

塔北隆起奥陶系海相碳酸盐岩刻度区油气资源评价

喻 顺^{1,2,3}, 柳广弟³, 孙明亮³, 宋新新³, 杨 娇³

(1. 中国地质科学院地质研究所同位素热年代学实验室, 北京 100037; 2. 中国地质科学院地质研究所大陆构造与动力学国家重点实验室, 北京 100037; 3. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249)

摘要:根据塔北隆起奥陶系海相碳酸盐岩刻度区储层及油气富集的特殊性,对碳酸盐岩刻度区油气资源评价方法及关键参数分布模型等进行研究,并计算刻度区油气资源量。研究表明:塔北隆起奥陶系海相碳酸盐岩层系整体上可划分为风化壳岩溶型及内幕岩溶型储层;碳酸盐岩层系油气纵向上多层段叠置发育、横向连片,大面积分布,油气分布和富集程度主要受有效储层的发育控制;对刻度区油气资源评价的关键参数进行统计模拟确定的关键参数分布模型包括有效储层厚度系数模型、有效储层面积系数模型、有效储层面积丰度和有效储层体积丰度模型等;计算奥陶系风化壳型刻度区油气资源量为油 1.47343×10^9 t, 气 2.766×10^{11} m³, 展现出塔里木盆地海相碳酸盐岩层系良好的勘探潜力。

关键词:塔北隆起; 海相碳酸盐岩; 资源评价; 奥陶系; 刻度区

中图分类号: TE 155

文献标志码: A

Assessment of petroleum resource for calibrated area of Ordovician carbonate reservoir in Tabei Uplift

YU Shun^{1,2,3}, LIU Guang-di³, SUN Ming-liang³, SONG Xin-xin³, YANG Jiao³

(1. Laboratory of Isotope Thermochronology, Institute of Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China;

2. National Key Laboratory of Continental Structure and Dynamics, Institute of Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China;

3. College of Geosciences in China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Targeting at Ordovician carbonate reservoirs and their hydrocarbon enrichment characteristics in Tabei Uplift, this study focuses on the methodology and critical parameter distribution models for petroleum resources assessment in marine carbonate rocks. Petroleum resource of calibrated area in Ordovician carbonate reservoir was calculated, and it is shown that the Ordovician carbonate reservoir in Tabei Uplift can be divided into two types: the buried hill karst and the internal karst. Thin layers of oil and gas overlap vertically, and tend to connect laterally in the horizontal plane to form large areas of distribution. Therefore, the carbonate reservoirs are characterized by wholly oil-bearing and locally enriched oil, and the oil and gas enrichment is mainly controlled by carbonate reservoirs. By statistically analyzing petroleum geology data, critical distribution model parameters in petroleum resources assessment in marine carbonate calibrated areas were obtained. These parameters distribution models include effective thickness coefficients, effective area coefficients, effective volume resource abundance and effective area resource abundance model. Petroleum resource in the buried hill karst calibrated area was calculated based on Monte Carlo simulation using effective volume resource abundance and effective area resource abundance. The results show about 1.47343 billion tons of oil and about 276.6 billion cubic meters gas deposits, suggesting great exploration potential in marine carbonate rocks in Tarim Basin.

Key words: Tabei Uplift; carbonate; petroleum resources assessment; Ordovician; calibrated area

中国海相地层蕴藏着丰富的油气资源,近期碳酸盐岩层系油气储量增长较快,发现了轮南-塔河、塔中、普光及龙岗等为代表的大型碳酸盐岩油气田,显示出中国海相碳酸盐岩层系良好的勘探前景。由于中国海相碳酸盐岩层系的特殊性,如构造活动改造强烈^[1-2],储集层非均质性强^[3],油气富集程度差异大^[4-5],成藏历史复杂^[6],保存条件复杂^[7]等,使油气资源预测难度大,同时也缺乏针对海相碳酸盐岩特殊性的资源评价方法体系,制约了对海相碳酸盐岩层系油气资源潜力的认识与勘探发现。塔北隆起碳酸盐岩层系油气勘探取得了巨大的成果,碳酸盐岩有效储层不受埋深的影响扩大了碳酸盐岩油气分布区的面积,也展现出巨大的油气勘探潜力^[4]。塔北隆起奥陶系碳酸盐岩层系不断增长的油气储量与以往油气资源评价结果不匹配,如塔北隆起奥陶系三次资评的油气资源量为 $8.79 \times 10^8 \text{ t}^{①}$,目前仅塔北隆起的轮南塔河地区勘探发现油气储量超过 $1.0 \times 10^9 \text{ t}^{[4,8]}$,这也表明了以往起源于碎屑岩油气资源评价方法体系不适合海相碳酸盐岩层系。因此,笔者以塔北隆起轮南-塔河奥陶系碳酸盐岩层系油气藏为研究对象,建立塔北隆起潜山风化壳岩溶、内幕岩溶储层两种类型碳酸盐岩刻度区,分别获取刻度区关键参数分布模型,利用有效储层丰度法计算刻度区油气资源量,对完善海相碳酸盐岩油气资源评价方法及碳酸盐岩层系油气资源评价具有重要意义。

1 轮南-塔河刻度区概况

刻度区选择和解剖是类比法油气资源评价的基础。刻度区解剖目的之一是研究各类资源量计算的资源参数和参数分布模型。不同类型评价单元的油气富集程度和资源丰度差别较大,因此需要针对不同类型评价单元建立相应的刻度区。对于碳酸盐岩层系而言,最大的特点之一是储层类型的多样性^[9-11],塔北隆起奥陶系碳酸盐岩主要发育潜山风化壳岩溶和内幕岩溶 2 种类型储层^[12-13],储层具有平面上南北分带、纵向上分层特征。

1.1 潜山风化壳岩溶储层及特征

潜山风化壳岩溶储层为区域构造抬升使碳酸盐岩地层遭受长期强烈的侵蚀溶蚀形成的。塔里木盆地区域性抬升,大量的碳酸盐岩地层缺失,志留系及以上地层覆盖在奥陶系碳酸盐岩之上,由于地表大气淡水淋滤作用很强,在奥陶系顶面形成缝洞非常

发育的风化壳岩溶带(图 1);在地震上也可以明显地刻画出喀斯特地貌特征,上覆地层明显超覆,沿潜山面有大量层状分布的串珠状反射特征。

塔北隆起奥陶系潜山风化壳岩溶储层广泛分布在北部的鹰山组(图 2)。碳酸盐岩储集空间复杂,主要由基质孔隙、溶蚀孔洞、裂缝等组成。碳酸盐岩

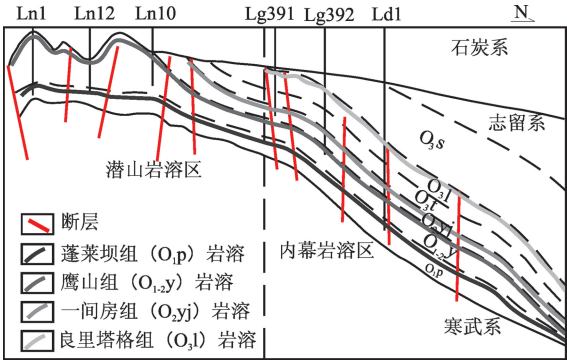


图 1 塔北隆起轮古东部奥陶系潜山及内幕岩溶发育示意图(据倪新锋等修改,2009)

Fig.1 Schematic map showing burial hill karst and internal karst in eastern Lungu of Tabei Uplift (modified from Ni et al, 2009)

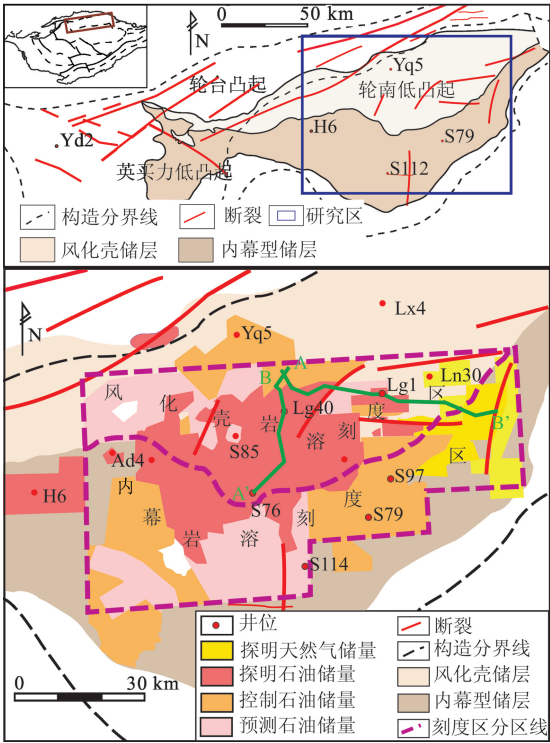


图 2 塔北隆起轮南地区奥陶系刻度区分布

Fig.2 Distribution of buried hill karst and internal karst calibrated area in Ordovician carbonate rocks in Tabei Uplift

基质孔隙储集物性差,奥陶系基质孔隙度主要分布

① 周新源,王招明,王清华,等. 塔里木盆地油气资源评价. 内部科研报告,2002。

在小于1.8%区间,渗透率主要分布在 $(0.01 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。碳酸盐岩地层在后期的构造、岩溶等作用的改造下形成了诸如孔洞、洞穴、裂缝及其组合等主要储集空间,使奥陶系碳酸盐岩储层纵向上整体呈层状分布。

1.2 内幕岩溶储层及特征

内幕岩溶是指巨厚碳酸盐岩层系内由不同时间尺度的暴露溶蚀作用形成的古岩溶^[10]。研究区自早古生代以来经历长期的挤压隆升和剥蚀,受地表大气淡水淋滤作用较强,形成大量缝洞的岩溶储层,奥陶系层内碳酸盐岩覆盖在碳酸盐岩岩溶之上,如良里塔格组碳酸盐岩覆盖在鹰山组顶部岩溶之上、桑塔木组覆盖在一间房组顶部岩溶之上等^[13](图1),在地震剖面上明显呈角度或平行不整合,沿各层分布具有串珠状反射特征。

塔北隆起南部地区内幕岩溶储层广泛发育,连片分布;纵向上内幕岩溶储层主要分布在良里塔格组、一间房组和鹰山组顶部不整合面附近100 m范围内,岩性主要为泥微晶灰岩、泥微晶颗粒灰岩及亮晶颗粒灰岩,奥陶系基质孔隙度一般小于1.5%,渗透率一般小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集空间主要为孔洞和裂缝,储层类型主要为裂缝型和裂缝-孔洞型。

1.3 刻度区的选取

塔北隆起奥陶系碳酸盐岩大面积发育潜山风化壳岩溶和内幕岩溶储层,不同类型碳酸盐岩储层发育、油气富集程度和资源丰度都存在差异。为了使刻度区在一定区域内具有代表性和可类比性,碳酸盐岩刻度区的选取和建立应立足于碳酸盐岩储层特征;为了使类比法资源评价更为科学、客观和符合实际,刻度区选取一般要具有油气勘探程度高、研究认识高和资源探明程度高的特征。塔北隆起轮南-塔河油气田,油气田勘探认识和资源探明程度较高,且具有代表性,符合刻度区选取标准。因此,分别选择塔北隆起轮南-塔河油田北部和南部奥陶系碳酸盐岩作为风化壳岩溶刻度区和内幕岩溶刻度区(图2)。

2 刻度区油气资源评价方法

海相碳酸盐岩层系具有储层纵向上多层叠置、横向连片、大面积分布等特点^[14-15],油气分布及富集程度主要受有效储层控制^[16],因此海相碳酸盐岩层系油气大面积层状分布,具有整体含油气、非均质连片,局部富集的特点^[4-5,17](图3)。根据有效储层控制碳酸盐岩层系油气分布特点,建立类比评价的有效储层体积丰度和有效储层面积丰度法,此方

法特点是用有效储层面积系数刻画碳酸盐岩储层在平面上的非均质性,用有效储层厚度系数刻画碳酸盐岩储层在垂向上的非均质性;用有效储层体积丰度和面积丰度刻画碳酸盐岩油气在空间上和平面上的富集程度。刻度区有效储层体积丰度法和有效储层面积丰度法计算模型如下。

(1)有效储层体积丰度法计算模型为

$$Q = SHR MK. \quad (1)$$

式中, Q 为刻度区油气资源量,t; S 为刻度区面积, km^2 ; H 为刻度区储层厚度,m; M 为刻度区有效储层面积系数; R 为刻度区有效储层厚度系数; K 为刻度区有效储层体积资源丰度, kg/m^3 。

(2)有效储层面积丰度法计算模型为

$$Q = SK' M. \quad (2)$$

式中, K' 为刻度区有效储层面积资源丰度, t/km^2 。

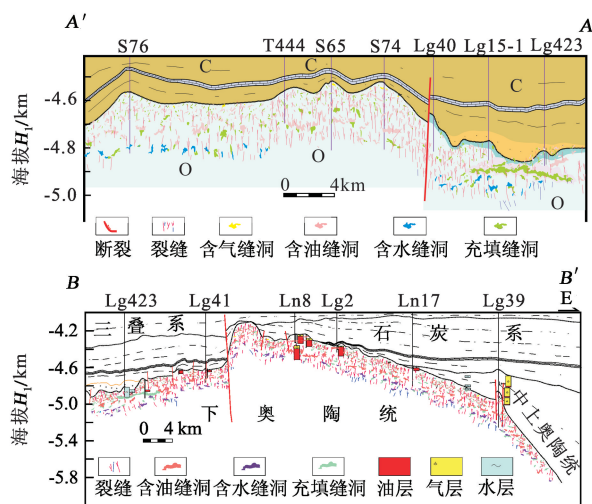


图3 轮南-塔河奥陶系南北向及东西向油藏剖面

Fig.3 North-south and west-east profile sections of oil reservoir of Ordovician in Lunan-Tahe Oilfield

3 关键参数分布模型

利用有效储层面积(体积)丰度法计算油气资源量,有效储层面积(体积)资源丰度、有效储层面积系数、有效储层厚度系数等关键参数的确定是基础。碳酸盐岩有效储层为孔、缝、洞构成的岩溶缝洞发育带或缝、洞集合体,储集空间可分为裂缝型及孔洞型^[12,18-19]。有效储层厚度系数包括孔洞厚度系数及裂缝厚度系数,孔洞厚度系数为孔洞型有效储层厚度占评价层段总厚度比值,裂缝型储层厚度系数为裂缝型有效储层厚度占评价层段总厚度比值;有效储层体积资源丰度也包括有效储层孔洞体积资源丰度及裂缝体积资源丰度,有效储层孔洞体积资源丰度为孔洞型有效储层单位体积资源量,有效储层裂缝体积资源

丰度为裂缝型有效储层单位体积资源量。

基于上述参数空间上分布的非均质性,准确地建立各参数分布模型是碳酸盐岩层系油气资源量计算的基础。统计刻度区各关键参数数据,选择常用的地质体系数学统计模型,如正态分布、对数正态分布等,通过 Monte Carlo 法模拟建立合适的参数分布模型。

3.1 奥陶系风化壳岩溶型储层刻度区关键参数分布模型

利用解剖的轮南-塔河奥陶系风化壳岩溶刻度

区 32 个区块储量数据、面积为 1 237.8 km² 风化壳储层缝洞数据及 90 口井奥陶系碳酸盐岩厚度数据进行模拟,建立风化壳岩溶型储层关键参数分布模型。奥陶系风化壳岩溶型有效储层关键参数都服从对数正态分布(图 4、5):有效储层孔洞厚度系数均值为 0.18,有效储层裂缝厚度系数均值为 0.25;有效储层孔洞体积资源丰度均值为 70 kg/m³,有效储层裂缝体积资源丰度为 6.41 kg/m³;有效储层面积系数均值为 0.44;有效储层面积资源丰度均值为 1.842×10⁶ t/km²。

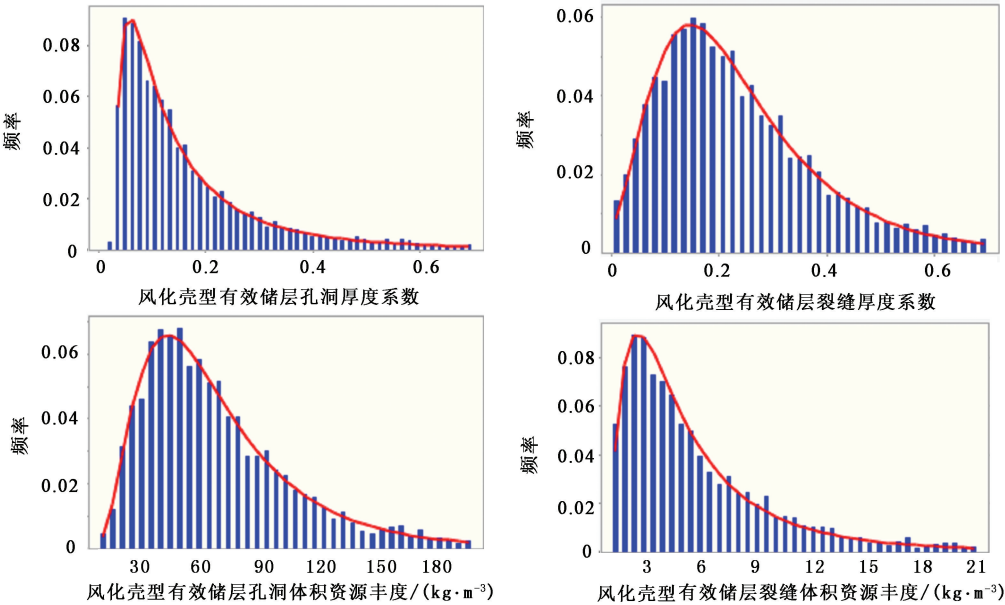


图 4 奥陶系风化壳岩溶型有效储层厚度系数及体积资源丰度分布模型

Fig. 4 Distribution models of Ordovician carbonate effective thickness coefficient and effective volume resource abundance in buried hill karst reservoir

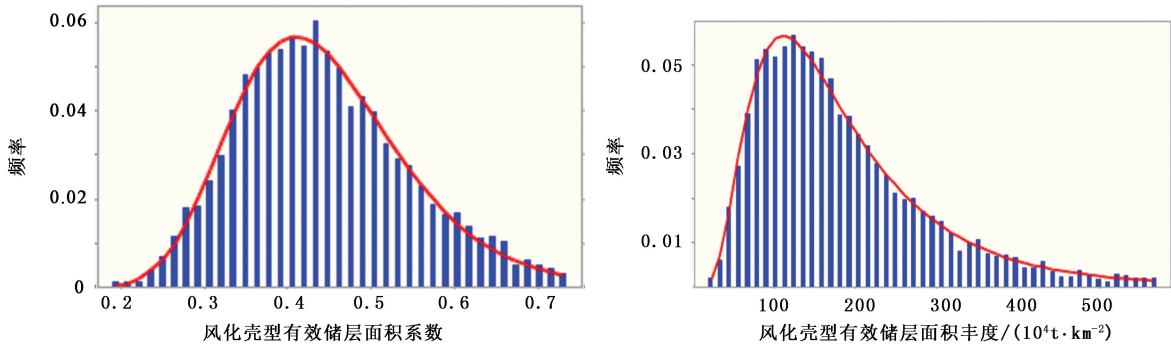


图 5 奥陶系风化壳岩溶型有效储层面积系数

Fig. 5 Ordovician carbonate effective area coefficient in buried hill karst reservoir

3.2 奥陶系内幕岩溶型储层刻度区关键参数分布模型

利用解剖的轮南-塔河奥陶系内幕岩溶刻度区 17 个区块储量数据、面积为 605.8 km² 内幕岩溶储层缝洞数据及 46 口井奥陶系碳酸盐岩厚度数据进

行模拟,建立内幕岩溶型储层关键参数分布模型。奥陶系内幕岩溶型有效储层关键参数都服从对数正态分布(图 6、7):有效储层孔洞厚度系数均值为 0.16,有效储层裂缝厚度系数均值为 0.31;有效储层孔洞体积资源丰度均值为 48.45 kg/m³,有效储层

裂缝体积资源丰度为 3.65 kg/m^3 ;有效储层面积系数均值为 0.34 ;有效储层面积资源丰度均值为

$1.3776\times10^6\text{ t/km}^2$ 。

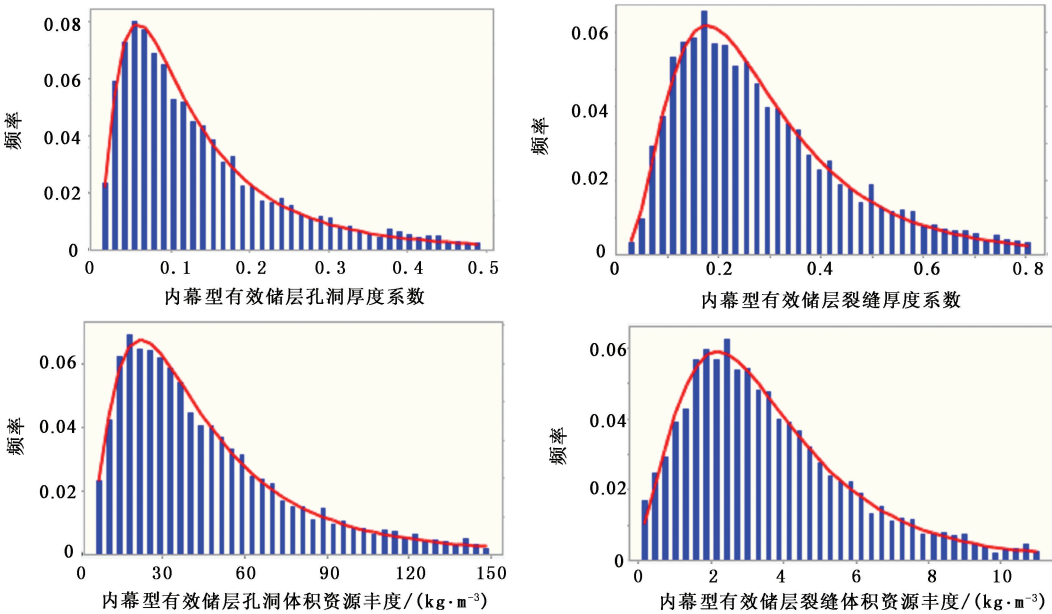


图 6 奥陶系内幕岩溶有效储层厚度系数及体积资源丰度分布模型

Fig. 6 Distribution models of Ordovician carbonate effective thickness coefficient and effective volume resource abundance in internal karst reservoir

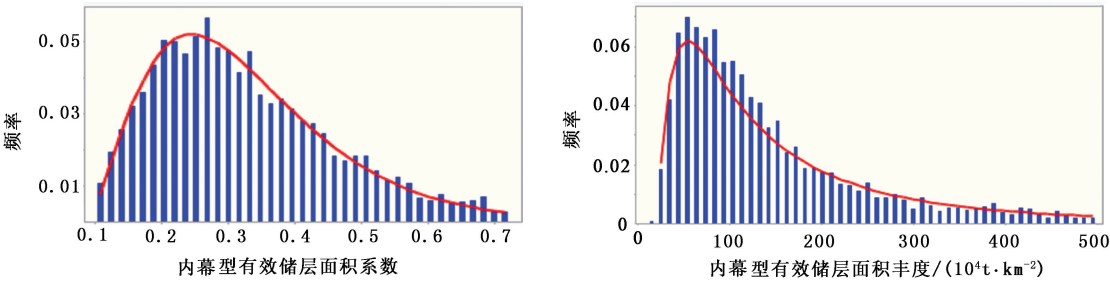


图 7 奥陶系内幕岩溶型有效储层面积系数

Fig. 7 Distribution model of Ordovician carbonate effective area coefficient

上述资源量计算的关键参数模拟结果表明:整体上各关键参数服从对数正态分布。风化壳型储层有效储层孔洞厚度系数高于内幕储层,有效储层裂缝厚度系数低于内幕型储层,这与风化壳型岩溶储层孔洞发育程度高、内幕型储层裂缝发育程度高的特征相适应。风化壳型有效储层孔洞体积资源丰度、裂缝体积资源丰度、面积资源丰度、面积系数等参数都高于内幕型储层,也表明了风化壳岩溶储层位于潜山顶部,为油气长期指向区,同时风化壳岩溶储层位于潜山顶部,接受风化淋滤时间更长,有效储层更为发育,而内幕岩溶储层主要位于盆地低部位地区,且更接近油气烃源层,油气资源丰度较高。这表明内幕岩溶储层仍然有可观的勘探潜力。

4 以风化壳刻度区为例的刻度区资源量计算

刻度区资源量计算的准确性依赖于其资源计算参数的选取,主要包括刻度区面积、储层厚度及气油比等参数。轮南-塔河风化壳岩溶刻度区面积为 $2\,144.9\text{ km}^2$,由于碳酸盐岩储层的非均质性,纵向上其储层的厚度也是变化的,统计刻度区 201 个储层厚度数据表明其服从正态分布,均值为 160.35 m 。刻度区油气分布呈有规律的变化,主要呈现“东气西油”的分布格局^[20],气油比也是东高西低,且服从对数正态分布,均值为 0.15 。根据有效储层体积丰度法计算公式^①,采用 Monte Carlo 模拟,计算得到该区油气资源量分布概率曲线(图 8),取平均值石

油资源量为 $1.487\,186\times10^9\text{ t}$, 天然气 $2.722\,5\times10^{11}\text{ m}^3$ 。根据有效储层面积丰度法计算公式^②, 计算此

区石油资源量为 $1.459\,674\times10^9\text{ t}$, 天然气资源量为 $2.810\times10^{11}\text{ m}^3$ (图 9)。

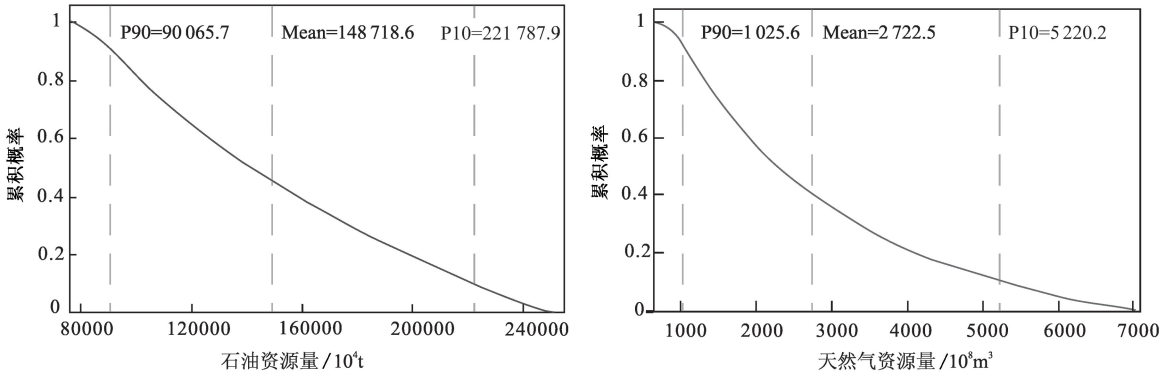


图 8 体积丰度法计算风化壳刻度区油气资源量

Fig. 8 Resources calculation of the calibrated unit in buried hill karst reservoir from Monte Carlo simulation using methodology of effective volume resource abundance

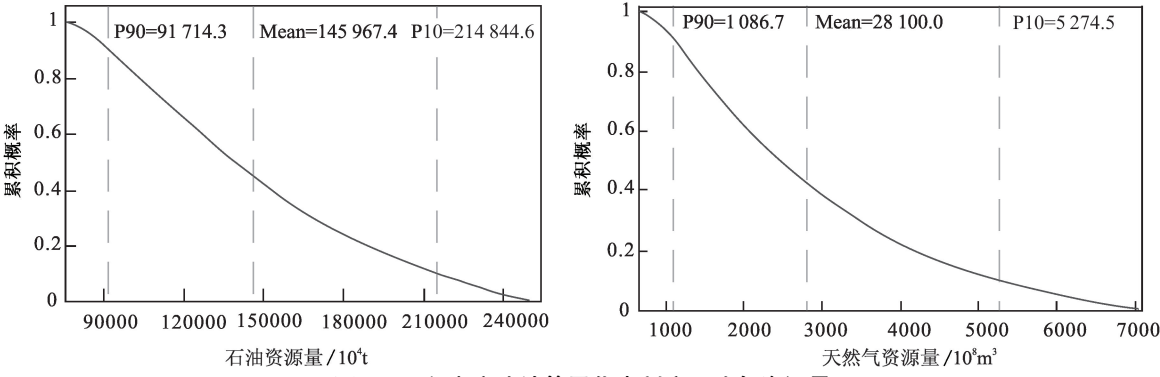


图 9 面积丰度法计算风化壳刻度区油气资源量

Fig. 9 Resources calculation of the calibrated unit in buried hill karst reservoir from Monte Carlo simulation using methodology of effective area resource abundance

本次刻度区油气资源量计算采用有效储层面积丰度和体积丰度法, 这种新方法充分考虑了碳酸盐岩储集层的非均质性、有效储层分布和油气成藏特征, 同时有效利用了塔里木盆地轮南-塔河碳酸盐岩油田解剖的资料和数据, 将油气资源评价参数以概率分布描述, 资源量计算采用 Monte Carlo 方法进行优化处理, 最终结果以概率分布的形式表示, 这些特点更适用于碳酸盐岩油气藏特征, 使评价更加合理。评价结果表明刻度区油气资源丰度为 $7.897\times10^5\text{ t/km}^2$, 这与三次资源评价奥陶系油气资源丰度为 $1.94\times10^4\text{ t/km}^2$ 相比显著提高, 与当前塔北隆起奥陶系勘探认识相吻合, 表明该方法适用于碳酸盐岩层系油气资源评价, 同时表明塔北隆起奥陶系碳酸盐岩良好的勘探前景, 也为下一步油气勘探提供了重要的依据。

5 结 论

(1) 塔北隆起奥陶系海相碳酸盐岩层系储层整

体上可划分为风化壳岩溶型和内幕岩溶型 2 种岩溶储层, 根据不同类型储层油气富集程度差异大的特征可以分别建立风化壳岩溶型和内幕岩溶型碳酸盐岩刻度区。

(2) 建立的有效储层面积丰度法及有效储层体积丰度法适合海相碳酸盐岩刻度区油气资源评价。该方法利用有效储层面积系数、有效储层厚度系数、有效储层体积丰度和面积丰度等参数刻画碳酸盐岩储层分布非均质性及油气富集程度。

(3) 根据刻度区的解剖数据可以建立海相碳酸盐岩层系风化壳岩溶型及内幕岩溶型油气资源评价关键参数分布模型, 包括有效储层厚度系数模型、有效储层面积系数模型、有效储层面积丰度和有效储层体积丰度模型。

(4) 塔北隆起奥陶系风化壳型岩溶刻度区油气资源量为油 $1.473\,43\times10^9\text{ t}$, 气 $2.766\times10^{11}\text{ m}^3$ (取体积丰度法和面积丰度法平均值), 不仅展现出塔里木盆地海相碳酸盐岩良好的勘探潜力, 也为海相碳

酸盐岩区油气资源评价提供了新的思路。

参考文献:

- [1] 汤良杰. 略论塔里木盆地主要构造运动[J]. 石油实验地质, 1997, 19(2): 108-114.
TANG Liang-jie. An approach to major tectogenesis of Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 1997, 19(2): 108-114.
- [2] 贾承造, 李本亮, 张兴阳, 等. 中国海相盆地的形成与演化[J]. 科学通报, 2007, 52(S1): 1-8.
JIA Cheng-zao, LI Ben-liang, ZHANG Xing-yang, et al. Formation and evolution of the Chinese marine basins [J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(S1): 1-8.
- [3] 韩剑发, 梅廉夫, 杨海军, 等. 塔中 I 号坡折带礁滩复合体大型凝析气田成藏机制[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(3): 323-326.
HAN Jian-fa, MEI Lian-fu, YANG Hai-jun, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of large-sized reef-shoal complex condensate gas field in Tazhong No. 1 slope-break zone, Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(3): 323-326.
- [4] 梁狄刚. 塔里木盆地轮南-塔河奥陶系油田发现史的回顾与展望[J]. 石油学报, 2008, 29(1): 153-158.
LIANG Di-gang. Review and expectation on the discovery of Ordovician Lunnan-Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(1): 153-158.
- [5] 何君, 韩剑发, 潘文庆. 轮南古隆起奥陶系潜山油气成藏机理[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 44-48.
HE Jun, HAN Jian-fa, PAN Wen-qing. Hydrocarbon accumulation mechanism in the giant buried hill of Ordovician in Lunnan paleohigh of Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 44-48.
- [6] 张水昌, 梁狄刚, 朱光有, 等. 中国海相油气田形成的地质基础[J]. 科学通报, 2007, 52(S1): 19-31.
ZHANG Shui-chang, LIANG Di-gang, ZHU Guang-you, et al. Fundamental geological elements for the occurrence of Chinese marine oil and gas accumulations [J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(S1): 19-31.
- [7] 楼章华, 马永生, 郭彤楼, 等. 中国南方海相地层油气保存条件评价[J]. 天然气工业, 2006, 26(8): 8-11.
LOU Zhang-hua, MA Yong-sheng, GUO Tong-lou, et al. Evaluation of oil and gas preservation conditions in marine formation in south China [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(8): 8-11.
- [8] 朱光有, 张水昌, 张斌, 等. 中国中西部地区海相碳酸盐岩油气藏类型与成藏模式[J]. 石油学报, 2010, 31(6): 872-878.
ZHU Guang-you, ZHANG Shui-chang, ZHANG Bin, et al. Reservoir types of marine carbonates and their accumulation model in western and central China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 872-878.
- [9] 赵文智, 沈安江, 胡素云, 等. 中国碳酸盐岩储集层大型化发育的地质条件与分布特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 1-12.
ZHAO Wen-zhi, SHEN An-jiang, HU Su-yun, et al. Geological conditions and distributional features of large-scale carbonate reservoirs onshore China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 1-12.
- [10] 张宝民, 刘静江. 中国岩溶储集层分类与特征及相关的理论问题[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 12-29.
ZHANG Bao-min, LIU Jing-jiang. Classification and characteristics of karst reservoirs in China and related theories [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 12-29.
- [11] 李阳. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩溶洞型储集体识别及定量表征[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(1): 1-7.
LI Yang. Ordovician carbonate fracture-cavity reservoirs identification and quantitative characterization in Tahe Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(1): 1-7.
- [12] 吕修祥, 周新源, 李建交, 等. 塔里木盆地塔北隆起碳酸盐岩油气成藏特点[J]. 地质学报, 2007, 81(8): 1057-1064.
LÜ Xiu-xiang, ZHOU Xin-yuan, LI Jian-jiao, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics of the carbonate rock in the Northern Uplift of the Tarim Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(8): 1057-1064.
- [13] 倪新锋, 张丽娟, 沈安江, 等. 塔北地区奥陶系碳酸盐岩古岩溶类型、期次及叠合关系[J]. 中国地质, 2009, 26(6): 1312-1321.
NI Xin-feng, ZHANG Li-juan, SHEN An-jiang, et al. Paleo-karstification types, karstification periods and superimposition relationship of Ordovician carbonates in northern Tarim Basin [J]. Geology in China, 2009, 26(6): 1312-1321.
- [14] 王福焕, 王招明, 韩剑发, 等. 塔里木盆地塔中地区碳酸盐岩油气富集的地质条件[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 695-702.
WANG Fu-huan, WANG Zhao-ming, HAN Jian-fa, et al. Geological carbonate conditions of oil and gas enrichment in reservoirs of Tazhong area, Tarim Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 695-702.

(下转第 35 页)

- proceedings of 6th European Conference on Antennas and Propagation, Prague, March 26-30, 2012 [C]. Piscataway, NJ: IEEE, c2012:1-5.
- [10] SUN Zhi, WANG Pu, VURAN M C, et al. MISE-PIPE: magnetic induction-based wireless sensor networks for underground pipeline monitoring [J]. *Ad Hoc Networks*, 2011,9(3):218-227.
- [11] AGBINYA J I, MASIHPOUR Mehrmoush. Magnetic induction channel models and link budgets: a comparison between two Agbinya-Masihpour models; proceedings of Third International Conference on Communications and Electronics, Nha Trang, Vietnam, August 11-13, 2010 [C]. Piscataway, NJ: IEEE, c2010:400-405.
- [12] MEYBODI S, NIELSEN J, BENDTSEN J, et al. Magneto-inductive underground communications in a district heating system; proceedings of IEEE International Conference on Communications, Kyoto, Japan, June 5-9, 2011 [C]. Piscataway, NJ: IEEE, c2011:1-5.
- [13] FRENCH A P. *Vibrations and waves* [M]. 1st ed. New York: W W Norton & Company, 1971:103-105.
- (编辑 徐会永)
-
- (上接第30页)
- [15] 吴欣松,魏建新,昌建波,等. 碳酸盐岩古岩溶储层预测的难点与对策[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2009,33(6):16-21.
- WU Xin-song, WEI Jian-xin, CHANG Jian-bo, et al. Difficulty and countermeasures in carbonate paleokarst reservoir prediction [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2009,33(6):16-21.
- [16] 邬光辉,陈利新,徐志明,等. 塔中奥陶系碳酸盐岩油气成藏机理[J]. *天然气工业*, 2008,28(6):20-22.
- WU Guang-hui, CHEN Li-xin, XU Zhi-ming, et al. Mechanism of hydrocarbon pooling in the Ordovician carbonate reservoirs in Tazhong area of the Tarim Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2008,28(6):20-22.
- [17] ZHOU Xin-yuan, JIAO Wei-wei, HAN Jian-fa, et al. Tracing hydrocarbons migration pathway in carbonate rock in Lunnan-Tahe Oilfield [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2010,28(4):259-278.
- [18] 杨宁,吕修祥,陈梅涛,等. 塔里木盆地轮南、塔河油田碳酸盐岩储层特征研究:以沙107井和轮古40井为例[J]. *石油实验地质*, 2008,30(3):247-251.
- YANG Ning, LÜ Xiu-xiang, CHEN Mei-tao, et al. Study of the characteristics of carbonate reservoirs in Lunnan and Tahe oil fields, the Tarim Basin: taking wells S107 and LG40 as examples [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2008,30(3):247-251.
- [19] 彭守涛,何治亮,丁勇,等. 塔河油田托甫台地区奥陶系一间房组碳酸盐岩储层特征及主控因素[J]. *石油实验地质*, 2010,32(2):108-114.
- PENG Shou-tao, HE Zhi-liang, DING Yong, et al. Characteristics and major controlling factors of carbonates reservoir in the middle Ordovician Yijianfang formation, Tuofutai area, Tahe Oilfield [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010,32(2):108-114.
- [20] 赵文智,朱光有,苏劲,等. 中国海相油气多期充注与成藏聚集模式研究:以塔里木盆地轮古东地区为例[J]. *岩石学报*, 2012,28(3):709-721.
- ZHAO Wen-zhi, ZHU Guang-you, SU Jin, et al. Study on the multi-stage charging and accumulation model of Chinese marine petroleum: example from eastern Lungu area in the Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2012,28(3):709-721.
- (编辑 徐会永)