

# 致密油藏储量升级潜力不确定性评价方法及应用

李 军

(中国石化 石油勘探开发研究院,北京 100083)

**摘要:** 中国陆相致密油藏储量升级评价面临着储层非均质性强、阶段地质认识不确定性大和静、动态评价结果差异明显等一系列难题,使用常规确定性评价方法存在一定局限性。为此,建立一套系统的储量升级潜力不确定性评价方法,重点实现3方面改进:①以不确定性储量评价方法代替传统确定性方法,定量地给出不同可靠程度下的可升级储量;②基于后验概率思想,实现静、动态方法相互校正和综合评价;③引入升级概率概念,基于概率论方法量化评价储量升级可能性和对应升级规模。将上述方法应用于鄂尔多斯盆地A井区长8致密油控制储量升级评价,明确了其不同油价和工程技术条件下的储量升级概率和升级规模。实际应用表明,该方法能够为中国致密油储量升级评价和目标优选提供有效技术支撑。

**关键词:** 储量升级规模;储量升级概率;不确定性评价方法;后验概率分布;致密油藏

中图分类号:TE155

文献标识码:A

## Non-deterministic method for tight oil reserves upgrade potential assessment and its application

Li Jun

(Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Reserves upgrade potential assessment of continental tight oil reservoirs in China encounters a series of problems such as high reservoir heterogeneity, great uncertainties caused by limited geological understanding of certain stages, and marked differences between static and dynamic evaluation results. All these are difficult to be dealt with conventional deterministic methods. Therefore, a systematic non-deterministic reserves upgrade potential assessment method was proposed. The method is an improved version in terms of the following three aspects. Firstly, with uncertainties considered, the reserves with upgrading potential are quantitatively determined under diverse reliabilities. Secondly, a mutual correction and comprehensive evaluation of the static and dynamic methods is made possible by applying the posteriori probability theory. Thirdly, reserves upgrade probabilities and scales are quantitatively evaluated based on probability method by introducing the concept of upgrade probability. The reserves upgrade probability and scale under different oil prices and engineering technology conditions were clearly seen when applying the method to the possibility assessment of upgrading 'controlled reserves' to a higher reserves category for tight oil reservoirs in the Chang 8 Member of Well Block A, Ordos Basin. This shows that the method could be of effective technical support to tight oil reserves upgrade evaluation and exploration target optimization in China.

**Key words:** reserves upgrade scale, reserves upgrade probability, non-deterministic assessment method, posteriori probability distribution, tight oil reservoir

致密油是美国实现“能源独立”的基础,同时也正逐渐成为我国油气“增储上产”最重要的领域。近十年,我国广义致密油<sup>[1]</sup>产量已从2009年的 $1.250 \times 10^4$  t上涨至2020年的 $3.5 \times 10^8$  t,在其2020年原油总产量

中的占比过50%<sup>[1]</sup>。紧随其后,加拿大、阿根廷、俄罗斯和哥伦比亚等多国的致密油勘探开发活动也日渐频繁。我国的致密油通常指来自页岩之外致密储层中的石油资源<sup>[2]</sup>,目前在鄂尔多斯、渤海湾、松辽、准噶尔和

收稿日期:2020-04-28;修订日期:2021-04-25。

作者简介:李军(1979—),男,博士、高级工程师,储量评估和战略规划。E-mail:lijun2009\_syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技部项目(P18055-4)。

柴达木等盆地均发现大量富集,初步估算地质资源量达  $178.20 \times 10^8$  t,技术可采资源量为  $17.65 \times 10^8$  t<sup>[3]</sup>。

鄂尔多斯盆地是中国致密油资源最丰富的盆地。近年来,鄂尔多斯盆地延长组致密油在地质评价、甜点预测、储层改造和有效开发等方面均取得较大进展<sup>[4-14]</sup>。但受到储量和产能不落实、技术不配套等因素制约,仍有大批预测储量和控制储量长期得不到升级。以中国石化在鄂尔多斯盆地所属区块为例,近10年新增控制储量的升级率仅在30%左右,其中不乏一些优质潜力区块仍处于待评价状态。全面、量化地摸清上述保有储量的升级难易和潜力规模,对指导中国致密油勘探目标优选和储量升级部署意义重大。

科学评价致密油储量升级潜力,一方面要从深化目标区块地质认识、工程工艺技术和经济策略研究入手,另一方面必须在评价方法上对传统方法进行优化<sup>[15-17]</sup>,解决中国致密油储量升级评价中存在的两方面突出问题。首先,陆相致密油地质评价不确定性大,储量升级风险程度缺乏量化评价。陆相致密油储层横向稳定性差、纵向厚度变化大,成藏富集高产的主控因素难以明确,加之预测储量和控制储量阶段资料获取程度低,阶段性地质认识很可能存在较大的不确定性。针对上述复杂情况,传统确定性方法无法量化地评价储量升级的风险。其次,水平井生产动态与地质认识差异性明显,缺乏静、动态一体化的评价方法。中国致密油多以水平井开发,其生产动态好坏是佐证地质认识是否正确、判断储量能否升级的最直接指标,但受到阶段性地质认识的局限性以及工程改造效果影响,经常出现甜点区地质认识与水平井生产动态不一致的情况。传统静、动态分别评价的方法,无法合理平衡两者差异,给出综合性、量化的评价结果。

针对以上问题,提出了一种致密油藏储量升级潜力不确定性评价方法,并在鄂尔多斯盆地致密油储量升级评价中进行了实际应用。

## 1. 方法思路及步骤

### 1.1 方法思路

本文从3个方面优化致密油储量升级评价方法:一是使用不确定性方法代替确定性方法,以概率分布形式量化表达由地质复杂性、资料有限性和阶段认识局限性带来的储量风险;二是基于后验概率思想,实现静、动态评价结果的相互校正;三是

引入升级概率的概念,量化评价储量升级机会和潜力规模大小。

#### 1.1.1 不确定性储量评估方法

采用不确定性方法评估地质储量和可采储量,得到其概率分布,是后续开展不确定性升级评价的基础。传统确定性储量评估方法仅能给出一个唯一储量值,无法反映储量的不确定性,不利于风险控制。不确定性储量评估方法<sup>[18-19]</sup>通过对各项参数进行不确定性量化估计,能给出储量可能的范围及其发生的概率。

不确定性储量评估方法可分为不确定性静态法和不确定性动态法,其评估可分为4个步骤。①各静、动态储量计算参数选取合理的概率分布模型,如正态、对数正态和三角分布等,选取的依据可通过样本统计、相似类比、经验模型等。对数正态分布是储量评估中最常选用的概率模型[公式(1)]。②根据研究区静、动态资料不确定性分析结果,为各参数概率分布模型赋值,赋值方法包括模型参数法和分位数法<sup>[19]</sup>。③依据静态或动态储量计算公式,如静态容积法公式或动态 Arps 产量递减公式,进行蒙特卡洛随机模拟。④根据随机模拟结果,生成地质储量或可采储量的概率分布。

$$P(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

式中: $P(x)$ 为概率密度函数, $x$ 为随机变量, $\mu$ 为数学期望值, $\sigma$ 为标准差。

#### 1.1.2 基于后验概率的静、动态结合方法

评价致密油藏可升级性主要依据两类资料:一类是有效厚度、孔隙度和裂缝发育程度等静态地质资料,另一类是评价井试油、峰值产量和可采储量等动态资料,两类资料各有优缺点。基于静态资料评价,体现了地质认识,对平面分布规律把控好,但受限于数据质量、成藏富集和高产主控因素暂未明确等原因,评价的精度通常相对较低。动态资料虽然直接反映了开发效果能否达到升级标准,但完全基于其开展评价也存在4方面不足:①除地质因素外,产量等动态指标的优劣还受钻完井效果等其他因素影响;②动态法在生产初期仍有较大不确定性;③即使在甜点区内,致密油的单井动态表现也存在很强的非均质性(表1);④勘探阶段水平井等动态资料非常有限,容易造成误判。

表1 鄂尔多斯盆地某致密油井区高、中、低产水平井分布比例

Table 1 Distribution of high, medium and low production horizontal wells in a tight oil block, Ordos Basin

| 产能分类 | 技术可采储量范围/t    | 生产井  |      | 储量       |      | 平均单井 EUR/<br>(10 <sup>4</sup> t) |
|------|---------------|------|------|----------|------|----------------------------------|
|      |               | 井数/口 | 比例/% | 技术可采储量/t | 比例/% |                                  |
| 低产井  | 0 ~ 1 000     | 22   | 49   | 7 855    | 8    | 357                              |
| 中产井  | 1 000 ~ 3 000 | 11   | 24   | 19 620   | 18   | 1 784                            |
| 高产井  | > 3 000       | 12   | 27   | 79 245   | 74   | 6 604                            |
| 合计   |               | 45   | 100  | 106 720  | 100  | 2 372                            |

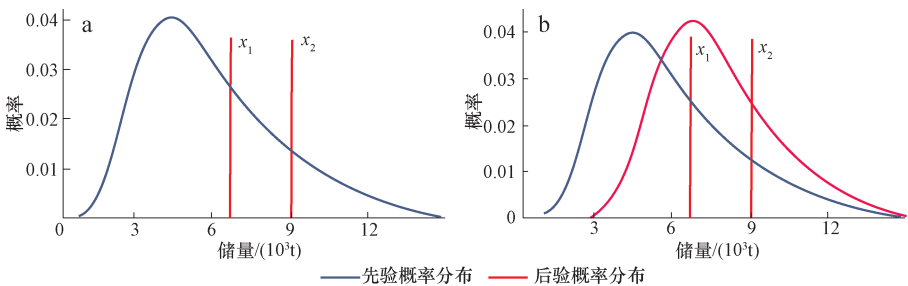


图1 利用后验概率实现静、动态结果的校正

Fig.1 Correction of static and dynamic assessment results using posteriori probability

a 动态结果对静态结果的标定;b 后验概率分布与前验概率分布对比

在传统的致密油储量升级评价中,静、动态资料只能进行主观定性的结合。引入后验概率分布思想,以静、动态方法分别计算的水平井单井可采储量搭建桥梁,可以实现二者定量化的综合评价。所谓后验概率分布<sup>[20]</sup>,是相对先验概率分布而言。先验概率分布 $H(\theta)$ 反映的是抽样前对事件的不确定性认识。后验概率分布 $H(\theta|x)$ 可以看作是对 $\theta$ 进行一系列抽样后,利用观测值 $x_1, x_2, \dots, x_n$ ,对先验概率分布 $H(\theta)$ 的一种调整。在静、动态结果校验的应用中,可借鉴上述理论,将静态法建立的甜点区平均单井储量概率分布作为先验概率分布 $H(\theta)$ ,将动态法评估的各单井可采储量作为观测 $x_1, x_2, \dots, x_n$ ,将经过动态结果调整的静态结果作为后验概率分布 $H(\theta|x)$ 求取。

以图1a为例,将动态法计算的两口单井可采储量作为观测值 $x_1$ 和 $x_2$ 投影到静态法计算的平均单井可采储量先验概率分布 $H(\theta)$ 上。概率分布上被动态法结果标定的位置,说明已被生产动态资料证实,可靠性相对高。如果该位置的先验概率相反很低,则应调高该位置的后验概率。在本例中,动态法计算结果均落在静态法结果峰值较偏右侧的位置,说明动态法结果明显高于地质认识的平均预期,此时应将概率分布峰值向右侧校正,校正结果如图1b所示。

对于后验概率分布校正幅度的求取,可以采用两种方法:①当研究区水平井数较多(通常需要大于10口),且单井可采储量计算结果比较可靠的情况下,可

将先验概率 $H(\theta)$ 和观测值直接带入经典的后验概率校正公式[公式(2)]直接计算。其中, $f(x|\theta)$ 为根据各水平井可采储量观测值 $x_1, x_2, \dots, x_n$ 构建的连续型概率分布。②当研究区内水平井数较少,或单井可采储量计算结果可靠性低的情况下,可采用概率加权方法近似计算。该方法首先构建研究区单井可采储量的离散型概率分布 $f'(x|\theta)$ ,然后根据研究区静、动态资料分别控制的范围和程度,确定 $H(\theta)$ 和 $f'(x|\theta)$ 的权重,最后进行概率上的加权平均计算。

$$H(\theta|x) = \frac{f(x|\theta)H(\theta)}{\int_{\theta} f(x|\theta)H(\theta)d\theta}$$

(2)

1.1.3 储量升级概率及升级规模概率分布

传统确定性储量升级评价只能给出“能升级”或“不能升级”的定性结论,无法定量地表示出升级的风险程度,不便于开展区块优选和勘探开发决策。为此,引入“储量升级概率”的概念。所谓储量升级概率,即甜点区能够达到或超过储量升级标准的概率,概率越高,表示升级的可能性越大。

甜点区能否升级的关键条件是未来部署的开发井平均单井可采储量能否达到经济下限 $a_{\text{下限}}$ 。因此,甜点区的升级概率可以转化为计算上述条件发生的概率 $P$ 求取。通过将后验概率校正后的平均单井可采储量概率分布,转化为互补累积概率分布,可确定 $a_{\text{下限}}$ 在概率分布中对应的纵坐标概率值 $P$ ,作为储量升级概率。

进一步,对于单一区块,可基于上述方法计算出不同工程和经济条件下的储量升级概率图版,以及相应条件下的可采储量或地质储量概率分布,作为储量升级规模辅助勘探开发决策。对于多个区块,可基于各区块的升级概率和升级储量规模两项指标,开展风险-价值二维指标的目标优选,为储量升级部署提供依据。

## 1.2 评价步骤

基于上述研究思路,建立致密油藏储量升级潜力不确定性评价方法,具体步骤如下:

1) 统计分析类比区的储量升级规律。选择与目标油藏相似的已升级或已动用的油藏作为类比区,利用其相对丰富的地质、开发和经济资料,确定储量升级静态主控因素,建立静态主控因素与水平井单井可采储量(以下简称单井可采储量)的相关性,明确实现效益开发的单井可采储量下限。

2) 圈定目标油藏甜点区范围。在目标油藏内,根据步骤1)中明确的储量升级主控因素,结合目标油藏现阶段地质认识,合理圈定甜点区范围。

3) 基于静态不确定性法计算甜点区内平均单井可采储量。在甜点区内,采用不确定性储量评估技术,构建各个储量升级主控静态参数的概率分布。在此基础上,利用步骤1)建立的储量升级主控静态参数与单井可采储量的相关性,生成静态法平均单井可采储量概率分布。

4) 基于动态法计算甜点区内各水平井可采储量。在甜点区内,根据各水平井的生产动态资料,利用产量递减法等动态方法,得到各水平井的动态法单井可采储量。对于生产历史较短、尚未出现生产规律的井,可采用不确定性动态法进行可采储量计算。若水平井生产历史较长,产量规律明显,也可使用确定性动态法计算。

5) 利用动态法结果对静态法结果进行校正。采用后验概率校正方法,使用步骤4)所得动态法结果,对步骤3)所得平均单井可采储量概率分布进行校正。

6) 确定甜点区储量升级概率、升级地质储量概率分布和可采储量概率分布。将校正后的甜点区平均单井可采储量概率分布转化为互补累积概率分布形式,结合步骤1)中确定的储量升级单井可采储量下限,确定甜点区储量升级概率。类似地,以不同开发政策界限为假设条件,可获得一系列相对应的储量升级概率。在此基础上,确定相应情景下甜点区的升级地质储量概率分布和可采储量概率分布。

## 2 实例应用

### 2.1 研究区概况

鄂尔多斯盆地 A 井区长 8<sup>1</sup> (延长组 8 段 1 亚段) 致密油藏位于天环坳陷南部(图 2),为北西向倾的单斜,地层倾角约为 1.2°。区内为辫状河三角洲前缘亚相沉积,发育水下分流河道、水下河口坝和水下分流间湾。油藏平均孔隙度为 11.7%,渗透率仅为  $5.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,分布主要受沉积砂体展布的控制,与构造关系不明显。2014 年, A 井区提交控制石油地质储量  $8\,005.45 \times 10^4 \text{ t}$ ,含油面积 212 km<sup>2</sup>,综合评价为低孔、特低渗的中深层、特低丰度、特低产中型岩性油藏。A 井区储层致密,需以水平井压裂模式开发,其北部 A1 井区(面积 61 km<sup>2</sup>)现有水平井 5 口、探井 8 口,水平井主要集中在有效厚度 12 m 以上的甜点区,开发效果相对较好(表 2),并于 2016 年实现了甜点区的储量升级,提交探明石油地质储量  $1\,320.19 \times 10^4 \text{ t}$ ;南部 A2 井区(面积 151 km<sup>2</sup>)现有水平井 7 口、探井 8 口,水平井主要集中在东部和南部,产能相对较低(表 1),目前处于待评价状态,为本次储量升级评价目标区。

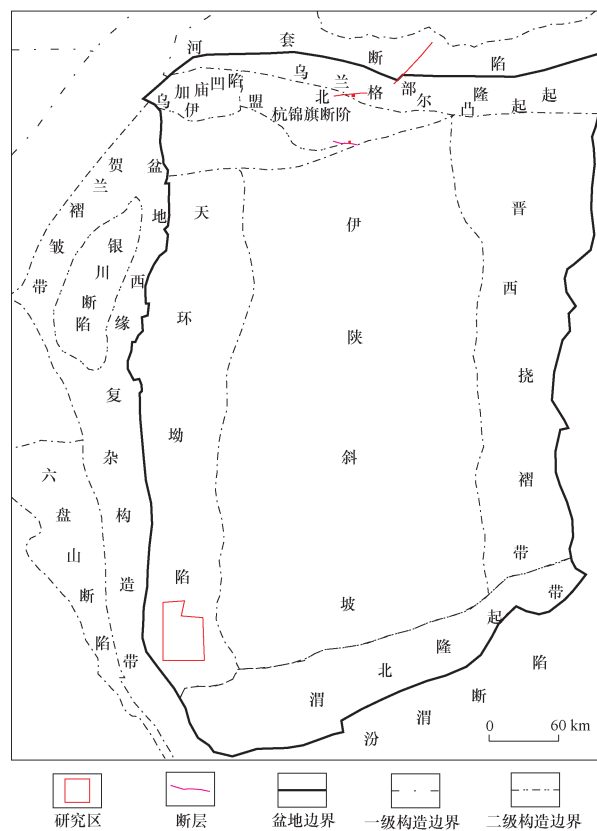


图2 鄂尔多斯盆地 A 井区长 8<sup>1</sup> 致密油藏位置

Fig.2 Location of the tight oil reservoir of Chang8<sup>1</sup> in Well Block A, Ordos Basin





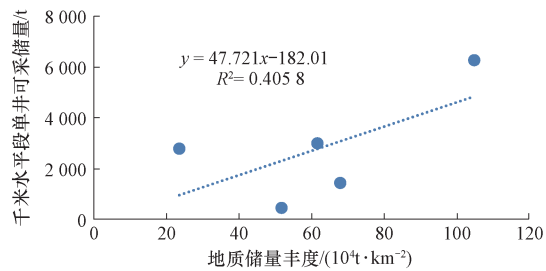


图 4 鄂尔多斯盆地 A1 井区地质储量丰度与单井可采储量相关性  
Fig. 4 Relevance of geological reserves abundance and single well EUR in Well Block A1, Ordos Basin

表 3 鄂尔多斯盆地 A2 井区甜点区内探井及水平井导眼段静态参数  
Table 3 Statistics of static parameters of exploration wells and pilot holes of horizontal wells in Well Block A2 sweet spot area, Ordos Basin

| 井名      | A2P10D | A2P23D | A2P25D | A107 | ZT4  | P10<br>取值 | P90<br>取值 |
|---------|--------|--------|--------|------|------|-----------|-----------|
| 有效厚度/m  | 12.3   | 14.1   | 16.4   | 14.1 | 14.1 | 16        | 12        |
| 孔隙度/%   | 11.2   | 12.3   | 14.5   | 10   | 10.7 | 14        | 10        |
| 含油饱和度/% | 42.1   | 51.2   | 53.2   | 46.8 | 41.5 | 53        | 40        |

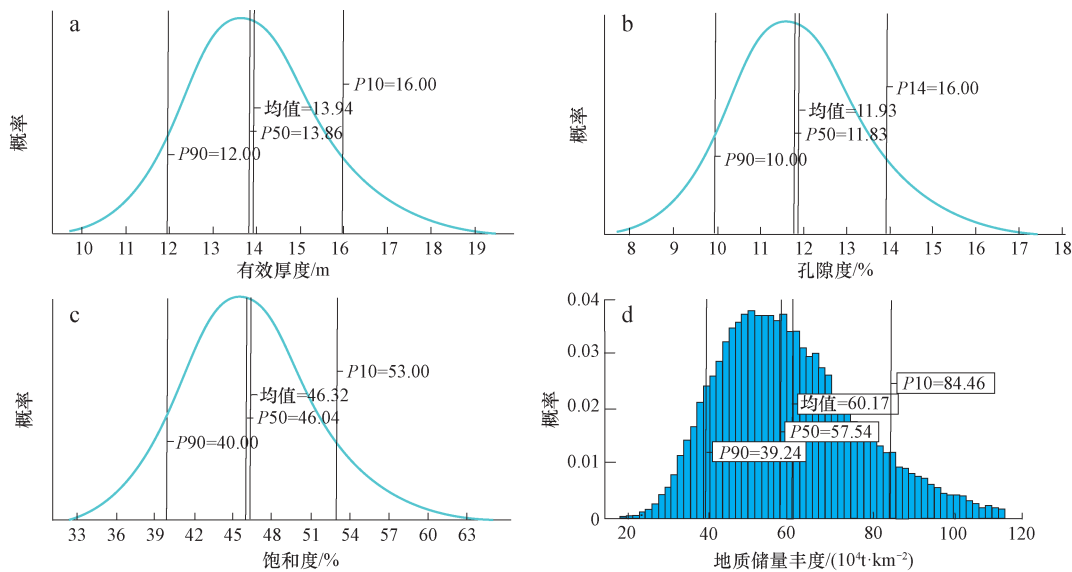


图 5 鄂尔多斯盆地 A2 井区东部甜点区各储量参数概率分布  
Fig. 5 Probability distribution of various reserves parameters in the eastern sweet spot area in Well Block A2, Ordos Basin  
a. 有效厚度概率分布; b. 孔隙度概率分布; c. 含油饱和度概率分布; d. 地质储量丰度概率分布

2.2.3 动态法评价

目前甜点区内共有 A2P10, A2P23 和 A2P25 三口水平开发井, 生产历史均在 20 个月以上, 综合各井产量、压力与含水率变化特征, 采用产量递减法评估单井可采储量(表 1)。从评价结果来看, 在当前技术条件下, 甜点区内单井可采储量平面分布差异大。AP25 井接近静态法预测结果平均值, 而 AP10 和 AP23 井明显偏低。经工程效果分析, 造成 AP10 和 AP23 井产量偏低的主要原因是油层分布非均质性强。

2.2.4 基于后验概率的静、动态结果校正

将 A2P10, A2P23 和 A2P25 井可采储量值投影到静态法计算的可采储量概率分布中, 可见其均落于概率分布左侧(图 6a), 表明目前该区地质认识与生产动态特征存在一定差异, 地质认识相对偏乐观, 需借鉴后验概

率思想, 进行静、动态结合的平均单井可采储量的校正。鉴于目前甜点区仅有 3 口具有动态数据的水平井, 相当于只有 3 个样本, 无法构建可靠的连续型观测值概率分布  $f(x|\theta)$ , 故需采用概率加权方法进行校正。首先, 将静态法结果(图 6a)作为先验概率分布  $H(\theta)$ ; 其次, 根据 3 口水平井可采储量值, 构建离散型概率分布  $f'(x|\theta)$ (图 6b); 然后, 根据静、动态资料分别控制的甜点区面积, 设置  $f(x|\theta)$  与  $H(\theta)$  概率加权重。其中, 动态资料控制面积  $S_1$  按水平井 1 000 m 水平段长及两侧各外推 1.5 倍井距(600 m)计算, 为 3.6 km<sup>2</sup>, 静态资料控制面积  $S_2$  按静态法圈定的甜点区总面积扣除  $S_1$  后计算, 为 13.04 km<sup>2</sup>, 最终确定  $f(x|\theta)$  与  $H(\theta)$  概率加权重为 3.6 比 13.04。最后, 采用蒙特卡洛随机模拟技术, 按上述权重对  $f(x|\theta)$  和  $H(\theta)$  进行加权平均抽样, 得到校正后的平均单井可采储量概率分布(图 6c), 作为甜点区储量升级评价的基础。

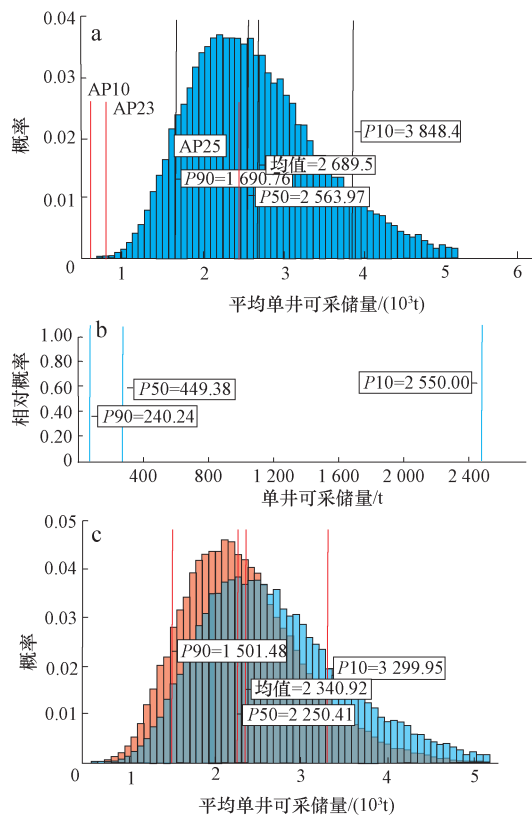


图 6 鄂尔多斯盆地 A2 井区甜点区平均单井可采储量概率分布的建立

Fig. 6 Establishment of single well recoverable reserves probability distribution in sweet spot area in Well Block A2, Ordos Basin  
a. 静态法平均单井可采储量概率分布; b. 基于动态法结果的离散型概率分布; c. 校正后的平均单井可采储量概率分布

表 4 “井工厂 + 长水平段 + 大规模体积压裂”技术与原工程技术参数对比  
Table 4 Parameter comparison of “well factory + long lateral + massive volume fracturing” technology with original engineering technology

|     | 完井方式  | 压裂段数  | 压裂簇数/<br>(簇·段 <sup>-1</sup> ) | 液量/<br>(m·段 <sup>-1</sup> ) | 砂量/t    | 排量/<br>(m·min <sup>-1</sup> ) | 压裂改造体积/<br>(10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup> ·段 <sup>-1</sup> ) | 压裂液         |
|-----|-------|-------|-------------------------------|-----------------------------|---------|-------------------------------|---------------------------------------------------------------|-------------|
| 新技术 | 套管    | 20~25 | 4~6                           | 1 000~1 500                 | 300~500 | 10~14                         | 20~40                                                         | 滑溜水,伤害率<20% |
| 原技术 | 裸眼/套管 | 8~10  | 单簇                            | 150~250                     | 30~70   | 2~4.5                         | 2~6                                                           | 瓜胶,伤害率29.8% |

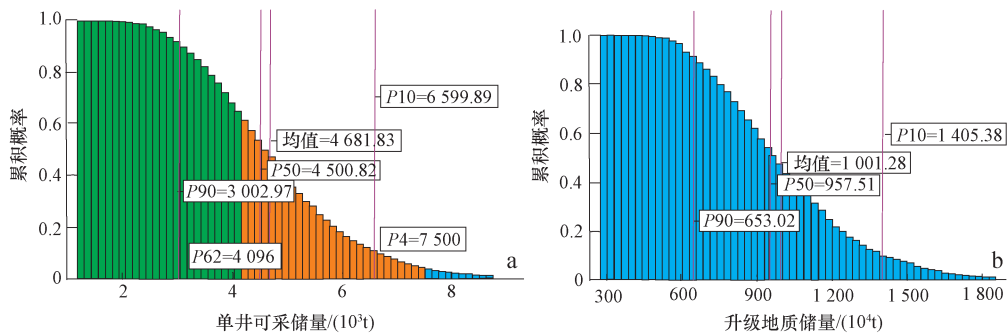


图 7 技术升级后甜点区地质及可采储量概率分布

Fig. 7 Geological reserves and recoverable reserves probability distribution of the sweet spot area with the new technology employed  
a 最新技术条件下单井可采储量; b 甜点区升级地质储量

2.3 储量升级概率及储量升级规模

2.3.1 现有技术条件下的储量升级潜力评价

甜点区升级为探明储量的前提是单井可采储量换算成价值后,至少能收回分摊的投资成本。单井投资越高,对单井可采储量的下限要求越高,储量升级难度越大;评估油价越高,相同可采储量的价值越高,储量升级难度越小。利用现金流法,可计算出 A2 井区在 70 美元油价、单井投资 1 680 万元条件下的单井经济极限可采储量为 5 313 t,超出 A2 井区平均单井可采储量概率分布(图 6)上限值。因此,评价在现有技术和经济条件下,A2 井区暂不具备储量升级条件。

2.3.2 技术升级后的储量升级潜力评价

A 井区现有水平井多为 2012—2013 年“油田会战”期间完成,其产能低的很大原因是受当时技术水平限制。目前,A 井区相邻区块已对相关工程工艺进行了大幅升级。实际效果显示,通过采用最新的“井工厂 + 长水平段 + 大规模体积压裂”技术(表 4),在相同地质条件下,千米水平段可采储量较以往可提高 1 倍左右,且单井投资通过优化可从 1 680 万元降至 1 300 万元。若评估油价按 70 美元计算,其单井经济极限可采储量可降至 4 096 t。

基于早期工程技术条件下 A2 井区单井可采储量概率分布(图 6c),乘以 2 倍并转化为累计概率分布形式,可得到技术升级后的单井可采储量概率分布(图 7a)。

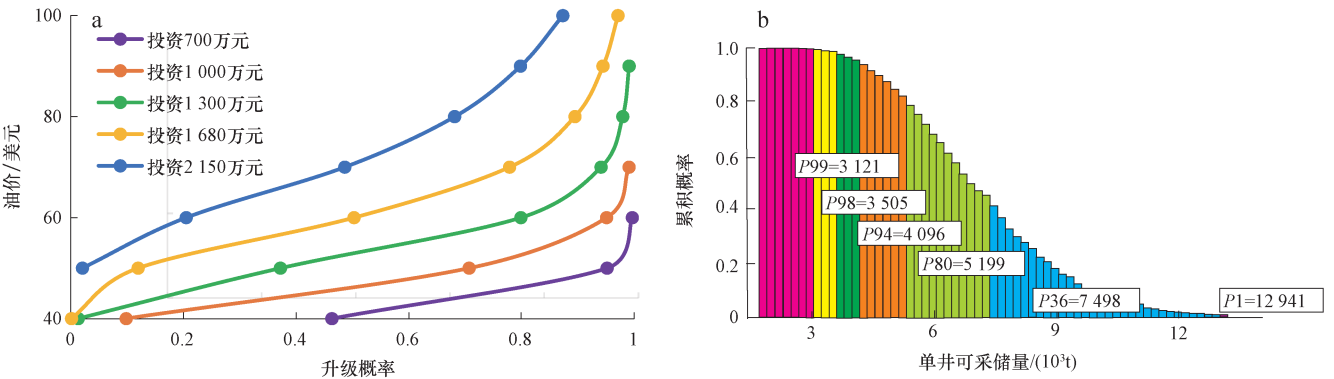


图 8 不同油价、技术条件下甜点区的升级概率和升级规模

Fig. 8 Reserves upgrade probability and scale in sweet spot area under different oil prices and technical conditions

a 不同投资、油价下甜点区的升级概率;b 技术进一步升级后单井可采储量预测

其中,单井经济极限可采储量 4 096 t 对应为 P62 的概率值,说明升级后,A2 井区单井可采储量有 62%的把握程度大于 4 096 t 经济下限,即甜点区升级概率为 0.62,评价认为具备一定升级条件。在此条件下,将甜点区地质储量丰度概率分布(图 5d)与甜点区面积(16.64 km<sup>2</sup>)相乘,可计算出对应的升级地质储量概率分布(图 7b)。

2.3.3 油价变化后的储量升级潜力评价

2020 年以前,A 井区储量升级评价使用的评估油价为 70 美元。2020 年初,国际油价遭遇大幅下跌,A2 井区实现效益开发难度明显增大。为此,将评估油价从 70 美元降至 50 美元,重新测算升级潜力。利用现金流法,可计算在油价 50 美元、单井投资 1 300 万元的条件下,单井经济极限可采储量为 7498 t,在图 7a 所示单井可采储量概率分布中对应为 P4 的概率值,即甜点区升级概率仅为 0.04。可见,若国际油价降至 50 美元,即使采用“井工厂+长水平段+大规模体积压裂”技术,A2 井区仍然难以实现效益升级。

2.3.4 不同油价和技术条件下储量升级概率的快速测算

针对目前 A2 井区单井平均可采储量低、分布非均质性强、效益开发对油价和投资敏感的特点,明确下一步升级对策应从 3 个方面入手:一是进一步提高配套工程工艺技术水平,提高单井可采储量;二是深化甜点区含油非均质描述研究,优化井位部署;三是加强不同油价、技术条件下的储量升级潜力测算,形成预案。

将上述方法进行组合,可快速测算不同油价和工程技术条件下 A2 井区的储量升级概率,形成储量升级概率图版(图 8a),支撑勘探开发决策。例如,参考北美近年来致密油储层改造采用的“压裂段数倍增”

技术,结合“长水平井三维钻井技术”提升优质储层钻遇率,以及“韧性水泥浆体系”增加固井优良率,综合预测将“新三项工艺”应用于 A2 井区,可使水平井可采储量进一步提升 50%。在上述假定技术条件下,绘制 A2 井区储量升级概率图版可分为 3 个步骤,以单井投资 1 300 万元的绿色线为例(图 8a):①根据图 6a 概率分布,乘以 1.5 倍,得到“新三项工艺”技术条件下的单井可采储量概率分布(图 8b)。②利用现金流法,计算单井投资 1 300 万元条件下,不同油价对应的单井经济极限可采储量  $a_i$ ,计算结果如表 4 第 2 列所示。③根据不同油价对应的单井经济极限可采储量,在图 8b 中依次确定相应的概率值  $p_i$ ,作为储量升级概率(表 5),并据此绘制油价-升级概率曲线(图 8a 中绿色线)。同理,进一步绘制单井投资 1 680 万元、2 150 万元等其他设定投资值对应的油价-升级概率曲线,最终形成图版(图 8a)。

基于储量升级概率图版,可量化分析研究区在指定技术条件下,油价和单井投资对储量升级的影响规律,明确储量升级的敏感油价和敏感投资。仍以图 8a 为例,一是在投资一定的情况下,分析油价影响。

表 5 单井投资 1 300 万元条件下对应的经济极限可采储量及升级概率

Table 5 Economic limit recoverable reserves and upgrade probability corresponding to an investment of 13 million RMB per well

| 油价/美元 | 经济极限可采储量/t | 升级概率 |
|-------|------------|------|
| 40    | 12 941     | 0.01 |
| 50    | 7 498      | 0.37 |
| 60    | 5 199      | 0.80 |
| 70    | 4 096      | 0.94 |
| 80    | 3 505      | 0.98 |
| 90    | 3 121      | 0.99 |
| 100   | 2 826      | 0.99 |

假设采用“新三项工艺”的投资最低能控制在1 300万元(绿色线),则储量升级的敏感油价为60美元。原因是油价50美元条件下,其升级概率仅为0.37;而油价升至60美元后,升级概率可大幅上升至0.8以上。二是在油价一定的情况下,分析投资影响。若预测近期国际油价仅能维持50美元左右,则储量升级敏感投资为单井1 000万元。原因是50美元油价条件下,单井投资1 000万元对应的升级概率可达0.71,而投资升至1 300万元以上后,其升级概率大幅下降至0.4以下。

### 3 结论

1) 相对于传统确定性方法,不确定性方法更适应致密油储量升级评价中面临的储层非均质性强、资料获取程度低、阶段性地质认识不确定性大、高产主控因素难明确等问题。在实际应用中,待评价区的上述问题越突出,不确定性方法的相对优势越明显。

2) 基于后验概率技术,可实现静、动态评价方法的量化结合。对于一些升级主控因素认识仍存在不确定性的目标油藏,应用数量有限的生产资料,对地质评价结果进行校正,可获得更为合理的综合评价结果。

3) 通过引入储量“升级概率”概念,并基于不确定性方法和后验概率思想建立甜点区的可采储量概率分布,可获得不同技术和经济条件下的储量升级概率和升级规模两项指标,进而实现多区块的风险-价值目标升级优选。

4) 在油价50美元条件下,基于目前最新地质认识和开发技术,鄂尔多斯盆地A2井区长8<sup>1</sup>致密油控制储量升级概率仅为0.04,暂不具备升级条件。提升配套工程技术水平、深化油层非均质性描述、加强不同油价和技术条件下的储量升级潜力测算是其储量升级的努力方向。若未来能通过工程技术进步,在维持投资不变的情况下,将单井可采储量提升50%,则升级概率可增至0.36。

致谢:中国石化石油勘探开发研究院的刘丽琼、郑振恒、肖玉茹、邱韵高级工程师为实例研究部分提供了多口水平井的基础数据,特此致谢!

### 参 考 文 献

- [1] 邹才能,赵群,丛连铸,等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业,2021,41(1):1-14.  
Zou Caineng, Zhao Qun, Cong Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1):1-14.
- [2] 周庆凡,杨国丰. 致密油与页岩油的概念与应用[J]. 石油与天然气地质,2012,33(4):541-544,570.

- Zhou Qingfan, Yang Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541-544, 570.
- [3] 朱如凯,邹才能,吴松涛,等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质,2019,40(6):1168-1184.  
Zhu Rukai, Zou Caineng, Wu Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168-1184.
- [4] 郭秋麟,武娜,陈宁生,等. 鄂尔多斯盆地延长组第7油层组致密油资源评价[J]. 石油学报,2017,38(6):658-665.  
Guo Qiulin, Wu Na, Chen Ningsheng, et al. An assessment of tight oil resource in 7th oil reservoirs of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 658-665.
- [5] 李坤白,赵玉华,蒲仁海,等. 鄂尔多斯盆地湖盆区延长组致密油“甜点”控制因素及预测方法[J]. 地质科技情报, 2017, 36(4): 174-182.  
Li Kunbai, Zhao Yuhua, Pu Renhai, et al. Controlling factors and forecasting methods of tight oil ‘sweet spot’ of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(4): 174-182.
- [6] 王宝萍,龚建涛,白艳军,等. “水平井”模式在致密油藏勘探开发中的优势——以旬邑探区延长组长8段为例[J]. 非常规油气, 2020, 7(2): 83-87.  
Wang Baoping, Gong Jiantao, Bai Yanjun, et al. Advantages of “horizontal well” mode in exploration and development of dense reservoir—Taking Chang-8 Section of Yanchang Formation in Xunyi District as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, (2): 83-87.
- [7] 冯张斌,马福建,陈波,等. 鄂尔多斯盆地延长组7段致密油地质工程一体化解决方案——针对科学布井和高效钻井[J]. 中国石油勘探,2020,25(2):155-168.  
Feng Zhangbin, Ma Fujian, Chen Bo, et al. Geology-engineering integration solution for tight oil exploration of Chang-7 member, Ordos Basin—focusing on scientific well spacing and efficient drilling[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 155-168.
- [8] 刘振峰,张金强,韩磊,等. 鄂南长7段致密油地震流体识别技术应用实践[J]. 石油与天然气地质,2018,39(3):541-548.  
Liu Zhenfeng, Zhang Jinqiang, Han Lei, et al. Geophysical fluid recognition for tight oil in Chang 7 Member, South Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 541-548.
- [9] 葛云锦,任来义,贺永红,等. 鄂尔多斯盆地富县—甘泉地区三叠系延长组7油层组致密油富集主控因素[J]. 石油与天然气地质,2018,39(6):1190-1200.  
Ge Yunjin, Ren Laiyi, He Yonghong, et al. Main factors controlling the tight oil enrichment in the 7th oil layer group of the Triassic Yanchang Formation in Fuxian-Ganquan area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1190-1200.
- [10] 鞠玮,尤源,冯胜斌,等. 鄂尔多斯盆地延长组长7油层组致密砂岩储层层理缝特征及成因[J]. 石油与天然气地质,2020,41(3):596-605.  
Ju Wei, You Yuan, Feng Shengbin, et al. Characteristics and genesis of bedding-parallel fractures in tight sandstone reservoirs of Chang 7 oil layer, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 596-605.
- [11] 王西强,舒成龙,高雪,等. 对鄂尔多斯盆地三叠系延长组传统地层划分方案的反思:以姬塬油田罗38区、罗211区为例[J]. 大庆石油地质与开发,2020,39(6):21-30.  
Wang Xiqiang, Shu Chenglong, Gao Xue, et al. Reflection on the tra-



- ditional stratigraphic division program for Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin; A case of Block Luo-38 and Luo-211 of Jiyuan Oilfield[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(6): 21–30.
- [12] 鞠玮, 尤源, 冯胜斌, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7油层组致密砂岩储层缝特征及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 596–605.
- Ju Wei, You Yuan, Feng Shengbin, et al. Characteristics and genesis of bedding-parallel fractures in tight sandstone reservoirs of Chang 7 oil layer, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 596–605.
- [13] 蔡振家, 雷裕红, 罗晓容, 等. 鄂尔多斯盆地东南部延长组7段页岩有机孔发育特征及其影响因素[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(2): 367–379.
- Cai Zhenjia, Lei Yuhong, Luo Xiaorong, et al. Characteristics and controlling factors of organic pores in the 7th member of Yanchang Formation shale in the Southeastern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(2): 367–379.
- [14] 高阳, 刘春, 白晓佳, 等. 自生“加大”含铁白云石胶结物特征及对致密砂岩储层的影响——以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组4+5段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(5): 1065–1073.
- Gao Yang, Liu Chun, Bai Xiaojia, et al. Cement characteristics of overgrown authigenic ferron dolomite and its impact on tight sandstone reservoirs qualities; Case study of the Chang 4 & 5 members of Triassic Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(5): 1065–1073.
- [15] 秦伟军, 付兆辉. 油气储量可升级性评价方法探讨[J]. *当代石油石化*, 2014, 2: 21–23.
- Qin Weijun; Fu Zhaohui. Probing into the methods for oil-gas reserves upgradability evaluation[J]. *Petroleum & Petrochemical Today*, 2014, 230(2): 21–23.
- [16] 李友强. 济阳坳陷低渗透砂岩油藏控制储量升级评价[J]. *石油天然气学报*, 2013, 35(6): 36–40.
- Li Youqiang. Controlled reserves upgrade evaluation in permeability sandstone reservoirs of Jiyang Depression[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2013, 35(6): 36–40.
- [17] 庄丽, 张玲. 基于控制储量升级率的油气探明储量增长趋势研究[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(2): 90–92, 117.
- Zhuang Li, Zhang Ling. Research on the growth trend of proven reserves of oil and gas based on the rate of escalation of controlled reserves[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(2): 90–92, 117.
- [18] 李洁梅, 谭学群, 许华明, 等. 概率法储量计算在CLFS项目中的应用[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(6): 944–950.
- Li Jiemei, Tan Xuequn, Xu Huaming, et al. Application of probabilistic method in reserve calculation for the CLFS oilfield project[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(6): 944–950.
- [19] 黄学斌, 李军, 闫相宾, 等. 圈闭资源量参数概率分布及有效性检验[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(4): 577–584.
- Huang Xuebin, Li Jun, Yan Xiangbin, et al. Probability distribution of parameters for trap resources assessment and its validation[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(4): 577–584.
- [20] 徐振邦, 娄元仁. 数学地质基础[M]. 北京: 北京大学出版社, 1994: 27–28.
- Xu Zhenbang, Lou Yuanren. *Fundamental of mathematical geology* [M]. Beijing: Peking University Press, 1994: 27–28.

(编辑 张玉银)

(上接第672页)

- [25] 郑荣才, 罗平, 文其兵, 等. 川东北地区飞仙关组层序-岩相古地理特征和鲕滩预测[J]. *沉积学报*, 2009, 27(1): 1–8.
- Zheng Rongcai, Luo Ping, Wen Qibin, et al. Characteristics of sequence-based lithofacies and paleogeography and prediction of oolitic shoal of the Feixianguan Formation in the north-eastern Sichuan[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(1): 1–8.
- [26] 吴娜珠. 鄂西-渝东飞仙关组层序地层与滩体展布研究: 以建南及周缘地区飞仙关组三段为例[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(4): 524–529.
- Wu Nazhu. Sequence stratigraphy and reef beach distribution of Feixianguan Formation in western Hubei-eastern Chongqing area: A case study of the third member of Feixianguan Formation in Jiannan and adjacent area[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(4): 524–529.
- [27] Grotzinger JAI-Rawahi Z. Depositional facies and platform architecture of microbialite-dominated carbonate reservoirs Ediacaran-Cambrian Ara Group Sultante of Oman[J]. *AAPG Bulletin*, 2014, 98(8): 1453–1494.
- [28] Osburn M, Grotzinger J, Bergmann K. Facies stratigraphy and evolution of a middle Ediacaran carbonate ramp: Khufai Formation Sultanate of Oman[J]. *AAPG Bulletin*, 2014, 98(8): 1631–1667.
- [29] 李开开, 张学丰, 贺训云, 等. 川东北飞仙关组白云岩化作用对鲕粒滩储层的孔隙改造效应[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(4): 706–718.
- Li Kaikai, Zhang Xuefeng, He Xunyun, et al. Modification of dolomitization on pores in oolitic shoal reservoirs of the Feixianguan Formation in the northeastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(4): 706–718.
- [30] 沈安江, 赵文智, 胡安平, 等. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 545–554.
- Shen Anjiang, Zhao Wenzhi, Hu Anping et al. Major factors controlling the development of marine carbonate reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 545–554.
- [31] Davies G R, Smith L B. Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies: An overview[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(11): 1641–1690.
- [32] 何治亮, 马永生, 张军涛, 等. 中国的白云岩与白云岩储层: 分布、成因与控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(1): 1–14.
- He Zhiliang, Ma Yongsheng, Zhang Juntao, et al. Distribution, genetic mechanism and control factors of dolomite and dolomite reservoirs in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(1): 1–14.

(编辑 梁慧)