

济阳拗陷砂岩透镜体油气藏充满度大小及其主控因素

曾溅辉^{1,2}, 张善文³, 邱楠生^{1,2}, 姜振学^{1,2}

(1. 教育部石油天然气成藏机理重点实验室, 北京 102249; 2. 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249; 3. 中石化胜利油田股份公司勘探事业部, 山东东营 257015)

摘要: 砂岩透镜体油气藏为岩性油气藏中的一种重要类型, 为济阳拗陷目前和今后油气勘探的主要对象之一。统计结果表明, 济阳拗陷砂岩透镜体油藏的充满度分布在 26.8% 至 94.1% 之间, 平均为 55%, 其中绝大部分砂岩透镜体油藏的充满度在 40% 以上, 而大于 60% 的砂岩透镜体最多。砂岩透镜体油气藏主要分布在沙河街组的沙四段、沙三段和沙二段地层中, 其中沙三段砂岩透镜体油藏充满度最高, 平均达 59%; 其次为沙二段, 平均为 50%; 沙四段最小, 平均仅为 33%。砂岩透镜体油气藏充满度主控因素的主因子分析结果表明控制砂岩透镜体油气藏充满度最重要的因素为砂岩透镜体的几何特征(砂体厚度和砂体面积)和运移条件(主要为砂岩透镜体内部断层数量、砂岩透镜体与生油洼陷中心的距离以及砂岩透镜体内部的剩余压力), 次要因素为砂岩透镜体的储集物性(砂岩透镜体的孔隙度和渗透率)。

关键词: 砂岩透镜体; 油气充满度; 济阳拗陷。

中图分类号: P618.130.2 **文献标识码:** A

文章编号: 1000-2383(2002)06-0729-04

作者简介: 曾溅辉(1962—), 男, 副教授, 1994年毕业于中国地质大学, 获博士学位, 主要从事油气运移和聚集、盆地流体分析和地下水环境等方面的教学和科研工作。

济阳拗陷位于山东省北部, 东邻渤海, 西至津浦铁路, 位于东经 $116^{\circ}40' \sim 119^{\circ}$, 北纬 $37^{\circ} \sim 39^{\circ}$ 之间, 构造上处于渤海湾裂谷盆地的东南部, 东邻郯城—庐江大断裂, 南接鲁西隆起, 西、北侧以埕宁隆起与黄骅拗陷相隔, 面积 $29\ 000\ \text{km}^2$, 是一个具“盆—岭”结构的中新生代内陆盆地。济阳拗陷可分为东营凹陷、沾化凹陷、车镇凹陷和惠民凹陷 4 个次级构造单元。济阳拗陷是我国岩性油气藏分布的重要地区, 累计探明岩性油气藏储量是 $60\ 244 \times 10^4\ \text{t}$, 占济阳拗陷总探明储量的 17%, 另外在济阳拗陷尚未探明的 $36 \times 10^8\ \text{t}$ 资源中, 岩性油藏将占有很大的比例。

砂岩透镜体油气藏为岩性油气藏中的一种重要类型, 它是由透镜状或其他不规则状储集层周围被不渗透性地层所限, 组成圈闭条件而形成的油气聚集。最常见的是泥岩层中的砂岩透镜体^[1,2]。砂岩透镜体一般多分布于源岩中或临近源岩的泥质岩层

内, 埋深相对较大。油气可以从周围源岩向内部的砂岩透镜体中注入, 也可以从一侧向砂岩透镜体充注。济阳拗陷勘探结果发现, 有些砂岩透镜体饱含油, 有些局部含油, 有些不含油, 即砂岩透镜体油气藏充满度大小不一致。为了了解砂岩透镜体油气藏充满度的分布情况及影响因素, 深入认识砂岩透镜体成藏机理, 笔者在济阳拗陷选取资料可靠的砂岩透镜体进行油气充满度统计分析, 并探讨砂岩透镜体油气藏充满度的主控因素。

1 砂岩透镜体油气充满度统计

1.1 砂体油气充满度的定义及统计方法

张厚福等^[1]应用充满系数, 即含油高度与圈闭的闭合高度的比值来评价油气藏的含油量大小。武守诚^[3]将油气充满度定义为含油面积占圈闭面积的百分数。我们在此基础上, 利用油气充满度来评价砂体的含油量, 将砂体油气充满度定义为砂体含油体积与砂体体积之比, 计算公式为:

$$f_0 = (h_e \cdot s_e) / (h \cdot s).$$

式中： f_0 为砂体油气充满度(%)； h_e 为含油砂体厚度(m)； s_e 为含油砂体面积(km^2)； h 为砂体厚度(m)； s 为砂体面积(km^2)。值得注意的是，砂岩透镜体的体积就是砂岩圈闭的体积。

砂岩透镜体油气充满度统计方法为：(1)确定砂岩透镜体。根据区域构造环境和沉积环境，在前人工作的基础上，以沉积微相的平面展布和纵向演化为依据，确定砂岩透镜体；(2)参数选取。①砂体厚度。由砂体数据表，根据钻井、电测解释结果所解释的各层组单井砂体单层厚度中的砂层厚度进行叠加，得到单井砂层组总厚度，根据算术平均方法得出砂体平均厚度。对砂体控制的井数较少的情况，采用面积权衡值方法选取砂体厚度，或采用油田各区块的储量报告所确定的砂体厚度。②砂体面积。根据单井解释结果，以砂体尖灭线为界，确定砂体面积，或根据小层平面图上砂体尖灭线确定的范围直接计算砂体面积，或采用区块储量报告所确定的砂体面积值。③砂体含油厚度。由砂体数据表，将单井一、二类含油砂体单层数据相加，得出单井砂体总含油厚度，然后将单层厚度叠加得到砂层组砂体含油厚度，再将平面上各单井含油厚度按算术平均法计算砂体含油厚度。对于井控制较少的、规模较小的砂体按近似面积权衡值选取砂体含油厚度。④砂体含油面积。根据平面上油层分布情况，圈定砂体含油范围，通过计算得到砂体含油面积；(3)通过砂体油气充满度公式计算油气充满度。

1.2 砂岩透镜体油气充满度大小

统计了济阳拗陷中的牛庄、博兴、利津、渤南和五号桩洼陷资料可靠的 21 个砂岩透镜体油藏。总体来看，济阳拗陷所统计的砂岩透镜体油藏的充满度分布在 26.8% 至 94.1% 之间，平均为 55%，其中充满度在 80% 以上的砂岩透镜体油藏有 3 个。绝大部分砂岩透镜体油藏的充满度在 40% 以上，其中大于 60% 的砂岩透镜体最多。不同凹陷砂岩透镜体油藏充满度大小不同，东营凹陷的砂岩透镜体油藏的充满度最高，达到 60% 以上；而沾化凹陷仅为 44%；车镇凹陷无砂岩透镜体油藏。从层位来看，砂岩透镜体油气藏主要分布在沙河街组的沙四段、沙三段和沙二段地层中，其中沙三段砂岩透镜体油藏充满度最高，平均达 59%；其次为沙二段，平均为 50%；沙四段最小，平均仅为 33%。

2 砂岩透镜体油气藏充满度主控因素

根据地质研究和统计结果发现，影响济阳拗陷砂岩透镜体油气藏充满度的因素主要为：(1)构造位置与砂岩透镜体油气藏充满度之间的关系很密切。砂岩透镜体油气藏多分布在沉积盆地的深洼带，并且距生烃中心越近，油气藏充满度越高；(2)济阳拗陷砂岩透镜体油气藏的沉积体系主要为深水浊积砂岩体和滑塌浊积岩体 2 种类型。统计结果表明深水浊积砂岩体油气的充满度最大，平均 59%；滑塌浊积岩体油气充满度稍小，可达 53.7%；(3)埋藏深度与砂岩透镜体油气藏充满度之间的关系很明显。从统计结果来看，砂岩透镜体油气藏埋藏深度一般均分布在 2 500~4 000 m 之间，主要分布区间为 3 000~3 300 m；(4)储集物性与砂岩透镜体油气藏充满度没有明显的规律，一般分布在 12%~30% 区间内，但存在一个成藏的孔隙度门限值：12%。渗透率对该区岩性成藏控制作用不明显；(5)济阳拗陷砂岩透镜体油气藏充满度与砂体厚度、面积、体积关系较复杂，一般不具有明显的线性关系；(6)地层温度、压力与砂岩透镜体油气藏充满度之间不存在直接的关系。济阳拗陷所统计的砂岩透镜体油气藏地层温度在 108~132 ℃ 之间。统计的砂岩透镜体油气藏多数地层压力为异常流体高压，且具有异常压力大的砂岩体充满度也大的特点，2 个充满度在 80% 以上的砂岩体其压力系数都在 1.6 以上。

由上面的分析可以看出，控制济阳拗陷砂岩透镜体油气藏充满度的因素比较复杂，而且，这些因素之间相互作用、相互制约，难以简单地归纳总结。如果把因素与因素之间的联系割舍开，逐项分析充满度的主控因素，很难得出满意的解释。因此，我们采用数学地质的方法——因子分析法，对充满度的主控因素进行分析，把有相互联系的因素结合起来，综合确定充满度的主控因素^[4~6]。

因子分析时，首先，对统计的数据进行预处理，形成数据矩阵。本次考虑了包括油气藏的油源、砂体形态、原油性质、储集性能，以及与油气运移有关的压力等项相关的参数共 11 项，分别为： x_1 。排烃强度， $10^6 \text{ t}/\text{km}^2$ ； x_2 。油气藏与洼陷生油中心的距离，km； x_3 。剩余压力，MPa； x_4 。原油密度， g/cm^3 ； x_5 。埋深，m； x_6 。沉积体系，无量纲； x_7 。砂体厚度，m； x_8 。砂体面积， km^2 ； x_9 。切割砂体的断层数量，条； x_{10} 。平均孔隙度，%； x_{11} 。平均渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其次，进

表1 砂岩透镜体油气藏 R 型第 1,2 公因子载荷

Table 1 Loads of the first and second common factors in R primary factor analysis

特征值 序号	特征值 百分数	特征值累 计百分数	变量 序号	公因子载荷	
				f_1	f_2
1	0.483 6	0.483 6	1	-0.011 2	0.001 0
2	0.191 0	0.674 6	2	-0.023 7	-0.006 0
3	0.139 2	0.813 8	3	-0.020 1	0.006 3
4	0.110 5	0.924 3	4	-0.000 5	0.000 8
5	0.034 4	0.958 7	5	0.000 8	-0.002 0
6	0.022 9	0.981 6	6	-0.000 5	0.001 5
7	0.014 5	0.996 1	7	0.019 0	0.019 8
8	0.003 0	0.999 1	8	0.019 2	-0.008 7
9	0.000 6	0.999 7	9	0.015 0	-0.008 4
10	0.000 2	0.999 9	10	-0.005 9	0.008 6
11	0.000 1	1.000 0	11	-0.003 0	0.011 3

行定性数据的定量化变换. 结合砂岩油气藏的特殊成藏条件, 将最有利的深水浊积沉积体系赋值为 1, 而滑塌浊积沉积体系赋值为 0.8. 最后, 计算特征值, 并作因子载荷分布图.

表 1 为砂岩透镜体油气藏因子分析的第 1,2 公因子载荷数据表. 从表 1 可知: (1) 第 1 公因子 f_1 的特征值百分比在 50% 左右, 是起主要控制因素的主因子. 第 1,2 公因子的累计特征值百分比则接近 70%. 因此, 前两个主因子能够提取因子中的大部分因子信息; (2) 沿第 1 公因子轴正方向载荷大的变量有砂体厚度 (x_7)、砂体面积 (x_8) 和砂体内部断层数量 (x_9), 其中 x_7 和 x_8 为砂体的几何特征, 而 x_9 可归结为运移条件, 即砂体厚度和面积愈大, 砂体与烃源岩的接触面积也愈大, 砂体内部断层数量越多, 愈有利于油气向砂体中运移, 砂岩透镜体油气藏充满度愈高. 沿第 1 公因子轴负方向载荷大的变量为与生油洼陷中心的距离 (x_2) 和剩余压力 (x_3), 可归结为砂体的运移条件, 即砂岩透镜体与生油洼陷中心的距离越远, 砂岩透镜体内部的剩余压力越大, 越不利于油气的运移, 砂岩透镜体油气藏充满度愈低. 沿第 2 公因子轴分布的变量主要为: 孔隙度 (x_{10}) 和渗透率 (x_{11}), 可归结为砂体的储集物性. 因此, 砂岩透镜体充满度最重要的控制因素为砂体的几何特征和运移条件, 其次为砂体的储集物性. 其主要原因在于, 砂岩透镜体一般位于深洼带, 源岩将砂岩透镜体包围, 而济阳拗陷烃源岩的生烃强度很大, 故砂体的“源”条件显得不太重要. 由于砂岩透镜体缺少断层的沟通, 油气如何进入到砂岩透镜体中是一个很大的问题. 在这种情况下, 砂体的几何特征和运移条件

(与生油洼陷中心的距离、剩余压力和砂体内部断层数量) 尤其重要, 其次为砂体的储集物性.

3 结论

(1) 济阳拗陷砂岩透镜体油藏的充满度分布在 26.8%~94.1% 之间, 平均为 55%. 绝大部分砂岩透镜体油藏的充满度在 40% 以上, 其中大于 60% 的砂岩透镜体最多. 东营凹陷的砂岩透镜体油藏的充满度最高, 达到 60% 以上; 而沾化凹陷仅为 44%; 车镇凹陷无砂岩透镜体油藏. 从层位来看, 砂岩透镜体油气藏主要分布在沙河街组的沙四段、沙三段和沙二段地层中, 其中沙三段砂岩透镜体油藏充满度最高, 平均达 59%; 其次为沙二段, 平均为 50%; 沙四段最小, 平均仅为 33%. (2) 砂岩透镜体油气藏的充满度主要受油气藏的储集物性、几何形态、油源条件、运移条件等几类因素的影响. 但是, 这些因素的重要性在岩性油气藏的充满过程中的作用是不同的. 其中控制砂岩透镜体油气藏充满度最重要的因素为砂岩透镜体的几何特征 (砂体厚度和砂体面积) 和运移条件 (主要为砂岩透镜体内部断层数量、砂岩透镜体与生油洼陷中心的距离及砂岩透镜体内部的剩余压力), 次要因素为砂岩透镜体的储集物性 (砂岩透镜体的孔隙度和渗透率).

李娜、陈冬霞和万晓龙参加了部分研究工作, 在研究中得到胜利油田地质研究院、河口采油厂、现河采油厂、纯梁采油厂、东辛采油厂和桩西采油厂有关专家的指导和支持, 在此表示衷心感谢.

参考文献:

- [1] 张厚福, 方朝亮, 高先志, 等. 石油地质学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
ZHANG H F, FANG C L, GAO X Z, et al. Petroleum geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [2] 张守鹏, 蔡进功, 魏魁生. 胜利油气区粒屑碳酸盐岩形成机制与储油性 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2000, 25(2): 147-151.
ZHANG S P, CAI J G, WEI K S. Sedimentary mechanism and reservoir implication of grained carbonate in Shengli oilfield [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2000, 25(2): 147-151.
- [3] 武守诚. 石油资源地质评价导论 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.
WU S C. Geological evaluation for petroleum resources

- [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
- [4] 陈开远, 刘学峰, 杜宁平, 等. 新港地区沙三段三维地震层序地层特征[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2000, 25(3): 267—272.
- CHEN K Y, LIU X F, DU N P, et al. 3-D seismic sequence stratigraphy in Shasan Member, Xingang region [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2000, 25(3): 267—272.
- [5] 陆明德, 田时芸. 石油天然气数学地质[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1991.
- LU M D, TIAN S Y. Mathematical geology of petroleum and gas [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1991.
- [6] 王生维, 段连秀, 张明, 等. 煤层气藏分析的参数与流程[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2000, 25(6): 613—616.
- WANG S W, DUAN L X, ZHANG M, et al. Parameters and flow chart for coalbed methane pool analysis [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2000, 25(6): 613—616.

Degree of Oil-Gas Charged in Lens-Shaped Sand Body in Jiyang Depression and Its Main Controlling Factors

ZENG Jian-hui^{1,2}, ZHANG Shan-wen³, QIU Nan-sheng^{1,2}, JIANG Zhen-xue^{1,2}

(1. Key Laboratory for Petroleum Accumulation, Ministry of Education, Beijing 102249, China; 2. Basin & Reservoir Research Center, University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. Department of Petroleum Exploration, Shengli Oilfield Ltd., SINOPEC, Dongying 257015, China)

Abstract: Lens-shaped sand body oil-gas reservoir is an important kind of lithological oil-gas reservoir. It is widely distributed in Jiyang depression. The statistical data of the degree of oil-gas charged in the lens-shaped sand body (the ratio of the volume of the sand body charged by oil and/or gas to the volume of lens-shaped sand body) in Jiyang depression shows that the degree of oil-gas charged is between 26.8% and 94.1% with an average of 55%. While the degree of oil-gas charged in the overwhelming majority of lens-shaped sand bodies is over 40%, and the degree of most of lens-shaped sand bodies is over 60%. lens-shaped sand body oil-gas reservoir is mainly distributed in the Fourth, the Third and the Second sections of Shahejie Formation. It is found that the degree of oil-gas charged in the Third Section of Shahejie Formation is the highest, averaged at 59%, and the next is in the Second Section with an average of 50%. The degree of oil-gas charged in the Fourth Section is the lowest; its average is only 33%. The primary factor analysis of main controlling factors for the degree of oil-gas charged in the lens-shaped sand bodies suggests that the most important controlling factors are geometry of the lens-shaped sand bodies (thickness and area of the lens-shaped sand body) and the oil-gas migration conditions (the quantity of fault within the lens-shaped sand bodies, the distance between the lens-shaped sand body and source rock and the surplus pressure within the lens-shaped sand bodies). The second important controlling factor is the porosity and permeability of the lens-shaped sand body.

Key words: lens-shaped sand body; degree of oil-gas charged; Jiyang depression.