

基于多元回归分析的致密油可采资源评价方法

张新顺,王红军,马 锋,卞从胜,王兆明

(中国石油 勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:由于非常规油气的特殊聚集特征,常规资源评价方法已很难获得较为可靠的致密油可采资源。以北美二叠盆地狼营组 B_{12} 段成熟致密油区为基础,提出一种基于多元回归分析评价致密油可采资源的新方法。该方法通过致密油井产层地质参数与实际产量数据的关系,建立评价致密油可采资源的评价模型,利用相关性分析和多元回归方法确定各地质参数及对应的影响系数,获得研究区致密油可采资源丰度的计算模型,进而计算出研究区内的致密油可采资源量。实例解剖结果表明,SJ 区地质因素对狼营组 B_{12} 段致密油可采资源的影响从大到小依次为:脆性矿物含量、成熟度、孔隙度、含油饱和度;建立的模型预测的产量与实际产量的相关系数可达 0.788 5,区内致密油可采资源总量为 $4\ 615 \times 10^4$ t。由于多元回归的致密油评价模型与产量直接对应,增加对产量的约束,即可获得区内致密油可采资源 I 类为 44×10^4 t,II 类为 $2\ 483 \times 10^4$ t,III 类为 $1\ 869 \times 10^4$ t。基于多元回归分析的致密油评价结果更为有效,应用范围更为广阔。

关键词:多元回归;可采资源量;资源评价;致密油;非常规油气;二叠盆地;北美地区

中图分类号:TE155

文献标识码:A

Method to assess recoverable tight oil based on multiple regression analysis

Zhang Xinshun, Wang Hongjun, Ma Feng, Bian Congsheng, Wang Zhaoming

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: It is hard to reliably estimate recoverable resources of tight oil by means of conventional resource evaluation methods due to the abnormal features of unconventional oil and gas accumulation. Through the study of the productive tight oil play in the B_{12} interval of Wolfcamp Formation in the Permian Basin of North America, we proposed a new method for evaluating recoverable tight oil resources in the Permian Basin based on multiple regression analysis. In line with the correlation between the geological parameters of pay zones and the actual production of the tight oil play, a model for evaluating recoverable tight oil was established; then, the geological parameters and their corresponding influence coefficients were determined by correlation and multiple regression analyses, so as to get the calculation model for recoverable tight oil abundance in the study area. Finally, the volume of recoverable tight oil in the study area was worked out. After the detailed analysis of SJ area in the Permian Basin, the geological factors affecting the recovery of tight oil can be graded in terms of significance as follows: brittle mineral content, maturity, porosity and oil saturation, with the degree of significance decreasing from the beginning. Meanwhile, the correlation coefficient between the predicted yield by the model and the practical yield reaches 0.7885, signifying the reliability of the model, and the total volume of recoverable tight oil is 46.15 million tons. Since the tight oil evaluation model based on multiple regression corresponds directly with the production, after setting the constraints on production, we can also get to know that the recoverable volumes of Type I, II and III tight oil are 0.44, 24.83 and 18.69 million tons, respectively. In summary, the new model based on multiple regression analysis is more effective for assessing recoverable tight oil resources and thus its scope of application is broader.

Key words: multiple regression, recoverable resource, resource assessment, tight oil, unconventional oil and gas, Permian Basin, North America

收稿日期:2017-10-12;修订日期:2018-08-16。

第一作者简介:张新顺(1988—),男,博士、工程师,石油地质综合研究。E-mail:vvvzxs@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05028-002);中石油重大科技专项(2013E-0501)。

2014年后持续的低油价使得石油的勘探开发工作大幅减少,但美国致密油的产量却并未出现明显下滑,目前产能保持近 2.45×10^8 t/a,占到其全国石油产量的50%以上^[1-2],印证了学者们对致密油资源开发潜力的乐观预期^[3-4]。前人对不同地区致密油的形成机理、微观结构和分布规律等做了详细的研究,但涉及可采资源评价相关研究仍较少^[5-8]。随着非常规油气勘探发展需要,致密油的可采性和可采资源量评价显得尤为重要,单纯的体积法、成因法、类比法等常规资源评价手段已经无法满足致密油可采资源的评价需求^[9-10]。

虽然常规资源评价方法已不再适用,但是这些方法基于的油气成藏理论仍然是致密油可采资源形成和富集的基础,只是不清楚这些地质因素如何控制可采资源的分布。对于致密油可采资源富集区地质特征已有较多研究^[11-13],这些地质特征因素对致密油可采资源的影响类似于“木桶效应”,也就是致密油可采资源高低取决于最差的一个地质因素。早期学者通过“评分法”给评价参数或评价结果赋予权重,提供了一种途径,却受人为影响较大^[14-15]。进一步发展为EUR(最终估算可采储量)类比法等,但关键步骤是选取适合的刻度区来类比目标评价区,仍然受主观因素影响^[16]。通过多元线性方程建立的多因素预测模型,是一个较好的解决途径,目前在油气开发、构造成因和经济趋势等相关因素分析中多有应用^[17-20]。但该方法目前主要问题是将多个相关因素“等同”视之,仅对寻找主控因素有帮助,对于致密油可采资源定量表征并不太符合实际情况,无法得到较为理想的结果,相关应用实例也较少^[21]。另外,也有直接利用人工神经网络、随机模拟等方法^[22],即使预测值与实际值匹配度较好,也无法得知其中各个参数与预测量的具体关系和影响程度^[23]。

考虑到目前现行评价方法,本文以北美二叠盆地SJ区块狼营组(Wolfcamp)致密油为例,阐述一种评价致密油可采资源和可采性的新方法。该方法以生产井实际数据为基础,利用多元回归方程模拟钻井区关键地质参数与单井产量的关系,再通过区域地质参数预测未钻井区可采资源丰度,进而获得较为可靠的研究区致密油可采资源量。

1 评价方法思路及步骤

1.1 可采资源评价思路

在多元线性方程的基础上[公式(1)],利用多元

幂次相乘的关系建立新的模型可以突出其中某个地质因素的影响[公式(2)]。单位面积可采资源量或可采性作为因变量,影响参数则为自变量, $B \sim K$ 为各自变量的影响系数。因为当该模型中的任一参数过低,均会大幅降低结果,而且很难被其他参数的高值“弥补上”;而仅当多个因素中等或较好时,结果才最有可能获得高值。假设有5个相同权重的影响参数评分,当其多元线性方程之和相同时,若5个参数的方差越大,其多元幂次结果会越小(图1)。这种评价模型很好的区分出了不同因素的影响,符合评价致密油区资源是否富集的核心思想。

$$Y = A + BX_1 + \cdots + KX_{K-1} \quad (1)$$

$$Y = e^A \times X_1^B \times \cdots \times X_{K-1}^K \quad (2)$$

式中: Y 为因变量; e 为自然对数的底数; X_i 为第 i 个自变量; $A \sim K$ 为影响系数。

另外,可采资源量更接近于实际生产中可采出的石油量,衡量可采资源量评价结果好坏,最有说服力的参数就是实际产量数据。理论上讲,可采资源量大的地区,对应的可采储量、甚至产量都应该比较高。目前公认的最能反映单井井控面积下可采出石油量的参数是EUR和2年以上累产量,两者均可利用产量递减曲线获得^[24-25]。

基于上述理论模型,通过研究区地质因素与单井产量的相关关系,选取相关影响因素,根据相关性建立参数与已钻井实际产量的关系模型,再结合多元回归获得模型中各个影响因素的系数(影响权重),获得该区致密油可采资源量的最终评价模型。虽然工程因素对于产量也会有影响,由于数据限制本文仅考虑水平完井段长,其他工程因素例如压砂量、返液排量等,近似的视为相同,或者通过统一均一化简单的校正到同一水准,并不做过多考虑。

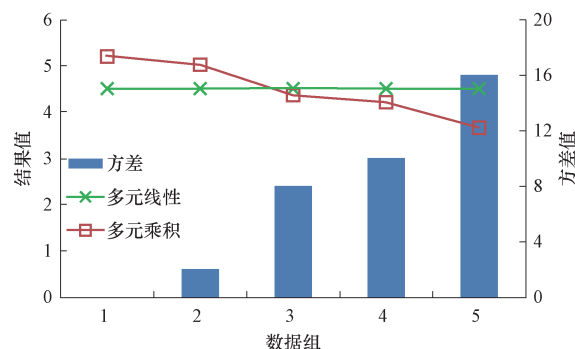


图1 多元线性和多元幂次式结果对比

Fig. 1 Comparison of multivariate linear and power results

1.2 可采资源评价主要步骤

结合上述研究思路,本次致密油可采资源定量评价的主要步骤如下。

步骤 1,在同一构造背景下,选取达到半年生产历史年限的生产井。通过其生产曲线利用双曲 - 指数递减法计算出每口井的 EUR,或者直接使用其单井累产数据(2 年及 2 年以上累计产量可较为真实的反应实际产量情况)。

步骤 2,确定每口井所处位置的地质特征参数,并分别与产量数据进行相关性分析。

步骤 3,对部分地质特征参数做变换,使每个变换后的“新”参数与产量呈正相关。例如,当某个地质特征参数对产量的影响呈抛物线型关系时,根据公式 3 将该地质特征参数对产量的影响变换成正相关关系。

$$X' = X_m - |X_m - X|$$

(3)

式中: X' 为变换后的地质特征参数; X 为原地质特征参数, X_m 为地质特征参数的最优经验值(统计得到)。

步骤 4,若地区可获取影响参数较多,可以利用相关性分析结果从每个区块的地质特征参数选出与产量

显著相关的地质特征影响参数。

步骤 5,根据区块内各致密油井单井产量数据与其地质特征影响参数建立多元幂次方程模型,经过对数变换,重新变成多元线性方程(公式 2 两侧对数化,见后文),以便对各地质参数影响系数进行求解。

步骤 6,将各个区块的地质特征影响参数代入所述多元线性模型,并进行多元线性回归分析,以确定所述多元线性模型的各地质特征参数影响系数的最优解,从而获得致密油研究区内的单位面积可采资源量(与产量数据对应的模拟产量值)计算模型。

步骤 7,根据所述可采资源计算模型预测致密油待评价区域的可采资源量丰度分布情况,结合地区钻井平均井控面积,可以计算出评价区内致密油可采资源总量。

2 地区概况

二叠盆地处于美国德克萨斯州西部和新墨西哥州的东南部,是北美地区最大的含油气盆地之一,总面积约为 $17.4 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 2)。该盆地是一个不对称

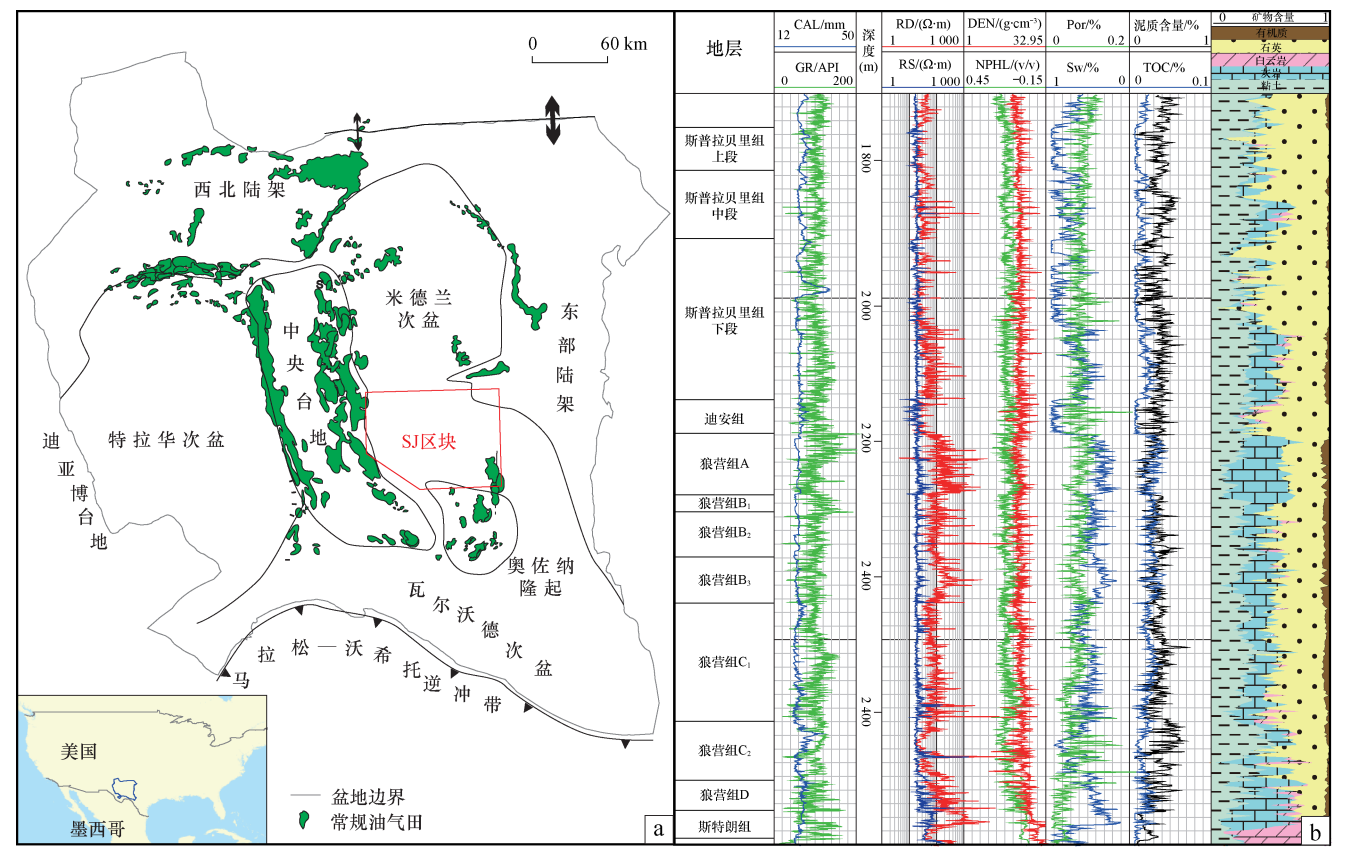


图 2 二叠盆地基本概况(据文献^[26-27]修改)

Fig. 2 Geology of the Permian Basin, North America(modified after references^[26-27])
a. 二叠盆地构造划分图;b. 米兰德次盆 SJ 区典型井测井曲线图(U24 井,位置见图 3)

的不规则八角形,由一个北西-南东向的基底隆起-中央盆地台地,分隔了东部的米兰德次盆和西部的特拉华次盆^[26]。米兰德次盆在形状上不对称,东部边界是东部陆架,向西埋藏深度变深至中央台地,西部的特拉华次盆相对更深。目前在中央台地和西北陆架上发现了大量的常规油气,目前已经进入了勘探和开发的成熟期。盆地内整个二叠系均有油气产出,但以中低孔、低渗为主,储集条件差。在斯普拉贝里组上部地层和狼营组下部地层,均已发现大量常规油气,而在狼营组内部和上部邻近层系斯普拉贝里组发现大量致密油资源。

研究区 SJ 区位于米兰德次盆中南部(图 2a),该次盆有多套烃源岩,其中二叠系狼营组为主要的烃源岩,也是盆地内致密油的最重要源岩。狼营组以黑色、富含有机质页岩为主,同时发育薄砂岩和灰岩互层(图 2c)。有机质以 II 型干酪根为主,平均 TOC(总有机碳含量)为 3.25%,最高可达 4.4%,成熟度 R_o (镜质体反射率)为 0.7%~1.0%;上部斯普拉贝里组生烃能力相对较差,干酪根 II/III 型,平均 TOC 为 1.5%,成熟度 R_o 为 0.6%~0.9%。狼营组可细分为 A、B、C、D 共四段,整体而言,从下向上粒度变粗。C 段和 D 段以碳酸盐岩和泥岩互层为主,A 段和 B 段中石英含量变高,以粉砂岩和泥页岩互层为主^[28]。米兰德次盆二叠系沉积于半深海环境及重力滑塌作用环境中,岩石组合以几厘米至几米不等的规模互层出现,单层厚度一般不足 1m^[29],这种互层式源储配置关系使得致密储层与烃源岩大面积接触,烃源岩的排烃效率相对也比较高,非常有利于致密油成藏^[30]。

米兰德次盆致密油层主要为斯普拉贝里组和狼营组^[31],米兰德次盆含致密油层位较多,但主要有两套:二叠系斯普拉贝里组(上、中、下段)、狼营组(A—D 段)。这两套含油层系总厚度达 1 000 m,其中盆地中

北部以斯普拉贝里组致密油直井为主,南部目的层为狼营组致密油水平井为主。

3 基础资料情况

狼营组在 SJ 区地质背景较为相近,且已有多口直井和水平井生产井,针对狼营组 A—D 段均有开发,其中针对该组 B₁₂ 段开发井最多。为了降低其他因素干扰,本次主要研究 SJ 区内以狼营组 B₁₂ 段为目的层的水平井,共计 78 口(图 3)。这批井完钻时间均为 2011—2012 年,均为水平井,作业者均为 Pioneer 石油公司,因而在钻井、完井、压裂等工程和技术方面,均可近似认为是相同的。SJ 区数据来源由两部分组成,狼营组水平井产量和地质数据主要来自 PLS 商业数据库,地区直井产量和地质数据主要来自 IHS 钻井数据^[32],同时参考 CGG 公司 Frogi 全球地球化学数据库和 C & C 全球大油气田数据库相关资料^[27]。通过钻

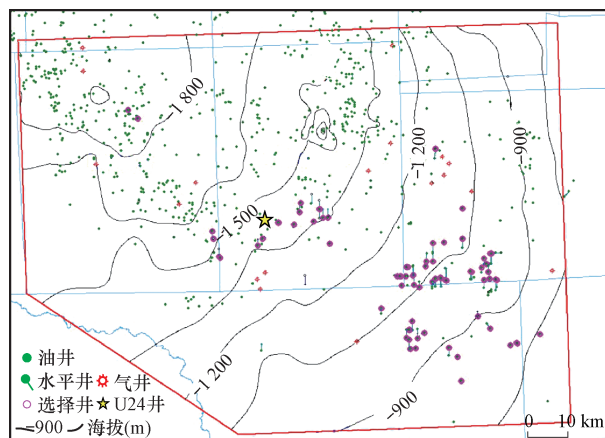


图3 SJ区致密油井分布

Fig. 3 Distribution of tight oil wells in the Permian Basin, North America

(紫色井为开发狼营组 B₁₂ 段水平井,红框为 SJ 区,位置见图 2)

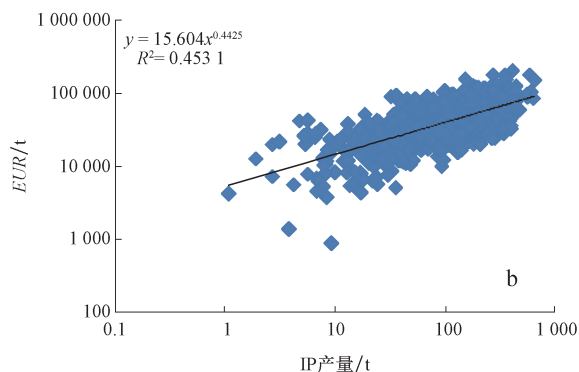
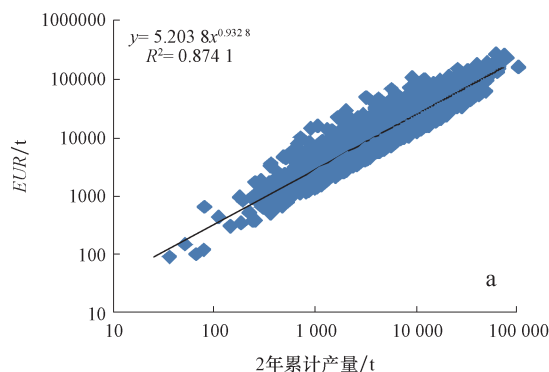


图4 二叠盆地米兰德次盆致密油井 2 年累计产量、IP 产量与 EUR 相关关系图

Fig. 4 Correlation between 2-year cumulative production, IP and EUR of Midland tight oil wells in the Permian Basin, North America

a. 致密油井 EUR 与 2 年累产关系; b. 致密油井 EUR 与 IP 产量关系

井、测井资料可获得本区 78 口井钻井处的 SJ 区狼营组 B₁₂段的主要地质参数的层段平均值,例如孔隙度、含油饱和度、脆性矿物含量等,即井位处地质特征参数。

产量数据是利用单井 2 年累计产量数据作为最直接、最真实的表征。本区 78 口井均有 IP 产量(初始产量)和 2 年累计产量,但仅有部分井具有完整的生产数据,为了尽可能的选取全面的数据参与运算,同时又避免在模型建立阶段引入人为误差,所以在模拟阶段不使用 EUR,也不利用经验公式或倍数关系将累计产量数据换算成 EUR。而是直接利用 2 年累计产量数据作为可采资源的“真实值”,这样模拟后可获得虚拟井控面积下“2 年内可采出的资源量”。单个虚拟井控面积内的可采资源量,与单井 EUR 相对应,为方便简写为 PWRR,对应 2 年累计产量的“可采资源量”即为 PWRR2Y。

4 可采资源量评价

4.1 地质参数与可采资源相关性分析

研究中首先利用相关性分析确定致密油井各个地质参数与产量之间的相关密切程度,具体是 SPSS 数据分析软件中 Pearson 相关性分析功能完成(表 1)。通过选取相关参数与产量进行回归模拟,可以一定程度简化运算。本区成熟度 R_o 均介于 0.6%~1.0%,该阶段 R_o 与产量呈正相关关系,所以并未利用公式 3 再做变换。不同地质因素与 2 年累计产量的相关性分析结果显示,狼营组致密油可采资源的影响因素中含油饱和度、脆性矿物含量、有机质含量、水平完井段长为显著相关,有机质成熟度、孔隙度、压裂级数为相关。

由于水平完井段长和压裂级数均为工程因素,原则上要尽量选取工程条件相近的井做分析,以确保获得地质因素对可采资源的真实影响情况。但实际上,受限于现场施工条件,很难有成批相似工程条件的生产井,更不可能完全一样。考虑到本区 78 口井压裂级数覆盖不全,且主要介于 3.5~5 级,本文近似认为相同;而各井水平完井段长差异较大,从 900 m 到 2 200 m 不

等,且与可采资源显著相关,由此需要单独作为一个影响参数考虑。另外,地层厚度对本区致密油可采资源影响不明显,在后续回归运算中,可以删掉该参数,本文为了前后形成鲜明对比,所以后文运算中暂且未删除厚度参数。

综上,在 SJ 区狼营组 B₁₂段致密油可采资源模型中共选取 7 个初始参数:有机质丰度(TOC)、厚度(H)、有机质成熟度(R_o)、含油饱和度($Soil$)、脆性矿物含量($Brit$)、孔隙度(Por)和水平完井段长(L)(图 5;表 2)。

4.2 评价模型的建立及影响系数的求取

由于本次各参数影响系数多元回归过程中,是利用 2 年累计产量作为正演的真实值,因而模拟获得预测公式也相对应的是虚拟井控面积下 2 年可采资源量,即 PWRR2Y。基于选区参数与致密油 2 年累计产量的正相关性,根据公式(2)建立关键地质参数与产量的多元模型,具体为公式(4)。

$$CUM2Y_i = e^A \times R_{oi}^B \times H_i^C \times Por_i^D \times Soil_i^E \times Brit_i^F \times TOC_i^G \times L_i^H \quad (4)$$

为了简化公式(4),该方程两侧同时做对数运算,转化为多元线性方程,获得公式(5)。

$$\ln(CUM2Y_i) = A + B\ln(R_{oi}) + C\ln(H_i) + D\ln(Por_i) + E\ln(Soil_i) + F\ln(Brit_i) + G\ln(TOC_i) + H\ln(L_i) \quad (5)$$

式中: $CUM2Y$ 为致密油区域的单井 2 年累计产量,t; R_o 为有机质成熟度,%(本次未作变换); H 为地层厚度,m; Por 为孔隙度,%; $Soil$ 为含油饱和度,%; $Brit$ 为脆性矿物含量,%; TOC 为有机质丰度,%; L 为水平完井段长,km; i 为参数组序数,1 到 n ; A 为常数系数; $B \sim H$ 分别为各参数的影响系数。

将原始地质参数和 2 年产累计产量同时进行对数变换,形成“新的参数”代入建立的多元线性方程组公式(5);变换后的地质参数数据作为自变量,变换后的 2 年累计产量数据作为预测变量,共计 78 组数据依次进行迭代运算。与多元线性回归分析类似^[33-34],当获得残差为最小值时,且各地质参数的影响系数为正时,

表 1 狼营组地质因素与 2 年累计产量相关性分析参数

Table 1 Parameters for correlation analysis between geological factors and 2-year cumulative production of Wolfcamp Formation in the Permian Basin

影响因素	有机质成熟度/%	地层厚度/m	孔隙度/%	含油饱和度/%	脆性矿物含量/%	有机质含量/%	水平完井段长/km	压裂级数
Pearson 相关性	0.263	0.038	0.271	0.392	0.563	0.377	0.682	0.233
显著性(双侧)	0.021	0.740	0.017	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	0.043
结论	相关	不相关	相关	显著相关	显著相关	显著相关	显著相关	相关

注:采用 Pearson 相关性分析法,显著性 <0.05 为相关,显著性 <0.01 为显著相关。

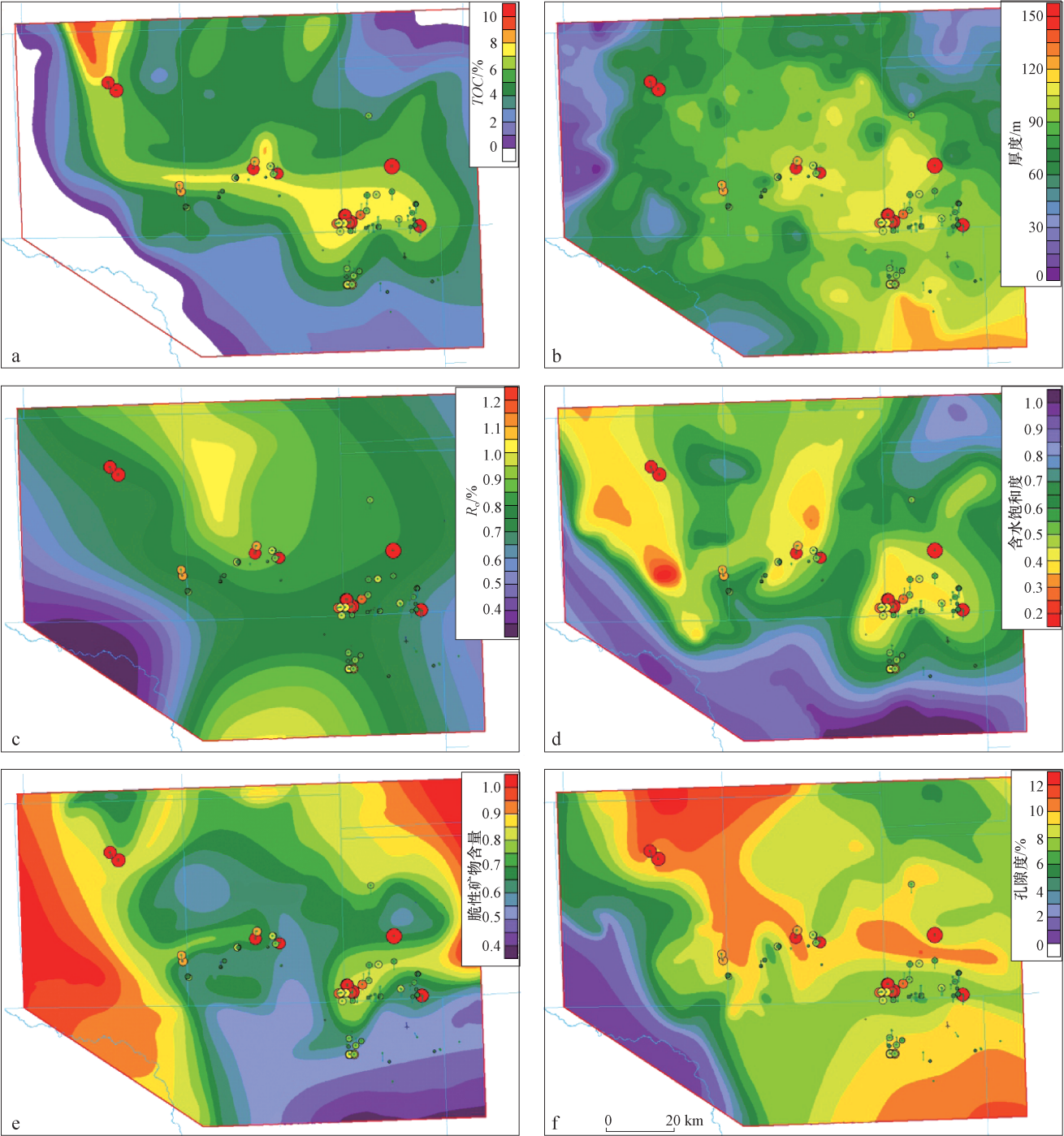


图 5 狼营组 B₁₂段主要地质参数平面分布

Fig. 5 Planar distribution of main geological parameters for the B₁₂ interval of Wolfcamp Formation, Permian Basin, North America
a. 有机质丰度 TOC; b. 产层厚度; c. 成熟度 R_o ; d. 含水饱和度; e. 脆性矿物含量; f. 孔隙度 (饼图大小代表产量高低, 下同)

求出常数系数和各地质参数的影响系数。该过程利用 MATLAB 软件即可实现, 拟合出各参数影响系数的最佳值, 如表 3。

本次模型是幂函数相乘的方程, 各个参数的影响系数就是各个参数的幂次方, 幂次方的大小决定了该参数在方程中的影响权重, 所以各个参数的影响系数大小, 就直接表明了各个参数对致密油可采资源的影响程度

大小。SJ 区狼营组 B₁₂段致密油可采资源影响地质参数排序从大到小依次为: 脆性矿物含量、成熟度、孔隙度、含水饱和度。其中脆性矿物含量影响系数明显高于其他几个参数, 即为该区致密油可采资源主控因素。

将各个参数系数代入原模型, 获得 SJ 区狼营组 B₁₂段致密油单位面积 2 年可采资源量 $PWRR2Y$ 预测公式[公式(6)], 与 2 年累计产量对应。通过模拟结

表2 致密油水平井地质参数、实际产量和预测结果

Table 2 Geological parameters, practical production and prediction results of tight oil horizontal wells in the Wolfcamp Formation, Permian Basin, North America

井号	$R_o/\%$	H/m	$Por/\%$	$Soil/\%$	$Brit/\%$	$TOC/\%$	L/km	压裂级数	$CUM2Y/t$	$PWRR2Y/t$	误差/%
1	0.814	71.5	10.2	55.3	79.4	6.73	1.62	5.6	13 436	8 965	33.28
2	0.902	108.6	8.9	47.8	60.4	6.76	1.96	5.6	12 242	7 887	35.57
3	0.941	106.9	10.2	58.9	70.7	6.94	2.00	5.6	12 893	11 668	9.50
4	0.771	89.2	8.5	37.1	62.6	4.25	1.80	5.6	6 361	5 717	10.13
5	0.818	89.2	9.8	49.5	74.6	6.63	1.74	5.6	9 886	8 488	14.14
6	0.907	107.7	9.1	50.0	62.2	6.97	1.96	5.6	7 762	8 409	8.34
7	0.803	91.1	9.7	43.2	66.8	5.58	1.79	5.6	10 101	7 252	28.21
8	0.737	92.6	9.2	42.0	52.3	4.97	0.61	3.0	1 151	1 361	18.30
9	0.829	91.5	8.9	48.2	64.3	5.28	1.28	3.6	4 626	4 753	2.76
10	0.831	91.5	8.0	58.9	60.5	6.79	1.21	3.5	2 259	4 343	92.28
11	0.805	117.2	10.1	12.4	47.0	1.92	1.37	1.6	1 766	1 987	12.47
12	0.794	106.9	9.6	22.4	50.6	2.59	2.07	—	4 060	4 630	14.05
13	0.868	105.4	9.3	41.4	58.9	6.79	2.07	4.0	6 318	7 636	20.87
14	0.823	106.5	7.4	62.1	81.5	7.42	2.17	3.4	10 261	11 945	16.42
15	0.849	90.2	7.8	54.0	63.8	6.01	1.21	4.3	5 675	4 388	22.69
16	0.832	108.0	7.6	61.8	78.1	7.56	2.16	3.5	9 779	11 497	17.57
17	0.808	106.4	7.0	51.2	79.2	6.88	1.02	3.3	4 685	4 016	14.27
18	0.623	98.3	9.8	33.0	51.2	3.87	1.35	3.4	2 516	2 899	15.24
19	0.824	91.5	9.2	37.7	57.0	4.54	2.12	—	6 954	6 959	0.07
20	0.849	98.8	9.3	34.5	53.9	4.01	2.12	3.6	8 010	6 468	19.26
21	0.849	98.9	9.3	34.5	53.9	4.01	2.08	3.0	10 020	6 331	36.82
22	0.834	90.7	9.0	44.6	62.6	5.28	2.12	3.9	7 789	8 341	7.09
23	0.834	90.8	9.0	44.6	62.6	5.28	2.12	6.0	7 651	8 315	8.68
24	0.855	96.6	9.3	35.2	54.7	4.22	2.26	4.1	8 778	7 198	18.00
25	0.855	96.6	9.3	35.2	54.7	4.22	2.11	4.1	9 752	6 607	32.25
26	0.828	106.6	7.5	61.6	81.1	7.61	2.16	5.2	10 900	11 845	8.67
27	0.739	91.9	7.7	58.9	65.7	7.09	2.17	—	6 785	8 897	31.13
28	0.831	107.2	7.5	62.3	80.1	7.53	1.83	3.5	12 893	9 686	24.87
29	0.833	107.5	7.5	62.3	80.0	7.53	2.32	4.5	13 617	12 914	5.16
30	0.831	107.1	7.5	61.8	80.1	7.61	2.00	2.9	9 293	10 723	15.38
31	0.826	103.3	8.8	60.1	79.5	7.12	1.97	—	8 230	11 102	34.90
32	0.925	101.2	8.3	59.2	64.9	7.08	1.62	3.4	8 148	7 363	9.63
33	0.829	107.8	7.7	61.2	77.6	7.53	2.12	—	8 696	11 213	28.95
34	0.924	102.5	8.4	59.3	64.6	7.08	2.27	4.1	5 934	11 077	86.69
35	0.829	91.5	8.9	48.2	64.3	5.28	0.89	4.1	3 484	3 009	13.62
36	0.832	109.0	7.6	61.8	76.6	7.53	2.12	3.6	10 581	11 046	4.39
37	0.832	108.3	7.6	61.8	78.1	7.56	2.23	3.3	9 104	11 985	31.65
38	0.910	107.1	9.8	52.4	64.4	7.12	1.61	—	3 909	7 296	86.62
39	0.669	93.5	9.9	33.5	50.7	3.88	0.41	4.4	449	709	57.65
40	0.672	93.5	10.0	32.1	50.5	3.81	1.78	3.8	2 259	4 203	86.07
41	0.685	92.5	9.9	32.6	50.6	3.78	1.46	5.0	4 180	3 350	19.86
42	0.844	102.4	8.4	51.0	66.0	5.93	2.23	—	15 660	9 747	37.76
43	0.919	106.0	8.3	56.0	63.5	7.00	1.96	4.2	8 532	8 768	2.77

续表 2 致密油水平井地质参数、实际产量和预测结果

Table 2 (continued) Geological parameters, practical production and prediction results of tight oil horizontal wells in the Wolfcamp Formation, Permian Basin, North America

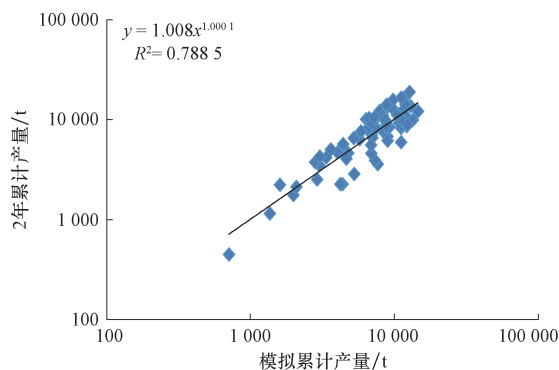
井号	$R_o/\%$	H/m	$Por/\%$	$Soil/\%$	$Brit/\%$	$TOC/\%$	L/km	压裂级数	$CUM2Y/\text{t}$	$PWRR2Y/\text{t}$	误差/ $\%$
44	0.769	88.9	8.3	36.8	62.7	4.18	1.85	5.6	7 595	5 847	23.02
45	0.945	105.2	10.1	59.7	70.6	6.59	1.94	4.1	9 940	11 239	13.07
46	0.919	106.2	8.3	57.3	63.5	7.00	2.02	5.6	8 422	9 193	9.15
47	0.816	93.4	9.6	58.7	79.8	7.04	2.07	—	8 614	12 122	40.73
48	0.761	101.5	7.5	60.5	63.8	7.04	1.81	—	6 559	6 998	6.69
49	0.794	107.0	7.0	52.9	72.4	6.53	2.80	4.0	18 789	12 711	32.35
50	0.715	91.3	7.5	57.4	62.7	6.68	1.79	—	10 926	6 379	41.62
51	0.751	91.4	8.1	56.1	72.8	6.93	2.52	—	14 285	12 034	15.76
52	0.82	105.8	7.6	61.7	81.1	7.34	2.19	—	14 285	12 050	15.65
53	0.825	106.1	7.6	58.9	80.6	7.41	2.07	3.5	10 154	10 971	8.04
54	0.744	93.1	7.6	60.1	64.1	7.09	1.06	—	5 037	3 606	28.42
55	0.756	91.4	7.9	58.8	68.3	7.12	1.34	—	2 864	5 242	83.02
56	0.827	106.6	7.4	61.8	81.2	7.6	2.11	4.5	16 393	11 509	29.79
57	0.832	107.2	8.8	60.4	79.3	7.14	2.44	—	12 059	14 514	20.36
58	0.767	103.2	7.4	60.6	64.4	7.06	2.05	—	10 926	8 266	24.35
59	0.793	107.0	7.0	52.4	71.1	6.42	2.98	4.1	9 886	13 351	35.04
60	0.825	106.5	7.5	62.4	81.0	7.36	1.83	—	7 598	9 758	28.44
61	0.748	91.4	8.1	55.6	73.0	6.89	2.56	—	8 859	12 219	37.93
62	0.869	79.6	9.1	37.4	79.5	3.87	2.42	—	14 234	11 878	16.55
63	0.720	91.6	7.5	58.4	63.1	6.92	1.50	—	6 531	5 209	20.24
64	0.807	106.6	7.0	52.7	78.3	6.90	1.89	3.4	9 913	8 575	13.49
65	0.717	90.2	9.6	39.8	51.7	4.52	1.13	3.2	3 758	2 808	25.27
66	0.726	91.1	7.5	58.5	62.5	6.68	1.88	2.6	5 560	6 862	23.41
67	0.829	90.0	8.7	47.1	66.8	5.61	2.08	3.4	8 641	8 779	1.59
68	0.802	106.8	7.0	54.0	76.9	6.84	2.24	5.1	11 112	10 447	5.98
69	0.800	106.8	7.0	52.3	76.6	6.86	2.08	5.0	6 162	9 339	51.55
70	0.801	106.6	9.5	25.8	51.7	2.88	1.89	3.1	3 493	4 542	30.02
71	0.844	91.9	9.1	40.5	59.7	4.96	1.89	2.9	10 314	6 652	35.51
72	0.699	91.5	7.6	54.6	62.7	6.41	1.00	4.9	4 269	3 025	29.15
73	0.836	93.3	9.2	38.6	56.5	4.45	2.09	3.4	9 077	6 935	23.59
74	0.701	91.5	7.6	55.3	62.8	6.48	2.87	4.0	16 544	11 140	32.67
75	0.844	92.7	9.2	39.2	58.4	4.77	2.08	3.4	10 448	7231	30.79
76	0.923	108.9	9.8	57.6	65.2	7.09	0.44	6.9	2 226	1 600	28.13
77	0.805	77.7	10.0	53.8	80.1	6.14	1.63	5.6	14 003	8 784	37.27
78	0.821	105.1	7.5	55.1	80.5	7.21	1.11	3.6	4 330	4 877	12.64

注: $CUM2Y$ 为 2 年累产实际值, t ; $PWRR2Y$ 为 2 年累产的模拟值, t ; R_o 为有机质成熟度, $\%$ (本次未做变换); H 为地层厚度, m ; Por 为孔隙度, $\%$; $Soil$ 为含油饱和度, $\%$; $Brit$ 为脆性矿物含量, $\%$; TOC 为有机质丰度, $\%$; L 为水平完井段长, km ; 压裂级数为反映水力压裂强度的参数。

表 3 多元回归拟合各参数影响系数

Table 3 Influence coefficient of each parameter for multivariate regression fitting in the Wolfcamp Formation, Permian Basin

参数	常数	成熟度/ $\%$	地层厚度/ m	孔隙度/ $\%$
影响系数	6.340 1	0.633 3	0	0.506
参数	含油饱和度/ $\%$	脆性矿物含量/ $\%$	有机质丰度/ $\%$	水平完井长度/ km
影响系数	0.497 1	1.034 4	0	1.231 6

图6 模拟结果 $PWRR2Y$ 与 2 年累计产量对比Fig. 6 Comparison between the simulation results ($PWRR2Y$) and 2-year cumulative production

果 $PWRR2Y$ 与实际 2 年累计产量的对比,发现模拟产量与实际产量的集中误差在 40% 以内(表 2)。客观上讲,单井产量受控因素远不止几个主要地质因素,因此模拟产量与实际产量误差不超过 100% 均可以认为是具有应用价值的结果。本次模拟为了使数据尽可能多的参与计算,以便后文分析区域的可采资源量,未考虑单位段长压裂级数对产量的影响,获得的预测与实际产量相关系数为 0.788 5(图 6)。若为消除压裂级数的部分影响,仅选取单位段长压裂级数介于 3 到 5.6 之间的钻井,获得的预测与实际产量相关性更好,相关系数达 0.803 9,由于过程基本一致,本文不再详述。

$$PWRR2Y = e^{6.3401} \times R_o^{0.6333} \times \Phi^{0.506} \times Soil^{0.4971} \times Brit^{1.0344} \times L^{1.2316} \quad (6)$$

式中: $PWRR2Y$ 为虚拟井控面积下 2 年预测产量, t; R_o 为有机质成熟度, %; Por 为孔隙度, %; $Soil$ 为含油饱和度, %; $Brit$ 为脆性矿物含量, %; TOC 为有机质丰度, %; L 为水平完井段长, km。

4.3 可采资源量评价

由于公式(6)中有非地质因素水平完井段长,所以需要去掉后才能预测可采资源量。统计该区 136 口致密油水平井完井段长后,本文选取中值 1 700 m 为该区水平井平均完井段长(平均值为 1 670 m, 相差不大),也就可以把评价模型中水平段长 L 变成固定值,即 $5.6^{1.2316}$ 。由此利用 Petra 软件网格插值计算功能和式 6,结合各参数平面分布图(图 5),计算出 SJ 区块狼营组 B_{12} 段致密油 $PWRR2Y$ 。利用经验公式(图 4, 公式 7)换算成致密油 $PWRR$,网格化插值即可得到单位井控面积可采资源量平面分布图。通过地区钻井平均井控面积,可以计算得到研究区狼营组 B_{12} 段致密油单位面积资源丰度图(图 7)。本次计算单井井控面积时,参考该区其他层位的成熟区块水平井平均井距,统

计得到该区水平井压裂后的渗流半径 r 为 185 m,再结合前述平均水平段长即得井控面积。评价结果图高值区内的钻井产量也均比较高,而低值区致密油井产量相应比较低,说明原来模型与实际情况对应性良好,也印证了前文 0.788 5 的相关系数。

$$PWRR = 5.2038PWRR2Y^{0.9328}$$

$$(\text{同 } EUR = 5.2038CUM2Y^{0.9328}) \quad (7)$$

式中: $PWRR$ 为虚拟井控面积下可采资源量, t; $PWRR2Y$ 为虚拟井控面积下 2 年预测产量, t; EUR 为单井最终可采储量, t; $CUM2Y$ 为单井 2 年累积产量, t。

假设评价区目的层系全部布满水平井,水平井的井控面积之间空余,结合待评价区域的单位面积可采资源量分布图和单位面积大小,即单井平均井控面积,通过公式(8)就可以计算出平均区内目的层系的致密油可采资源总量。狼营组 B_{12} 段总可采资源量,为 $4\,615 \times 10^4$ t。

$$TRR = \frac{S \times PWRR}{2r \times L} = \sum_{i=1}^n \frac{S \times PWRR_i}{2r \times L} \quad (8)$$

式中: TRR 为评价区技术可采资源量, t; S 为评价区面积, km^2 ; r 为渗流半径, km; L 为水平井水平方向完井段长, km; $PWRR$ 为单一虚拟井控面积下可采资源量, t。

由于非常规资源与经济开采紧密联系,因此单一的资源总量很难满足实际生产中的需要。由此,可以根据经济成本和预期产量,划分出高产、中产、低产对应的 $PWRR$ 界限后(表 4),进而估算出不同产能的致密油可采资源量,可与“Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类资源相对

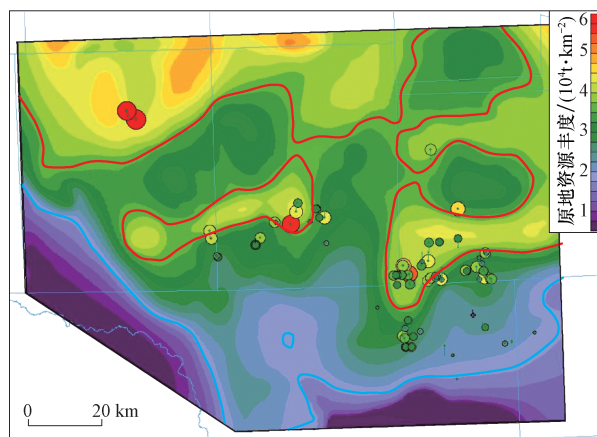
图7 SJ 区狼营组 B_{12} 段致密油可采资源丰度预测结果平面分布Fig. 7 Planar distribution of prediction results of the recoverable tight oil abundance in the B_{12} interval of Wolfcamp Formation in SJ area, Permian Basin, North America

表 4 SJ 区狼营组 B₁₂段致密油可采资源预测结果
Table 4 Predicted recoverable tight oil resources in the B₁₂ interval of Wolfcamp Formation in SJ area, Permian Basin, North America

可采资源级别	完井水平段平均长度/m	平均井距/m	2 年累计产量界限/(10 ⁴ t)	EUR 界限/(10 ⁴ t)	分布面积/km ²	可采资源量/(10 ⁴ t)
I 类(高产区)	1 700	370	1.43	3.38	76	44
II 类(中产区)	1 700	370	0.95	2.46	5 501	2 483
III 类(低产区)	1 700	370	0.47	1.23	6 067	1 869
总可采资源量					13 667	4 615

应。而现有技术下可采资源总量,就是以 0 为界限的可采资源量。这种划分方法告别了以往仅仅通过几个参数的叠加就定性的划分出的 I 类、II 类、III 类可采资源。本文选取狼营组 B₁₂段水平井钻井和完井平均成本为 5.35×10^6 美元,油价为 440 美元/t,计算出 SJ 区狼营组 B₁₂段致密油 I 类可采资源为 44×10^4 t; II 类可采资源为 $2\,483 \times 10^4$ t; III 类可采资源为 $1\,869 \times 10^4$ t。所以,在该区狼营组 B₁₂段致密油主要处于 II 类和 III 类可采资源,当然若按照当前油价为 220 美元/t,则几乎全部为 III 类和 III 类以下的可采资源。根据国际油价的变化,可以相应的调整对应的界限,再利用上述方法得到不同级别的可采资源量,该可采资源量某种程度上已经可以代替经济可采资源量。如果有招标区块的位置信息,则可以很轻易的计算出区块内各级别可采资源量,对合理评估区块的致密油资源特征也具有重要意义。

5 讨论

5.1 结果分析

模拟过程中一些地质特征参数影响系数为“0”,原因可能有两种:第一种原因,为该参数在研究区内对致密油可采资源量并无明显影响关系,例如厚度因素,前文地层厚度与 2 年累计产量相关性分析时的结果为不相关,回归分析再次印证了相关性分析的结果可靠性。第二种原因,是各个地质参数并非为正交的,它们之间也是具有正相关性的,因而该影响因素被别因素所覆盖,在公式中无需重复体现,例如,许多致密油区的 TOC、含油饱和度或 R_o 之间往往都有正相关关系。SJ 区 78 口井的 TOC 与含油饱和度直接的相关性就高达 0.92(图 8),所以造成了含油饱和度参数“取代”了 TOC 的影响。后一种原因,也从侧面说明了相关性分析仅能简单的分析单一参数对可采资源的影响,在相关因素中,无法更精细的分析出这些参数对可采资源的影响大小,以及影响参数之间的相互关系。

常规的原地资源丰度是利用体积法计算出的,基

于孔隙度、地层厚度和含油饱和度等数据,其与实际产量存在一定的对应性。SJ 区狼营组 B₁₂段生产井位置的原地资源丰度与 2 年累计产量相关系数 R^2 为 0.27(图 9),显然没有本次新模型的对应性好(图 8)。另外,通过原地资源丰度图计算,可以获得 SJ 区狼营组 B₁₂段致密油地质资源量为 171×10^8 t,按照致密油平均可采系数 3.5%,即可采资源量为 6×10^8 t,比本次计算结果大了 10 倍。据 USGS、EIA 等机构对世界级致密油生产区威利斯顿盆地巴肯组(Bakken)的致密油可采资源估计,总量为 4.9×10^8 t ~ 10×10^8 t^[3,35-36],因而二叠盆地局部仅狼营组 B₁₂段的可采资源量就具有 6×10^8 t 的可采资源量显然是不太

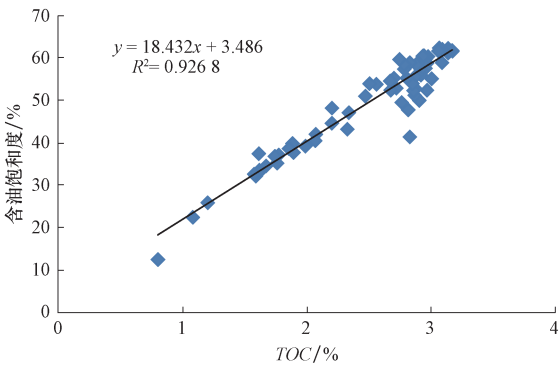


图 8 含油饱和度与 TOC 相关关系
Fig. 8 Correlation between oil saturation and TOC in the Wolfcamp Formation, Permian Basin, North America

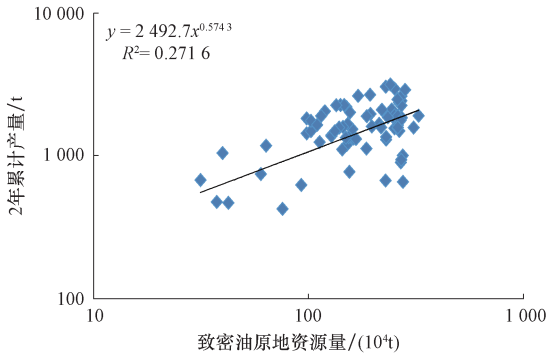


图 9 原地资源丰度与实际产量散点图
Fig. 9 Scatter diagram showing correlation between in-situ oil abundance and actual production

可能的,这也侧面说明了常规方法对致密油可采资源的评估作用有限。

总体上,结果说明本次设计模型的可靠性较好,虽然影响产量的因素众多,现实中也不可能对一个地区快速掌握清楚,但总体上的效果能够满足评价的需要。

5.2 模型误差分析

在地质条件相近的致密油产区,依据地质参数模拟产量的思路,建立地质参数与产量的关系模型。基于关系模型,结合未钻井地区地质参数,就可以预测出未钻井地区可采资源丰度。通过二叠前陆盆地狼营组、威利斯顿克拉通盆地巴肯组和海湾被动陆缘盆地鹰滩组(Eagleford)致密油(图10)3个地区的致密油可采资源丰度评价结果,显示该模型对于同一构造带范围内的单位面积平均可采资源的预测具有较为良好的适用性,与致密油所在盆地类型并无明显关系。但是通过威利斯顿盆地巴肯组和海湾盆地鹰滩组致密油可采资源丰度预测和实际产量比对照图可以看出,对于区域内某口井的可采资源丰度预测应用效果仍有许多缺陷。

分析认为形成如此不足的原因主要有以下几点:

1) 生产井产量数据与地质参数来源差异。巴肯组和鹰滩组的部分致密油井产量数据与地质参数并不是一一对应的,而是通过附近井平均值(网格插值)获得,这就造成了模型中自变量和因变量的不匹配,从而形成相应的误差。

2) 参与模拟运算的数据种类和覆盖面不全。当

参与运算的数据组中,包含某个地质参数较高值,也有该地质参数较低值时,运算的数据覆盖面就会越大,模拟结果将会越好,越能反映实际地质规律和生产情况。另外,由于是海外的致密油生产区,资料获取在一定程度上受限,虽然主要地质参数均有,但是地质参数种类并不完全。例如巴肯组致密油模型建立过程中缺少产层脆性矿物含量的因素;狼营组致密油模型建立过程中缺少统一的地层压力数据。另外,巴肯组、鹰滩组和狼营组致密油模型建立过程中均缺少描述裂缝发育程度的参数,而裂缝发育程度对致密油可采资源的影响也是很难完全被其他地质参数所代替的。

3) 施工条件、技术水平等工程影响或者人为影响无法忽略。虽然本文通过生产井水平完井段长均一化和选取完井时间相当的生产井,在一定程度上消除了部分工程因素的影响,但是仍有很多未考虑的非地质因素影响,例如水平井压裂质量,生产时对地层压力、温度的控制等等,也会造成同样地质条件下不同产量的现象,在预测模型中就会形成与真实值的误差。例如,在巴肯组和鹰滩组致密油预测可采资源丰度与实际产量叠合图中明显可以看出,在多口高产井附近经常会出现一两口低产井,而在多口低产井附近出现一两口中高产井的现象。

4) 模型中选取的因变量的问题。本次模型中选取的产量数据作为可采资源量的“真实值”,一定程度上低估了资源量,因此本方法得出结果可认为是相对保守的可采资源量。

毕竟实际地质情况并不能完全真实的反映在本次设计的模型中,但是与常规资源评价方法相比,已经有了较大提升,基本可以满足对某个区域内的致密油可采资源的评价和有利区的优选,而且为未来经济评价也可以提供更加详实的数据支持。

5.3 模型适用范围

综合3个不同类型盆地的致密油可采资源丰度的评价结果与实际产量的分析,发现该模型尚有不足。为了能使该可采资源模型能够发挥更好的评价和预测能力,认为应用本次模型来评价致密油可采资源规模和分布特征的地区,具有以下条件时应用效果较好:

1) 研究区内致密油同属一构造带内,总体构造条件变化较小。因此相对而言,更适合于大型盆地海相沉积地层,即致密油层系沉积面积大、相对稳定构造区面积大。若研究区内致密油构造差异大,其主控因素就会有明显差异,需要先将研究区按构造

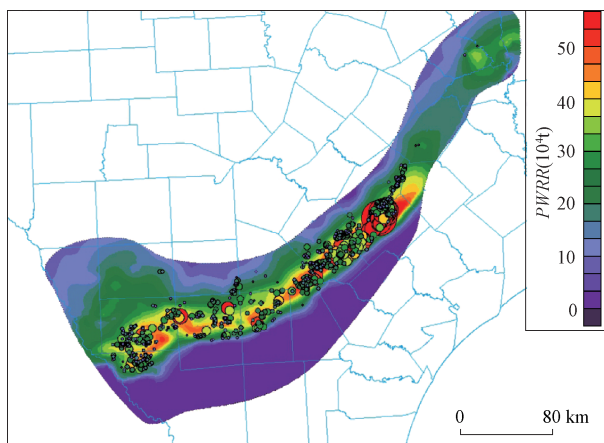


图10 海湾盆地鹰滩组致密油可采资源预测与实际产量分布

Fig. 10 Diagram showing the predicted recoverable resources and actual production of Eagle Ford tight oil, Gulf of Mexico Basin

条件划分成相应的多个区域,分别利用本次模型进行模拟预测。

2) 数据来源统一、类型多、覆盖面广,模型精度会越高。同一公司的钻井、完井和生产数据,人为误差会比较小;同一批次的实验分析数据,人为误差也会比较低。研究区具有厚度、孔隙度、有机质丰度、有机质成熟度、脆性矿物含量等多个地质参数数据,这些参数需基本包括定性评价致密油的基本参数,即烃源条件、资源规模和可开采性三方面条件参数。生产井所处地质条件覆盖面越高越好,即各地质参数适当有一定跨度。例如,在成熟度较高和较低处均有生产井数据,就容易区分出区块内成熟度对致密油的影响程度。研究区还必须已有 N 口致密油生产井, N 大于所选地质参数的数量。这些井最好具有半年以上连续生产的产量数据,以便计算出较为准确的单井 EUR ,或者有 2 年以上累产等稳定的产量数据。

3) 生产井钻井、完井质量和开采措施需基本相当,或者可以作为一个参数定量表征。关于影响生产井产量的主要工程措施情况均需要考虑,以降低工程因素对模型的影响,例如前文所述水平井水平完井段长情况等。另外,生产井的开采技术差异较大,其产量数据也需要先标准化后再进行统一运算,例如一口井在 1 年内经历多次再压裂,其产量会比同样地质条件下的井产量高,这时就需要分开考虑。

基本符合上述 3 个条件的研究区,在应用本次模型,按步骤实施获得的预期结果精度会比较高。若研究区数据条件差异较大,需重新考虑选取的方法或对本次模型进行一定的修正。

6 结论

1) 基于研究区致密油井地质参数与实际产量数据关系,建立评价致密油可采资源的评价模型,利用相关性分析和多元回归方法确定各地质参数及影响系数,进而可获得研究区致密油可采资源丰度和资源量。

2) 通过对二叠盆地 SJ 区狼营组 B_{12} 段典型致密油实例分析,本文提出方法具有较好应用,并确定该区致密油可采资源的地质因素影响从大到小依次为:脆性矿物含量、成熟度、孔隙度、含油饱和度,计算出可采资源量为 $4\,615 \times 10^4$ t。

3) 多元回归的致密油可采资源量评价模型与产量直接对应,因而可以通过增加对产量的约束,获得不同级别的可采资源量,使得资源评价结果能更为直接有效的用于经济评价和区块优选等。

参 考 文 献

- [1] EIA. Annual energy outlook 2017 [EB/OL]. [2017-01-05]. <http://www.eia.gov/outlooks/aeo/index.cfm>.
- [2] Hartenergy. North American Shale Quarterly [EB/OL]. [2015-03-01]. <http://nasqhartenergy.com>.
- [3] EIA. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States [EB/OL]. [2013-05-01]. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>.
- [4] 王红军,马锋,童晓光,等. 全球非常规油气资源评价[J]. 石油勘探与开发,2016,43(6):850-862.
Wang Hongjun, Ma Feng, Tong Xiaoguang, et al. Assessment of global unconventional oil and gas resources. [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6):850-862.
- [5] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 2—Shale-oil resource systems [M] // Breyer J A. Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century. Tulsa: AAPG, 2012: 89-119.
- [6] 邹才能,张国生,杨智,等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4):385-399.
Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4):385-399.
- [7] 赵靖舟,李军,曹青,等. 论致密大油气田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5):573-583.
Zhao Jingzhou, Li Jun, Cao Qing, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5):573-583.
- [8] IHS. Going global: Predicting the next tight oil revolution [EB/OL]. [2014-09-01]. <http://www.ihs.com/products/cera>.
- [9] 邱振,邹才能,李建忠,等. 非常规油气资源评价进展与未来展望[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2):238-246.
Qiu Zhen, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Unconventional petroleum resources assessment: Progress and future prospects [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2):238-246.
- [10] 王社教,李峰,郭秋麟,等. 致密油资源评价方法及关键参数研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9):1576-1582.
Wang Shejiao, Li Feng, Guo Qiulin, et al. Tight oil resource assessment methods and key parameters [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9):1576-1582.
- [11] 杨智,侯连华,陶士振,等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5):555-565.
Yang Zhi, Hou Lianhua, Tao Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5):555-565.
- [12] 邹才能,杨智,张国生,等. 常规-非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1):14-27.
Zou Caineng, Yang Zhi, Zhang Guosheng, et al. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: Concept and practical significance. [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,

- 41(1):14-27.
- [13] 张国印,王志章,郭旭光,等. 准噶尔盆地乌夏地区风城组云质岩致密油特征及“甜点”预测[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2):219-229.
- Zhang Guoyin, Wang Zhizhang, Guo Xuguang, et al. Characteristics and “sweet spot” prediction of dolomitic tight oil reservoirs of Fengcheng Formation in Wuxia area, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2):219-229.
- [14] 朱华,姜文利,边瑞康,等. 页岩气资源评价方法体系及其应用——以川西坳陷为例[J]. 天然气工业, 2009, 29(12):130-134.
- Zhu Hua, Jiang Wenli, Bian Ruikang, et al. Shale gas assessment methodology and its application: A case study of the western Sichuan Depression[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12):130-134.
- [15] 郭秀英,陈义才,张鉴,等. 页岩气选区评价指标筛选及其权重确定方法——以四川盆地海相页岩为例[J]. 天然气工业, 2015, 35(10):57-64.
- Guo Xiuying, Chen Yicai, Zhang Jian, et al. Assessment index selection and weight determination of shale gas plays: A case study of marine shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(10):57-64.
- [16] 王社教,郭秋麟,吴晓智,等. 致密油资源评价技术与应用[M]. 北京:石油工业出版社, 2015.
- Wang Shejiao, Guo Qiuluo, Wu Xiaozhi, et al. Evaluation technology and application of tight oil resources[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [17] Lovell M C. Seasonal adjustment of economic time series and multiple regression analysis[J]. Journal of the American Statistical Association, 1963, 58(304):993-1010.
- [18] Musil C M, Jones S L, Warner C D. Structural equation modeling and its relationship to multiple regression and factor analysis[J]. Research in Nursing & Health, 1998, 21(3):271-81.
- [19] Xue G, Datta-Gupta A, Valko P, et al. Optimal transformations for multiple regression: application to permeability estimation from well logs[J]. SPE Formation Evaluation, 1997, 12(2):85-94.
- [20] Preacher K J C P J, Bauer D J. Computational tools for probing interactions in multiple linear regression, multilevel modeling, and latent curve analysis[J]. Journal of Educational and Behavioral Statistics, 2006, 31(4):437-448.
- [21] 王越. 低渗透油田可采储量标定方法研究[D]. 成都:西南石油大学, 2009.
- Wang Yue. Research on calibration method of recoverable reserves in low permeability oilfield[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2009.
- [22] 郭秋麟,李峰,陈宁生,等. 致密油资源评价方法、软件及关键技术[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9):1566-1575.
- Guo Qiulin, Li feng, Chen Ningsheng, et al. Methodology, new software system and key technology for tight oil resources assessment[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9):1566-1575.
- [23] 石广仁. 支持向量机在多地质因素分析中的应用[J]. 石油学报, 2008, 29(2):195-198.
- Shi Guangren. Application of support vector machine to multi-geological-factor analysis[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2):195-198.
- [24] Gentry R, Mccray A. The effect of reservoir and fluid properties on production decline curves[J]. Journal of Petroleum Technology, 1978, 30(9):1327-1341.
- [25] Lund L. Decline curve analysis of shale oil production: The case of Eagle Ford[D]. Uppsala: Uppsala University, 2014:12-51.
- [26] Ruppel S C, Bebout D G. Competing effects of depositional architecture and diagenesis on carbonate reservoir development: grayburg formation, South Cowden Field, West Texas[M]. Texas: Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, 2001.
- [27] C & C. C & C reservoirs[EB/OL]. [2015-12-30]. <http://www.ccrepositories.com>.
- [28] Murphy R. Depositional systems interpretation of early permian mixed siliciclastics and carbonates, Midland Basin, Texas[D]. Bloomington: Indiana University, 2015.
- [29] Baumgardner J R W, Hamlin H S, Rowe H D. High-resolution core studies of Wolfcamp/Leonard basinal facies, southern Midland Basin Texas[C] // American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article (10607). Texas: AAPG, 2014.
- [30] Zhang X S, Wang H J, Ma F, et al. Classification and characteristics of tight oil plays[J]. Petroleum Science, 2016, 13(1):18-33.
- [31] Hamlin H S, Baumgardner R W. Wolfberry (wolfcampian-leonardian) deep-water depositional systems in the Midland Basin: stratigraphy, lithofacies, reservoirs, and source rocks[M]. West Texas: Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, 2012.
- [32] IHS. Exploration, production, and midstream information and analysis spanning over 250 countries. [EB/OL]. [2016-02-01]. <https://my.ihs.com/Energy>.
- [33] Nathans L L, Oswald F L, Nimon K. Interpreting multiple linear regression: A guidebook of variable importance[J]. Practical Assessment, Research & Evaluation, 2012, 17(9):1-19.
- [34] 王惠文,孟洁. 多元线性回归的预测建模方法[J]. 北京航空航天大学学报, 2007, 33(4):500-504.
- Wang Huiwen, Meng Jie. Predictive modeling on multivariate linear regression[J]. Journal of Beijing University of Aeronautics and Astronautics, 2007, 33(4):500-504.
- [35] Gaswirth S B, Marra K R, Cook T A, et al. Assessment of undiscovered oil resources in the bakken and three forks formations, Williston Basin Province, Montana, North Dakota, and South Dakota, 2013[EB/OL]. [2013-12-20]. <https://pubs.er.usgs.gov/publication/fs20133013>.
- [36] Pollastro R M, Roberts L N, Cook T A. Geologic assessment of technically recoverable oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation[C] // Geological Survey Digital Data Series DDS-69-W. US Geological Survey, 2013.