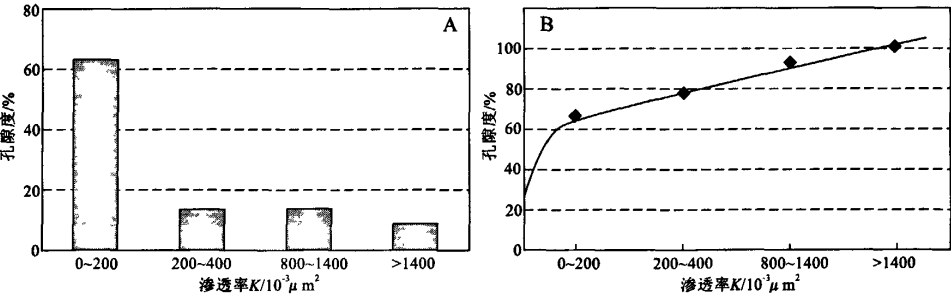


图 3 兴Ⅱ₅ 小层渗透率分布图
Fig. 3 Permeability distribution for Xing II₅ layer

2.1.4 隔层的平面展布

为更为精确地识别隔层,在小层划分的基础上进一步细化砂体的岩相单元,完成由上下稳定泥岩隔挡层所分隔的单砂体对比,建立“一层砂一层泥”划分方案,优选算法模拟得到隔层的三维展布模型,利用建模软件方便的显示功能,可以直观地看出砂体的连通性,并可以对接触处的渗滤能力等从空间层面做定量分析(图 4)。

2.2 层间非均质性

层间非均质性一方面是指各油层组之间、砂层之间泥岩隔层的分布与变化;另一方面是指砂体在剖面上交互出现的规律性或各层段之间物性的垂向差异性^[7,8]。

2.2.1 取准各小层的渗透率

作为储层非均质的集中体现。计算分断块分层系的不同渗透率区间网格体积的分布频率,单一渗透率区间的大小可以根据研究需要进行细分。通过分析分布频率图(图 3),可以直观地看出平面非均质特点,是否有优势区间的存在也是平面非均质的重要指标之一。在分布频率图的基础上可以进一步做出不同渗透率区间频率累计曲线,该曲线的形态也是平面非均质的重要反映,可以建立一段式、高背座椅式、座墩式等不同的识别样式,不同的样式反映不同的平面非均质特点,对开发井网部署也就有不同的要求。

兴Ⅱ₅ 小层研究区大量发育道间洼地和薄层砂微相,只是在中央部位发育河道、边滩与心滩沉积,从图 2 高渗流通道也可发现,兴Ⅱ₅ 小层低渗区域占大部分,中高渗部分分布基本相当,恰好符合频率累计曲线的一段式。

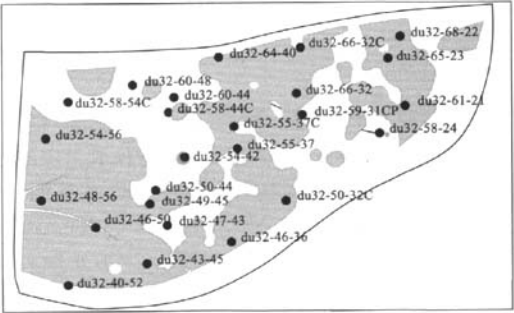


图 4 兴Ⅱ₂ 与兴Ⅱ₃ 小层间隔层分布图
Fig. 4 Oil-resisting layer distribution between Xing II₂ and Xing II₃

渗透率是油气储层评价的主要参数之一,其解释精度是油藏描述和剩余油量描述的关键。取准各小层的平均渗透率能够反映整体渗滤能力,是层间非均质研究的基础,由它可求得渗透率级差、变异系数、突进系数等非均质参数。传统方法是井点平均值、渗透率等值图面积加权平均法,这些计算方法均未考虑层内物性变化的影响,缺乏空间概念,因此对一个小层的整体渗滤能力的准确描述程度较低。

表 2 概念模型不同计算方法渗透率对比表

Table 2 Permeability of conception model calculated with different methods

油层组	传统方法		基于地质模型的 网格体积加权法
	井点平均值	面积加权平均值	
兴 21 小层	804.7	765	735
兴 311 小层	503.4	613	586
兴 411 小层	491.2	502	457
兴 511 小层	874.5	1132	903
兴 611 小层	344.1	365	352

量和单位:渗透率 $K/10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

在精细三维地质建模的基础上,利用基于地质模型的网格体积加权平均算法:地质模型 $K=K_1\times K_1$ 网格体积分数 + $K_2\times K_2$ 网格体积分数 + + $K_n\times K_n$ 网格体积分数,其中: K_n 网格体积分数 = K_n 网格体积/总网格体积。这种算法有效地考虑了不同渗透率部位的砂体厚度,使得砂体较厚的部位所占的权重有所增强,从而更能够反映一个砂体的空间渗滤能力。通过概念模型的应用、验算可以看出,它与传统参数相比具有明显的优势。

2.2.2 储层非均质参数提取

从建立的精细三维地质模型中可以统计出研究区兴隆台油层各油组渗透率值(表 3),发现垂向上变化差异比较大,变化范围基本为 $0\sim 4500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;其中兴 II, V 油层组的渗透率约为 $750\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,除 VI 油层组的渗透率约低于 $400\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以外,其他各小层的渗透率均为 $500\times 10^{-3}\sim 600\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属高孔高渗储层,物性条件较好。

表 3 各油层组间渗透率参数对比

Table 3 Permeability variation of each oil group

油层组	最小值	最大值	平均值	标准偏差	方差	级差
兴 II 油层组	0	4385	732	611	373021	5.991803
兴 III 油层组	0	4400	583	656	429921	7.54717
兴 IV 油层组	0	4260	505	466	217388	8.435644
兴 V 油层组	0	4500	760	796	635961	5.921053
兴 VI 油层组	0	4153	358	494	244491	11.60056

量和单位:渗透率 $K/10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

从模型中统计的各油层组的渗透率平均值、标准偏差、方差统计来看,兴 II,兴 III,兴 V 砂层组非均质参数相对较大,层间非均质性相对较强,非均质程度明显大于兴 IV,兴 VI 砂层组。整体上兴隆台油层各油组自下而上非均质参数呈小→大→小→大的变化趋势,说明研究区自下而上层间非均质性为弱→强→弱→强。

2.2.3 隔层分布特征

储层的层间非均质性一方面是指各油层组(亚组)之间、砂层之间泥岩隔层的分布与变化,另一方面是指砂体在剖面上交互出现的规律性或各层段之间物性的垂向差异性。

研究区各砂层组之间泥岩隔层分布稳定,横向上可以追踪。平面上,隔层分布受沉积相带控制呈条带状分布,在冲积扇前缘斜坡相、分流河道间湾及端部等部位隔层厚度较大,总体上南厚北薄;纵向上

隔层分布不均一,由于沉积机理不同和受后期构造运动影响,兴 VI 组与上部油层组之间有些部位隔层厚度大,有些部位砂体连片分布,隔层厚度为 0。而上部各油层组之间隔层分布相对稳定,厚度一般都在 20 m 内。

2.2.4 沉积相演化

由模拟得到的沉积相模型总结出兴隆台油层沉积微相的演变过程:在初期(兴 V 组),河道水体的能量较低,水下分流河道由 V 油组开始发育,主要发育河道和心滩微相;到 IV, III 油组河道的发育规模最大,水体能量最强,河道的流速升高,心滩的发育程度降低,主要以发育水下分支河道为主;到 II 油组沉积时期,河道的能量下降,心滩的发育程度增强。可见,水体能量与心滩与河道的展布具有重要的耦合作用。水体能量越强,河道对心滩的冲刷能力就越强,河道就越发育,心滩就越不发育;水体的能量越

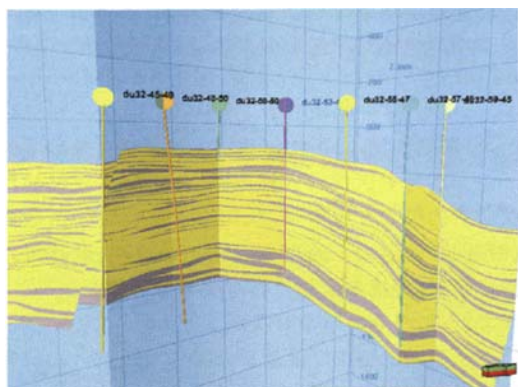


图5 隔层分布图

Fig. 5 Distribution of oil-resisting layer

小,河道对心滩的冲刷能力就越小,心滩就越发育。研究区水下分流河道砂体的非均质性差,容易发生突进,致使大量的原油残存于地层中,可作为剩余油的有利目标区。

2.3 层内非均质性

2.3.1 层内不连续薄夹层的分布

本次模拟夹层的三维分布时优选序贯指示模拟算法(SIS),它作为一种较成熟的算法,是一种既可模拟离散化的连续变量又可模拟复杂的类型变量,如复杂的岩相或岩相组合、沉积相的空间分布结构及夹层分布等^[9]。研究区内井间夹层的产状比较复杂,纵向上与单砂体交错出现,横向上与单砂体延伸不协调,时断时续;夹层分布具有随机性、不连续性的特点(图6),这正好与随机模拟算法的核心是一致的。

平面上,薄夹层分布受沉积相带控制,在冲积扇分流河道内、边滩及心滩内等部位较发育,纵向上,薄夹层分布不均一,由于沉积机理不同和受后期构造运动影响,兴VI组与上部油层组之间有些部位夹层厚度大,有些部位砂体连片分布。而上部各油层组之间夹层分布相对稳定,夹层厚度一般为0.5 m。

2.3.2 层内韵律性分析

层内非均质性是控制和影响砂层组内一个单砂体注入剂向上波及体积的关键因素,包括层内渗透率在垂向上的差异程度、最高渗透率段所处的位置、层内粒度韵律、渗透率韵律和渗透率的非均质程度等。

图7为兴312小层孔隙度剖面图,该小层为分流河道微相,自然电位曲线呈厚层箱型,顶底为低孔

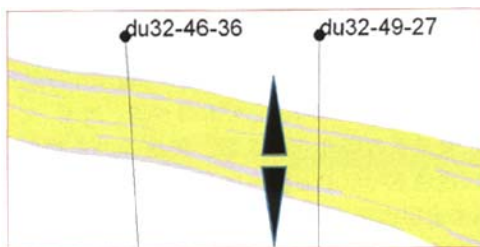


图6 夹层分布图

Fig. 6 Distribution of interlayers

低渗的泥质夹层沉积,在韵律上分为一个完整的旋回沉积,最高渗透率段位分流河道中间部位,对于后期油气开发具有指导性意义。

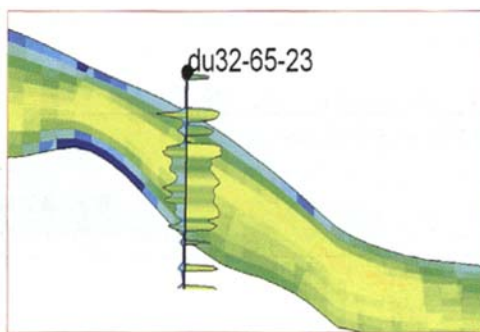


图7 兴312小层孔隙度剖面图

Fig. 7 Permeability section of Xing312 layer

3 结论

(1)储层地质建模方法是一种快速且直观地反映储层内部结构的可视化方法,它可以实现对油气储层的定量表征及对各级非均质性的刻画,借助地质建模成果进行非均质性研究具有一定的可行性。

(2)根据建模成果,从宏观的平面非均质性、层间非均质性、层内非均质性等研究区内储层的非均质性。

(3)平面非均质性主要从参数的平面展布、优势通道的识别、渗透率频率分布、隔层的平面展布进行了分析,发现不同沉积微相的沉积部位不同,其相应的非均质性也存在差异。兴VI组辫状水道相非均质性最弱,其次为水道侧缘微相,水道间薄层砂微相非均质性最严重。兴II—兴V组储层中,分流河口

坝砂体非均质性最弱,浅滩微相次之,薄层砂微相最强。

(4)层间非均质性主要从取准各小层的渗透率、储层非均质参数提取、隔层分布特征、沉积相演化几个方面进行研究,查明兴隆台油组层间非均质性严重,属不均匀型。兴 I—兴 V 组储层为近源扇三角洲沉积,储层非均质性受沉积相带影响很大,平面上由于河道摆动频繁、相变快,导致纵向上各砂体所处沉积相带差异,从而导致层间的渗透率存在较大差异性。兴 VI 组为水下重力流沉积,岩性变化大,层间渗透率差异明显,非均质性相应增强。

(5)层内非均质性主要从层内不连续薄夹层的分布、层内韵律性分析两方面进行探讨。薄夹层分布受沉积相带控制,在冲积扇分流通道内、边滩及心滩内等部位较发育,纵向上,薄夹层分布不均一,由于沉积机理不同和受后期构造运动影响,兴 VI 组与上部油层组之间有些部位夹层厚度大,有些部位砂体连片分布。而上部各油层组之间的夹层分布相对稳定,夹层厚度一般为 0.5 m。

参考文献:

- [1] 于翠玲,林承焰. 储层非均质性研究进展[J]. 油气地质与采收率,2007,14(4):15-18.
- [2] 郑红军,苟迎春,张瀛等. 利用储集层非均质性分维模型研究流动单元[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2008,30(1):18-20.
- [3] 陈凤喜,刘海峰,张彦琳,等. 变差函数在辫状河沉积砂岩储层规模预测中的应用[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2008,10(1):9-11.
- [4] 毕研斌,麻成斗,石红萍,等. 变差函数在描述储集层平面非均质性中的应用[J]. 新疆石油地质,2003,24(3):251-253.
- [5] 杨少春. 储层非均质性定量研究的新方法[J]. 石油大学学报(自然科学版),2000,24(1):53-56.
- [6] 于兴河,陈建阳,张志杰,等. 油气储层相控随机建模技术的约束方法[J]. 地学前缘,2005,12(3):237-243.
- [7] 杨少春,周建林. 胜坨油田二区高含水期三角洲储层非均质特征[J]. 石油大学学报(自然科学版),2001,25(1):37-41.
- [8] 窦之林,董春梅,林承焰. 孤东油田七区中馆 4—馆 6 砂层组储层非均质性及其对剩余油分布的控制作用[J]. 石油大学学报(自然科学版),2002,26(1):8-10.
- [9] Journel A G, Gomez-hernandez J J. Stochastic imaging of wilmingtton clastic sequence[R]. SPE 19857-PA,1985.

APPROACH TO THE 3-D DETAILED GEOLOGICAL MODEL-BASED RESERVIOR HETEROGENEITY CHARACTERIZATION METHOD

BU Fan-qing, LIN Cheng-yan, ZHANG Wei

(Department of Geo-Resources and Information in China University
of Petroleum, Dongying 257061, Shandong, China)

Abstract: The reservoir heterogeneity research is the key for reservoir description and the traditional characteristic parameter is derived from the statistics of sparsely discrete observation points (wells). Combined with the geological regularity the writer attempt to use results of the refined geological modeling and make detail researches on the reservoir heterogeneity of XingLongTai oil group block of Du 229 in ShuGuang oil field in three (horizontal, intra-layer and interlayer) aspects in this paper. Data obtained show that the reservoir in XingLongTai oil group is seriously heterogeneous belonging to the heterogeneous type. The reservoir of I~V oil groups is proximal fan delta deposition. In plan channel of the river swings frequently and the sedimentary facies change abruptly with quite different permeability among layers. The reservoir heterogeneity of distributary mouth bar is the weakest, and the strongest for thin sand layer micro-facies of the distributary. Oil group VI is deposited by sub-water gravity flow and lithology is quite diversified and permeability among layers changes greatly and the reservoir heterogeneity stronger. The heterogeneity of braided channel is the weakest, and strongest for thin sand layer micro-facies among channels. The distribution of interlayer and oil-resisting layer are controlled by sedimentary facies and the interlayer is relatively developed in distributaries of the alluvial fan and in the central and side flood plains. The distribution of inter layer is heterogeneous vertically and is relatively stable in the upper part.

Key Words: heterogeneity; geological mode's outcome; block Du 229 of ShuGuang oil field