

# 石油储量升级效益评价方法研究

胡燕

中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206

**摘要:**预测储量和控制储量是否可升级与油藏地质认识、技术配套、经济效益高度相关,尤其在低油价下区块经济性成为制约升级的关键因素。为了从大量区块中快速筛选出经济有效的区块,结合区块储量特点,研究了计算单井经济界限的方法,构建了单井经济界限现金流模型和计算流程。该方法普遍适用于保有储量和新增储量的经济性判断,也可应用于不同勘探开发阶段项目评价中,可为高效勘探和效益开发提供技术支持。以中国石化某地区特低渗透油藏为例,评价了油价为40,50,60,70,80美元/桶下,与效益相关的潜力储量分别为0.5,0.8,1.2,1.6,1.7亿吨。

**关键词:**无因次产量;初产界限;经济界限;石油储量升级

**中图分类号:**TE01

**文献标识码:**A

## Evaluation methods for oil reserve upgrading

HU Yan

*Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China*

**Abstract:** Whether the predicted and controlled reserves can be upgraded is highly related to factors such as geological understanding of reservoir, technical support, and economic benefits. Especially at low-oil-price periods, the block economy has become a key factor restricting the upgrade. In order to quickly screen out economical and effective blocks from a large number of candidates, combined with the characteristics of reserve blocks, the method of calculating the economic limit of a single well is studied, and a cash flow model and calculation process of the economic limit of a single well are proposed. This method is generally applicable for the economic judgment of retained reserves and newly added reserves, moreover, it can also be applied to the evaluation of exploration and development projects at different stages, providing technical support for efficient exploration and profitable development as well. Taking an ultra-low permeability oil reservoir in a certain area of SINOPEC as an example, it is estimated that the potential reserves related to benefits are (50, 80, 120, 160, 170)  $\times 10^6$  t at oil prices of 40, 50, 60, 70, 80 USD/bbl.

**Key words:** dimensionless production; initial production; economic limit; oil reserve upgrade

加强储量评价升级、提高升级率是弥补老区产量递减、维持产量基本稳定的有效途径<sup>[1-3]</sup>。制约预测储量和控制储量升级的主要因素包括储量是否落实、产能是否达标、技术是否配套和经济是否有效<sup>[4-6]</sup>。目前,评价预测储量、控制储量升级经济有效性的方法有两大类:第一类是折现现金流评价模型计算财务指标<sup>[7]</sup>,即在产能方案设计的基础上,结合投资、成本参数,计算净现值或内部收益率;第二类采用折现现金流评价模型计算界限指标,例如日产油经济界限、最小储量规模、成本经济界限、投资经济界限等<sup>[8-18]</sup>。这两类方法均是计算区块整体的财务指标或者区块内多口井的

平均界限指标,预测储量、控制储量试油、试采等资料相对较少,同一区块储量规模的多种可能<sup>[19-21]</sup>,对应多种开发设计方案,不确定性大、工作量大、适用性差。

为此,本文主要研究了单井经济初产界限和单井经济可采储量界限计算方法在不同油藏类型区块中的应用。该方法的优势在于:一是利用单井指标可逐步识别区块的“甜点”及潜力规模,避免区块的整体经济无效性而否定其升级潜力;二是区块的产量、投资、成本等参数是多口井的综合水平赋值,单井的参数赋值较区块的参数赋值方法更加准确;三是可从大量区块中快速筛选

出具有经济效益的井区。

## 1 主要影响因素

单井经济界限是根据盈亏平衡原理采用折现现金流法计算财务净现值(NPV)等于零时的最低单井初产与经济可采储量<sup>[22]</sup>。折现现金流法与产量预测指标及投资直接相关。

### 1.1 无因次产量(系数)

由于预测储量和控制储量的区块资料限制,产量模型可采取不同油藏类型无因次产量模式预测<sup>[23]</sup>。将同地区、同开发方式并接单井累产规模分级,计算同一规模类型下的平均年产量,将年产量除以第1年产量,得到“无因次产量系数”模型。以中国石化某油田低渗致密油藏为例,2012—2015年新钻井在不同累产规模下,无因次产量具有基本一致的递减规律,即前3年递减率平均为40%,第4年起平均递减率为19%。在需要评价大量待升级区块的经济效益时,无因次产量模型在开发概念设计中更具有可操作性。

经比较发现,采用月产量模型较年产量模型评价更加精细,更能反映单井初产变动规律。以某油田某井为例,第1年产量1 129 t,计算初产3.1 t/d;但在月产量模型下,第1个月产量104 t,计算初产为3.5 t/d。为提高单井初产界限结果的准确度,本文采用月产量模式计算无因次产量曲线。

通过对中国石化重点地区已开发油藏单井产量的统计,建立了主要油藏类型的无因次月产量模型(图1)。给定单井初产后,可计算设计出评价期内分月份的产量模型。

### 1.2 单井钻井“基本投资”

待升级储量多数是多轮筛选后剩下的低品位

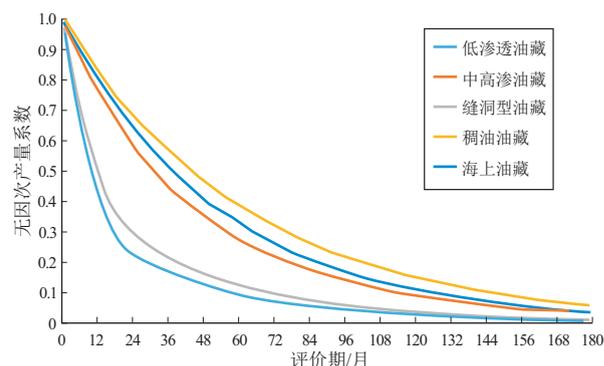


图1 中国石化主要油藏类型月度无因次产量变化模型

Fig.1 Variation model of monthly dimensionless production of major reservoir types of SINOPEC

储量,根据已发生的区块钻井投资取值,会遇到效益不过关的瓶颈,可按照市场化原则,优选工程成本低的队伍。钻完井投资受钻井深度、钻完井队伍、直接材料、人工成本等影响,不同地区不同油藏类型单井投资取值差异较大。本文通过拟合油藏埋深与单井钻井投资的关系,对标出不同地区单井钻井投资的先进水平,并以此作为应达到的水平,称作“基本投资”。

以中国石化特低渗透油藏直井为例,渤海湾盆地济阳坳陷(井深小于2 000 m)、鄂尔多斯南部(井深小于2 000 m)的单井钻井投资较低,这代表了基本水平。在相同井深条件下,考虑钻井技术对复杂地质地表条件的适应性,松辽盆地南部、渤海湾盆地东濮凹陷的类似区块应参照基本投资,较实际已发生投资可降低30%左右(图2)。

“基本投资”模型为相同或类似地区不同公司单井钻井投资的降低空间提供依据。再以中国石化鄂尔多斯盆地某油田水平井为例,其钻井投资逐年降低,从2012年平均2 500万元降到2014年的1 700万元。其中,在2 000 m井深下,基本投资1 350万元,但是中石油在相邻地区同井深平均为940万元。因此,中国石化仍高于中石油水平,有进一步降低投资的空间。

## 2 计算方法

### 2.1 方法原理

待升级预测储量和控制储量区块采用折现现金流法评价,一般需要设计大量具体区块的油气藏产量剖面,结合经济参数计算财务净现值或者内部收益率。但是,预测储量和控制储量试油、试采资料有限,需要对应设计多个开发方案<sup>[24-26]</sup>。

本文采用经济界限法,计算目标区块井深对应

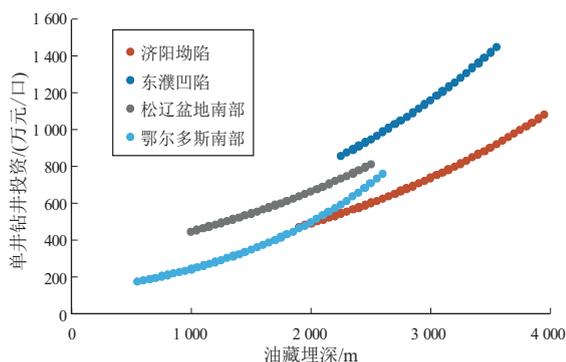


图2 中国石化特低渗透油藏直井钻井投资估算模型

Fig.2 Estimation model of investment for vertical well drilling in ultra-low permeability reservoirs, SINOPEC

基本投资及相应评价参数(如油价、成本等)下的单井初产界限指标,直接与区块试油产量比较。如果试油井中有一口井初产满足界限值,则可判定该区块有可升级储量。该方法可实现对大量区块的效益性进行初步筛选。经济界限法是利用盈亏平衡原理计算财务净现值等于零时的最低单井初产或最小经济可采储量规模。其中,产量剖面应用无因次产量曲线,结合勘探开发经济参数,可快速求解大量目标区块的经济界限指标。若该区块所有试油井和试采井均达不到单井初产界限,说明该区块整体不可升级。

构建公式(1)和公式(2)所示的单井经济界限现金流模型。

$$Q_0 = \frac{I_t}{\sum_{i=1}^T (P_t - C_0^t - R_t) \frac{r_t}{(1+i_c)}} \quad (1)$$

$$N = \sum_{i=1}^T Q_0 r_i \quad (2)$$

式中: $Q_0$ 为单井初产界限,t; $I_t$ 为第 $t$ 年的投资,万元; $P_t$ 为第 $t$ 年的原油销售价格,元/t; $C_0^t$ 为第 $t$ 年的单位操作成本,元/t; $R_t$ 为第 $t$ 年的费用与税金,元/t; $r_t$ 为第 $t$ 年无因次产量系数; $i_c$ 为基准收益率; $T$ 为净现金流等于零的时间,月; $N$ 为单井经济可采储量规模界限, $10^4$  t。

## 2.2 计算流程

单井经济界限计算分为3个步骤(图3):第一步,根据评价区块油藏类型,参照图1形成无因次产量系数;第二步,赋值经济参数,包括单井钻井投资、地面投资、油价、吨油操作成本、相关费用、吨油税金等;第三步,构建单井经济界限计算模型。基于第一步和第二步的基础参数,应用公式(1)和公式(2)分别计算单井初产界限和单井经济可采储量界限。其中,现金流入模型与无因次产量系数、单井初产相关;现金流出模型与投资、成本、费用、税金相关。

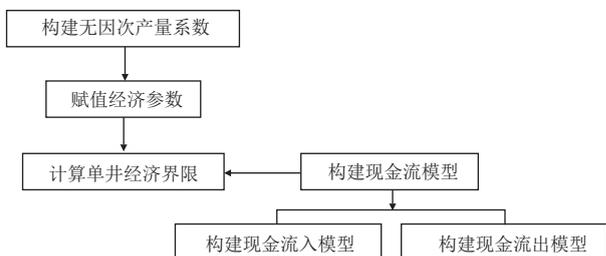


图3 单井经济界限计算流程

Fig.3 Calculation flow chart of economic limit per well

## 3 应用案例

截至2017年底,中国石化某地区特低渗透油藏保有预测储量 $5.2 \times 10^8$  t及113个区块,以此为例筛选与效益相关的储量规模大小和区块数量。

根据上述方法,构建中国石化某地区特低渗透无因次产量曲线模型(图4)。借鉴图2中单井钻井投资水平赋值中国石化该地区特低渗透不同井深下的投资;油价取40,50,60,70,80美元/桶,折算吨油价格分别为2 014,2 518,3 021,3 525,4 028元;吨油操作成本、相关费用取近3年类比区块均值,若无类比区块,取同地区特低渗透油藏类型的3年均值。

将无因次产量系数和经济参数代入公式(1)求取单井初产界限,代入公式(2)求取单井经济可采储量界限,计算结果见图5。

在基本投资、不同油价下,采用单井初产界限曲线(图5)筛选试油初产大于界限值的区块(图6)。经评价,40,50,60,70,80美元/桶下,与效益相关的潜力储量分别为0.5,0.8,1.2,1.6,1.7亿吨。

## 4 结论

(1)本文所述方法以盈亏平衡原理为基础,研究中国石化主要油藏类型的无因次产量曲线,形成最优化条件下的钻井基本投资模型,构建了基于无因次产量系数的单井经济界限计算方法。针对预测储量和控制储量升级,本方法具有普遍适用性,满足评价保有和新增预测储量和控制储量升级潜力规模的需要,也可支撑不同阶段勘探开发项目评价。

(2)本文提供的中国石化不同油藏类型无因次产量曲线和基本投资曲线供研究者参考。在实际操作中,随着新区块发现和历史数据的不断变

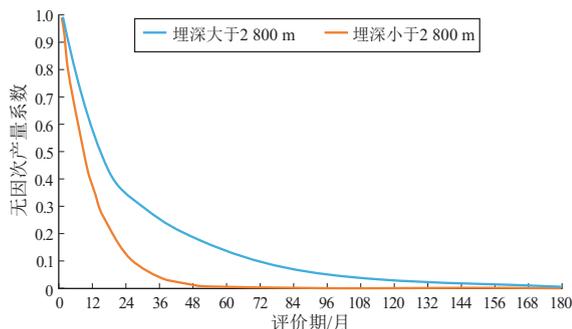


图4 中国石化某地区特低渗透油藏类型月度无因次产量变化模型

Fig.4 Monthly dimensionless production changes of ultra-low permeability reservoirs in a certain area of SINOPEC

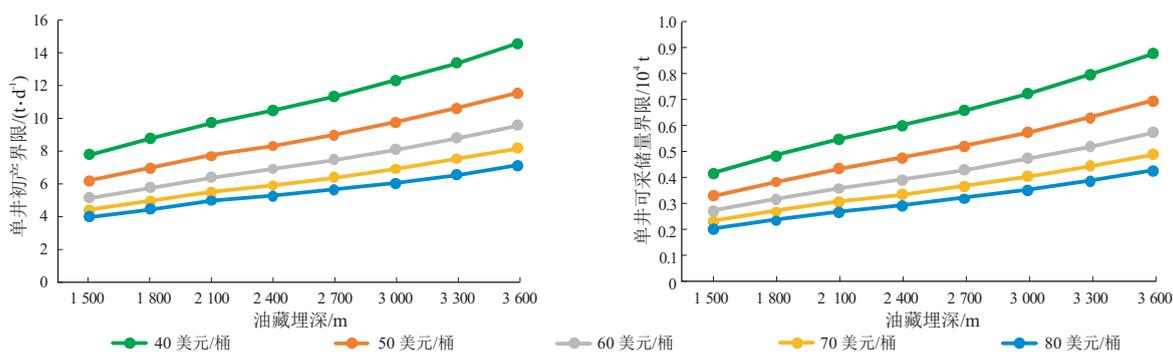


图5 中国石化某地区特低渗透油藏不同油价下单井经济界限计算结果

Fig.5 Calculation results of single-well economic limit under different oil prices in ultra-low permeability reservoirs of SINOPEC

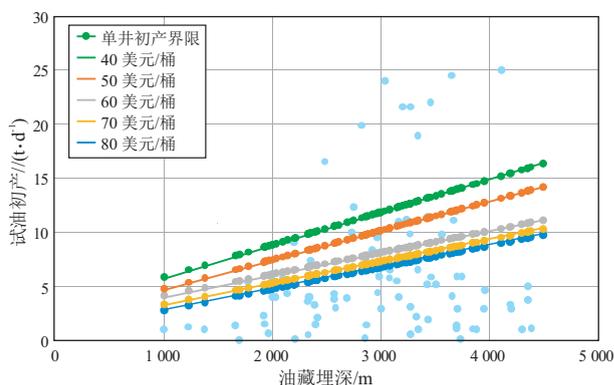


图6 某地区特低渗透油藏预测储量区块试油初产与单井初产界限比较

Fig.6 Comparison of initial production of oil test and initial production limit of single well of predicted reserve blocks of ultra-low permeability reservoirs in a certain area of SINOPEC

化,产量曲线和投资预测赋值可能与本文有所不同,导致计算结果存在差异,需要针对具体油气藏结合区块实际进行优化调整。

参考文献:

[1] 李伟忠.胜利油田稠油未动用储量评价及动用对策[J].特种油气藏,2021,28(2):63-71.  
LI Weizhong.Evaluation and development countermeasures for nonproducing reserves of heavy oil reservoirs in Shengli Oilfield[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2021,28(2):63-71.

[2] 董硕,郭建林,郭智,等.苏6区块气藏剩余储量评价及提高采收率对策[J].断块油气田,2020,27(1):74-79.  
DONG Shuo, GUO Jianlin, GUO Zhi, et al.Evaluation of remaining reserves and strategies of enhanced gas recovery for Su 6 Block[J].Fault-Block Oil and Gas Field,2020,27(1):74-79.

[3] 漆立新,云露,曹自成,等.顺北油气田地质储量评估与油气勘探方向[J].新疆石油地质,2021,42(2):127-135.  
QI Lixin, YUN Lu, CAO Zicheng, et al.Geological reserves assessment and petroleum exploration targets in Shunbei Oil & Gas Field[J].Xinjiang Petroleum Geology, 2021,42(2):127-135.

[4] 刘金连,张建宁.高成熟探区圈闭经济评价系统及其应用[J].石油与天然气地质,2011,32(2):280-286.

LIU Jinlian, ZHANG Jianning. Economic evaluation system for traps in a highly-explored area and its application[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 280-286.

[5] 许进进,任玉林,凡哲元,等.油价和成本对证实储量的影响[J].石油与天然气地质,2012,33(4):646-649.  
XU Jinjin, REN Yulin, FAN Zheyuan, et al.Impacts of oil prices and operation costs on proved reserves reporting[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 646-649.

[6] 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,2014,22(2):21-23.  
QIN Weijun, FU Zhaohui. Probing into the methods for oil-gas reserves upgradability evaluation [J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2014, 22(2): 21-23.

[7] 秦伟军,付兆辉.油气预测储量区块升级评价方法[J].石油实验地质,2015,37(1):117-123.  
QIN Weijun, FU Zhaohui. Improving evaluation of predicted hydrocarbon reserve zones [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(1): 117-123.

[8] 张中华,周继涛.油气藏最小商业储量规模计算方法[J].石油与天然气地质,2015,36(1):148-153.  
ZHANG Zhonghua, ZHOU Jitao. Calculation of the minimum commercial reserves of petroleum reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 148-153.

[9] 李继成,罗海龙.一种关于油气储量经济评价的新方法:最小经济储量法[J].吐哈油气,1999,4(1):27-29.  
LI Jicheng, LUO Hailong. A new method of reserve's economic evaluation: minimum economic reserve method [J]. Tuha Oil & Gas, 1999, 4(1): 27-29.

[10] 李玉喜.圈闭的经济评价与平均单井日产量和油田最小规模的关系[J].国际石油经济,2003,11(5):45-46.  
LI Yuxi. The relationship of lower limits between well daily production and oil field scale and trap optimization [J]. International Petroleum Economics, 2003, 11(5): 45-46.

[11] 魏绍蕾,黄学斌,李军,等.基于概率法的页岩气单井最终可采量评估:以焦石坝页岩气田加密井为例[J].石油实验地质,2021,43(1):161-168.  
WEI Shaolei, HUANG Xuebin, LI Jun, et al. Shale gas EUR estimation based on a probability method: a case study of infill wells in Jiaoshiba shale gas field [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(1): 161-168.

- [12] 苏映宏. 滩坝砂油藏不同压裂方式下单井控制可采储量预测方法[J]. 石油实验地质, 2021, 43(4): 697-703.  
SU Yinghong. Prediction of single-well-constrained recoverable reserves in beach bar sand reservoir using different fracturing methods[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(4): 697-703.
- [13] 许勇. 吞吐开采稠油油田经济界限研究[J]. 复杂油气藏, 2011, 4(4): 55-58.  
XU Yong. Study on the economic limit of heavy oil production with cyclic steam stimulation[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2011, 4(4): 55-58.
- [14] 干卫星. 最小经济资源勘探规模研究[J]. 中国西部油气地质, 2006, 2(2): 160-163.  
GAN Weixing. Study of minimum economic exploration scale[J]. West China Petroleum Geosciences, 2006, 2(2): 160-163.
- [15] 郭福军. 火驱开采油田全生命周期经济界限探讨[J]. 中外能源, 2019, 24(9): 55-58.  
GUO Fujun. Discussion on economic limit of whole life cycle of combustion drive for oilfield development [J]. Sino-Global Energy, 2019, 24(9): 55-58.
- [16] 李岩. 大庆西部斜坡区稠油油藏热采开发界限研究[J]. 断块油气田, 2016, 23(4): 505-508.  
LI Yan. Boundary values of thermal recovery methods in Daqing western slope reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(4): 505-508.
- [17] 张礼貌, 杨风波. 海外勘探项目最小经济储量规模盈亏平衡模型研究[J]. 中外能源, 2011, 16(10): 55-60.  
ZHANG Limao, YANG Fengbo. The break-even model study of the minimum economic reserves size for overseas oil & gas exploration projects[J]. Sino-Global Energy, 2011, 16(10): 55-60.
- [18] 毛怡. 我国油气矿权出让制度改革与油气储量价值化研究[J]. 石油实验地质, 2021, 43(4): 728-736.  
MAO Yi. Transfer system reform for oil and gas mineral rights and value of reserves in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(4): 728-736.
- [19] 石磊, 黄学斌, 刘景亮, 等. 保有石油预测储量升级潜力评价方法及升级策略[J]. 石油实验地质, 2021, 43(1): 176-183.  
SHI Lei, HUANG Xuebin, LIU Jingliang, et al. Evaluation of upgrading potential and strategy for inferred initially in-place petroleum[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(1): 176-183.
- [20] 肖玉茹, 黄学斌, 李姝, 等. 基于量化不确定性的储量升级动用潜力评价方法[J]. 石油实验地质, 2021, 43(1): 169-175.  
XIAO Yuru, HUANG Xuebin, LI Shu, et al. A method for evaluating the potential of reserve upgrading based on quantitative uncertainty [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(1): 169-175.
- [21] 李军. 致密油藏储量升级潜力不确定性评价方法及应用[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 755-764.  
LI Jun. Non-deterministic method for tight oil reserves upgrade potential assessment and its application[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 755-764.
- [22] 尹涛, 李志超, 王俊, 等. 苏里格气田气井最低经济可采储量评价图版[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(4): 50-55.  
YIN Tao, LI Zhichao, WANG Jun, et al. Evaluation chart of minimum economic recoverable reserves of gas wells in Sulige gas field[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(4): 50-55.
- [23] 张中华, 佟颖, 吴永超. 圈闭资源经济评价中开发概念方案关键参数研究[J]. 石油实验地质, 2018, 40(4): 583-588.  
ZHANG Zhonghua, TONG Ying, WU Yongchao. Key parameters of a conceptual development scheme in economic evaluation of trap[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(4): 583-588.
- [24] 李姝, 黄学斌, 肖玉茹, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷中深层低渗砂砾岩油藏控制储量升级标准[J]. 石油实验地质, 2021, 43(1): 184-192.  
LI Shu, HUANG Xuebin, XIAO Yuru, et al. Controlled reserve upgrade standard for middle-deep low permeability glutenite reservoirs in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(1): 184-192.
- [25] 张风东, 刘景亮, 黄学斌, 等. 预测储量升级潜力优选研究与应用[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(18): 7226-7230.  
ZHANG Fengdong, LIU Jingliang, HUANG Xuebin, et al. Research and application on optimization of upgrading potential of predicted reserves [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(18): 7226-7230.
- [26] 崔营滨. 济阳坳陷控制储量升级特点与升级潜力[J]. 内蒙古石油化工, 2013, 39(5): 44-46.  
CUI Yingbin. Characteristics and upgrading potential of controlled reserves in Jiyang Depression [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013, 39(5): 44-46.

(编辑 徐文明)