

引用格式:梅俊伟,熊欣雅,唐建信,等.基于随机建模的页岩油储量评价敏感因素识别与降敏应用——以苏北盆地溱潼凹陷阜二段 QY1 井组为例[J].油气藏评价与开发,XXXX,XX(X):
Mei Junwei, Xiong Xinya, Tang Jianxin, et al. Identification of sensitive factors and desensitization application in shale oil reserve evaluation based on stochastic modeling: a case study of QY1 well group in the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, XXXX, XX(X):
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20260110

基于随机建模的页岩油储量评价敏感因素识别与降敏应用

——以苏北盆地溱潼凹陷阜二段 QY1 井组为例

梅俊伟¹, 熊欣雅¹, 唐建信¹, 杨正茂¹, 颜雨竹¹, 咎灵^{1,2}

(1. 中国石化华东油气分公司, 江苏 南京 210019; 2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206)

摘要:地质储量的精准评价是认识页岩油藏开发潜力与制定科学开发方案的核心前提。针对页岩油储层非均质性强、参数预测多解性特征显著的问题,常规容积法掩盖了储层非均质性,传统概率法则低估了参数内在相关性,难以精准量化储量规模及不确定性。研究以苏北盆地溱潼凹陷阜二段 QY1 页岩油井组为研究对象,采用随机建模方法开展储量评价全过程系统分析,重点完成敏感因素识别、降敏对策制定及储量评价应用。研究表明:地震解释层面深度偏差、孔隙度与含油饱和度建模主次变程参数及模型网格单元步长是影响储量不确定性的中-高敏感因素,其对储量的相对影响程度介于 4.1~12.2%;通过构造建模层面的约束数据挖掘、属性建模的相控约束、模型网格步长优化等三大降敏对策,可将中-高敏感因素对储量的相对影响程度降低至 2.4%~3.5%;降敏后评价储量分布值域区间收窄 38.5%,大于累积概率曲线斜率增大 14.7%,不确定性降低 10.7%,储量预测精度明显提升。基于降敏后的随机建模方法进一步完成井组分层系储量量化评价,明确阜二段 I_下—II_上亚段为储量分布核心区、III 亚段次之、IV—V 亚段极低;结合 P50 储量丰度与单井内部收益率关系,提出分层系井距优化及储层改造完善建议。

关键词:随机建模;页岩油;储量评价;敏感因素;不确定性降敏;溱潼凹陷;苏北盆地

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Identification of sensitive factors and desensitization application in shale oil reserve evaluation based on stochastic modeling: a case study of QY1 well group in the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin

Mei Junwei¹, Xiong Xinya¹, Tang Jianxin¹, Yang Zhengmao¹, Yan Yuzhu¹, Zan Ling^{1,2}

(1. Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China)

Abstract: Accurate evaluation of geological reserves is a core prerequisite for understanding the development potential of shale oil reservoirs and formulating scientific development plans. Aiming at the problems of strong heterogeneity of shale oil reservoirs, prominent non-uniqueness of parameter prediction, conventional volumetric method masking reservoir heterogeneity, traditional probabilistic method underestimating the inherent correlation of parameters, and difficulty in accurately quantifying reserve scale and uncertainty, this study takes the QY1 shale oil well group in the Second Member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin as the research object, adopts a stochastic modeling approach to conduct a systematic analysis of the entire reserve evaluation process, and focuses on completing the identification of sensitive factors, formulation of desensitization countermeasures, and application of reserve evaluation. The results show that: depth deviation in seismic interpretation, primary and secondary range parameters of porosity and oil saturation modeling, and model grid cell step size are

收稿日期:2026-05-25。

第一作者简介:梅俊伟(1979—),男,博士研究生,副研究员,主要从事油气藏开发科研生产工作。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail: meijunwei@163.com

通信作者简介:熊欣雅(1989—),女,硕士研究生,助理研究员,主要从事页岩油开发评价工作。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail: xiongy99.hdsj@sinopec.com

基金项目:新型油气勘探开发国家科技重大专项项目“渤海湾超级盆地油气富集规律与新领域勘探技术”(2024ZD1400100);中国石化科技部项目“溱潼凹陷低TOC陆相页岩油勘探开发关键技术”(P23190);中国石化科技部项目“陆相页岩油注CO₂提高采收率机理研究”(P25043)。

medium-to-high sensitive factors affecting reserve uncertainty, with their relative impact on reserves ranging from 4.1 to 12.2%; through three major desensitization countermeasures — constrained data mining in structural modeling, facies-controlled constraint in property modeling, and optimization of model grid step size — the relative impact of medium-to-high sensitive factors on reserves can be reduced to 2.4% to 3.5%; after desensitization, the value range of evaluated reserve distribution narrows by 38.5%, the slope of the cumulative probability curve increases by 114.7%, uncertainty decreases by 10.7%, and reserve prediction accuracy is significantly improved. Based on the desensitized stochastic modeling method, the quantitative evaluation of reserves by formation in the well group was further completed, confirming that the interval from Lower Member I to Upper Member II is the core area of reserve distribution, followed by Member III, and Submembers IV to V with extremely low abundance; combined with the relationship between P50 reserve abundance and single-well internal rate of return, suggestions for optimization of well spacing by formation and improvement of reservoir stimulation were proposed.

Keywords: stochastic modeling; shale oil; reserve evaluation; sensitive factor; uncertainty desensitization; Qintong Sag; Subei Basin

中国页岩油资源丰富,是非常规油气资源勘探开发的重要战略接替领域^[1-3],其储量的精准量化与不确定性表征是认清油藏开发潜力、规避勘探决策风险、制定科学开发方案的前提与关键^[4-6]。其中,溱潼凹陷阜二段页岩油作为典型的陆相页岩油藏,具有源储一体、埋深大、储层厚、岩相类型多、烃类赋存复杂及非均质性极强的特征^[7-14],这类油藏的储量评价对方法的精细化与适应性提出了更高要求。目前页岩油储量计算的主流方法中,容积法因原理简单、操作便捷被广泛推荐^[15],但其采用算术平均或加权平均处理孔隙度、含油饱和度等参数,掩盖了页岩油储层岩相分异显著、属性参数空间变异强烈的非均质特性,尤其是页岩油资料井相对稀疏的场景下(仅有限的导眼井取心和测井资料完整),参数求取精度不足,误差累积效应更会导致储量计算结果与实际值偏差放大。为表征储量不确定性,众多学者引入概率法,通过统计参数分布模型输出不同风险概率下的储量值^[16-19],但该方法过度依赖样品统计规律,低估了页岩油藏的地质复杂性,既无法体现参数间的内在关联性(如厚油层通常物性更优、含油性更好,薄油层则相反),也难以反映岩相、构造等宏观地质要素对储量分布的控制作用。随着勘探开发向复杂地质体延伸,基于地质建模技术的概率法逐渐成为储量不确定性评价的重要手段,其通过构建三维地质模型可有效规避常规容积法与传统概率法在地质认识表征上的局限^[20-22]。但实践中,深层页岩油藏面临“地质认识不充分(如地震分辨率低导致层面解释偏差大)、建模方法适配性不足(如属性建模未考虑地质约束)”等问题,易放大模型不确定性,最终导致储量评价置信区间失真,难以为开发决策提供可靠支撑。综上所述,现有方法仍难以满足强非均质性页岩油藏精准量化储量、有效控制不确定性的评价需求,亟须建立针对性的技术体系。

以溱潼凹陷阜宁组二段QY1页岩油评价井组为研究对象,整合地震、钻井、测井及实验分析等多源数据,提出一种基于随机建模的页岩油储量全流程量化评价方法,重点完成储量敏感因素识别、中-高敏感因素降敏对

策制定及储量评价结果应用。研究构建的“敏感因素识别—靶向降敏对策—分层评价应用”全流程技术体系,不仅将中-高敏感因素对储量的相对影响程度从4.2%~12.2%降至2.4%~3.5%,使储量不确定性降低10.7%,更通过分层系储量评价明确了核心开发层段储量分布特征,为溱潼凹陷及同类陆相页岩油藏储量精准评价与效益开发技术政策研究(如井距优化、压裂工艺选择)提供了可复制推广的技术范式。

1 地质及开发概况

QY1井组位于苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段(以下简称阜二段)页岩油一类区中心部位(图1),构造相对稳定、断层不发育,页岩埋深介于3 500~4 500 m,厚420 m左右,纵向上划分为5个亚段,I—III亚段为页岩油勘探开发主力层段,共划分为五套开发层系(图2)。阜二段页岩储层硅、钙、泥质含量比例为4:3:3,可识别划分6类岩相类型,其中,中有机质纹层状含灰云页岩、中有机质层状含灰云页岩、中有机质纹层/层状灰云质页岩为有利岩相^[10]。TOC(总有机碳)含量介于0.6%~3.2%,整体表现为下低上高分布特征;储集空间以无机孔为主,孔隙度介于0.62%~9.10%。阜二段页岩油为深层、高压、常温页岩油,可动烃介于0.50~7.65 mg/g,地层压力系数1.20~1.65,地温梯度介于2.8~3.0 °C/hm,地面原油密度介于0.838 1~0.898 7 g/cm³,50 °C条件下,地面原油黏度介于11.45~292.14 mPa·s。井组整体部署水平井25口,目前分层实施7口,水平段长介于1 084~1 826 m,压裂放喷1~2 d见油,稳定日产油介于45.4~64.9 t,含水介于39%~50%,综合评价平均EUR(单井评估的最终可采储量)为4×10⁴ t,一次开发采出程度为8.6%。

2 储量计算中-高敏感因素识别与降敏感研究

基于地质模型的容积法开展储量评价,是整合地震、

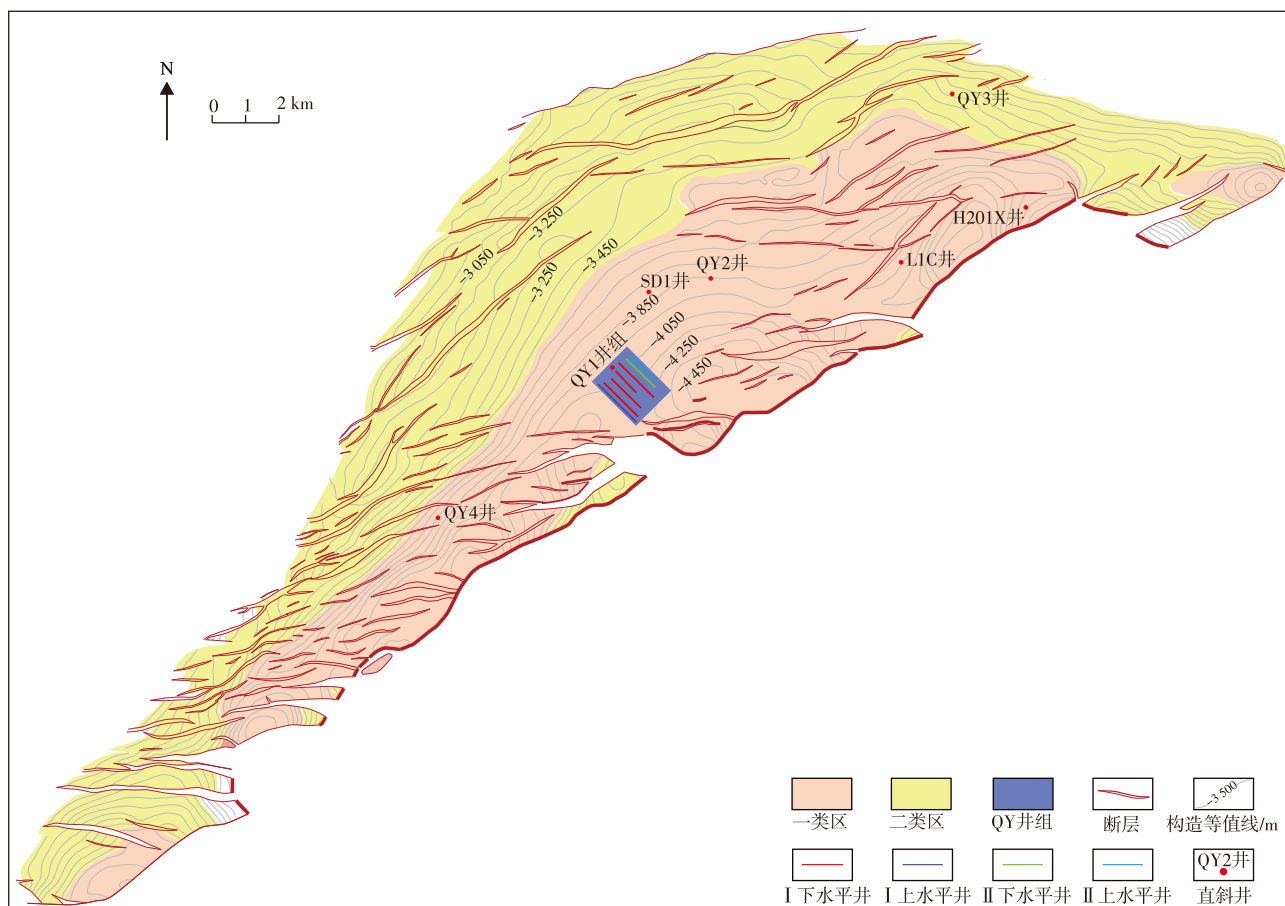


图1 溱潼凹陷QY1井组部署位置

Fig. 1 Deployment location of QY1 well group in Qintong Sag

钻井、测井及实验分析等资料,采用随机建模方法产生多个等概率地质模型实现,每个模型都是反映油藏参数空间可能分布的一个实例,通过对每个模型采用容积法计算地质储量,可得到一系列储量分布值,从而形成储量的大于概率分布曲线,据此评价储量的不确定性。由于影响模型储量计算因素众多,且各因素对储量值大小影响程度不同,而高敏感因素将导致储量分布区间过大,严重影响对油气储量价值做出正确评价。因此有必要优先开展储量计算因素的敏感性分析,评价各因素对储量结果的影响程度,聚焦中-高敏感因素开展成因分析并制定降敏对策,为合理评价储量潜力及优化开发策略提供可靠依据。

2.1 储量计算因素敏感性评价

2.1.1 敏感性因素分析流程

常规容积法储量计算中参数采用油藏平均值或加权平均值,计算公式为:

$$N = 100 \times A \times h \times \varphi \times S_o \times \rho_o / B_o \quad (1)$$

式中: N 为地质储量,单位 10^4 t; A 为含油面积,单位 km^2 ; h 为有效厚度,单位m; φ 为孔隙度,%; S_o 为原始含油饱和度,%; ρ_o 为原始地面脱气原油密度,单位 g/cm^3 ; B_o 为地层原

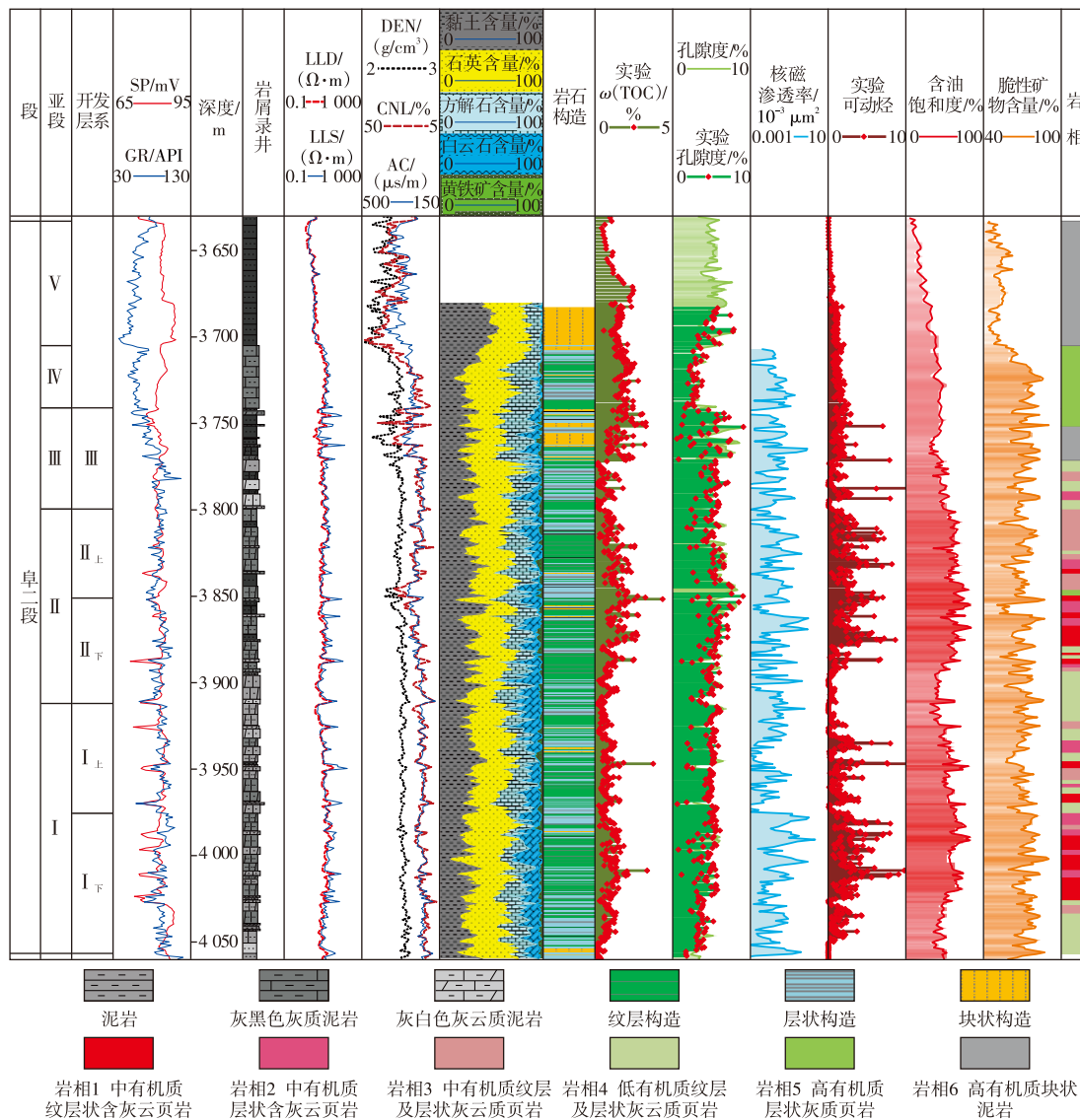
油体积系数。

基于三维地质模型的容积法储,以网格为最小储量计算单元,公式(1)中油藏的有效体积($A \times h$)可等效为模型网格体积与网格有效性乘积的和,根据这一特点可将公式(1)优化变形为公式(2),其中, NTG 参数为计算网格是否有效的指示值。

$$N = \sum_{i=1}^n V_i \times NTG_i \times \varphi_i \times S_{oi} \times \rho_{oi} / B_{oi} \quad (2)$$

式中: N 为模型的地质储量,单位t; V_i 为模型实现中第 i 个网格体积,单位 m^3 ; NTG 为模型中第 i 个网格的有效性,1为有效、0为无效; φ_i 为模型中第 i 个网格孔隙度,%; S_{oi} 为模型中第 i 个网格原始含油饱和度,%; ρ_{oi} 为模型中第 i 个网格的地面脱气原油密度,单位 g/cm^3 ; B_{oi} 为模型中第 i 个网格地层原油体积系数; n 为模型中的网格数。

基础地质模型建立包含构造建模与属性建模两部分,其中构造建模以实钻井分层数据为硬数据、地震解释层面为软数据,采用克里金插值构建各层面模型,在此基础上形成具有一定纵横向网格分辨率的三维网格体;属性建模以测井解释、实验测试数据为主,通过变差函数分析,确定主次变程大小与方位,采用序贯高斯随机模拟生成各类属性参数模型。敏感性因素评价流



注:SP为自然电位,单位mV;GR为自然伽马,单位API;LLD为深侧向电阻率,单位 $\Omega \cdot m$;LLS为浅侧向电阻率,单位 $\Omega \cdot m$;DEN为补偿密度,单位 g/cm^3 ;CNL为补偿中子,%;AC为声波时差,单位 $\mu s/m$ 。

图2 QY1导眼井阜二段综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive histogram of the second member of Funing formation in QY1 pilot well

程为(图3):①对QY1井资料开展系统整理与分析统计,明确页岩油藏参数的分布特征及规律;②建立页岩油藏基础三维地质模型与储量计算框架,分析建模及储量计算过程中可能导致结果不确定的环节,筛选储量评价的可能敏感因素,结合地质认识设定敏感因素的取值区间及数值分布模型;③通过单因素扰动生成多个随机模型,并采用公式(2)计算储量,得到该因素变化情况下一系列储量分布值;④重复步骤3直至完成全部参数敏感性分析,落实各因素对储量计算的相对影响程度。

2.1.2 敏感因素筛选及取值设置

基于地质模型的储量敏感性因素,可系统归纳为建模过程敏感性因素及储量计算敏感性因素两大类,共涉

及29个参数,各参数值设定详见表1。建模过程敏感性分析重点评价模型建立方法的稳健性,即所建模型既要能反应储层参数的空间分布相关性和非均质性,又不宜过度放大储量评价置信区间,影响因素主要包含网格设置、地震解释层面与实钻深度偏差、属性建模变差函数及插值模拟算法等。

模型网格的大小直接关系模型的精度与计算效率,考虑秦潼凹陷地震资料平面分辨率为20 m、井距300 m,20 m平面网格步长可兼顾匹配地震数据拾取精度与井间非均质性刻画需求,页岩隔夹层厚度多为1 m以上,即纵向1 m网格步长可有效刻画层间非均质性,因设计基础网格长、宽、高的步长分别为20 m、20 m、1 m,参数取值模型为均匀分布模型;模型构造层面基于井震资料联合建立,受解释资料精度影响与实钻井眼存在10~30 m

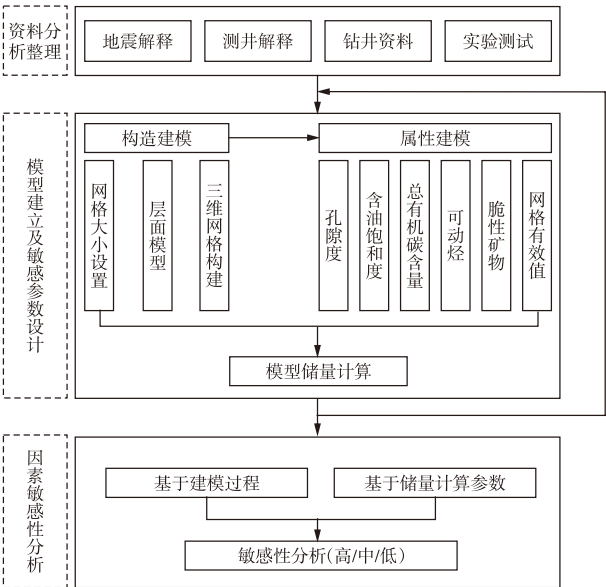


图3 储量计算因素敏感性评价流程图

Figure 3 Flow chart of sensitivity evaluation for reserve calculation factors

绝对误差,平均绝对误差为 20 m,整体符合正态分布;孔隙度、饱和度等属性模型主要通过变差函数分析及插值算法随机种子数来体现,变差函数参数基础值为数据分析结果(因井资料较少,故结合地震反演资料及地质认识综合确定),数据分布模型选正态分布模型,建模插值算法种子数取值介于 1~32 676,选择均匀分布模型。储量计算敏感性因素主要为公式(2)中地面原油密度、地层原油体积系数及网格有效性判别参数,其中,地面原油密度及地层原油体积系数基础值选平均值 0.867 g/cm³ 与 1.267,统计数值整体为正态分布;网格有效性基于孔隙度、含油饱和度、游离烃含量、脆性矿物含量等实验分析资料综合确定下限值,基础取值分别为 0.026、0.4、0.5 mg/g、40%,数值分布模型选正态分布。

2.1.3 因素敏感性分析评价

采用单因素分析对 29 个参数各开展 20 次随机建模或取样,共计通过 580 次储量计算得出各参数扰动情况

表 1 储量敏感性分析参数设计

Table 1 Parameter design for reserve sensitivity analysis

分类	敏感因素	基础值	参数分布模型	最小值	最大值	平均值	标准差
建模过程敏感性因素	平面网格步长/m	20	均匀分布	10	100	—	—
	纵向网格步长/m	1	均匀分布	0.5	5.5	—	—
	地震层面与实钻深度偏差/m	15	正态分布	—	—	20	8
	主变程方位(°)	75	正态分布	—	—	75	8
	主变程值/m	1 000	正态分布	—	—	1 000	78
	孔隙度次变程值/m	750	正态分布	—	—	700	58
	垂向变程/m	10	正态分布	—	—	10	0.8
	模拟种子数	1000	均匀分布	1	32 676	—	—
	主变程方位(°)	75	正态分布	—	—	75	8
	主变程值/m	1 000	正态分布	—	—	800	58
	饱和度次变程值/m	750	正态分布	—	—	600	39
	垂向变程/m	8	正态分布	—	—	8	0.8
	模拟种子数	1 000	均匀分布	1	3 500	—	—
	主变程方位(°)	75	正态分布	—	—	75	2.5
	主变程值/m	1 000	正态分布	—	—	700	15
	可动烃次变程值/m	750	正态分布	—	—	500	10
	垂向变程/m	7	正态分布	—	—	7	0.5
	模拟种子数	1 000	均匀分布	1	3 500	—	—
	主变程方位(°)	75	正态分布	—	—	75	8
	主变程值/m	1 000	正态分布	—	—	1 500	116
公式计算敏感性因素	脆性矿物次变程值/m	750	正态分布	—	—	1 200	58
	垂向变程/m	15	正态分布	—	—	15	1.2
	模拟种子数	1 000	均匀分布	1	3500	—	—
	地面原油密度/(g/m ³)	0.867 0	正态分布	—	—	0.867 0	0.003 9
	原油体积系数	1.267 0	正态分布	—	—	1.267 0	0.003 1
	网格孔隙度下限/%	2.6	正态分布	—	—	2.6	0.2
	含油饱和度下限/%	40	正态分布	—	—	40	4
	可动烃下限/(mg/g)	0.50	正态分布	—	—	0.50	0.04
	脆性矿物下限/%	50	正态分布	—	—	40	2

下储量计算值的分布范围,将储量最小值、最大值与均值相减得差值,再将差值与均值的比值作为储量相对影响程度(图4)。经分析可知:地震层面深度偏差、孔隙度与含油饱和度主变程属于高敏感因素,对储量影响相对显著,储量相对影响程度绝对值介于5.1%~12.2%,模型网格设置参数属于中等敏感因素,储量相对影响程度绝对值介于4.1%~5.9%,其他因素相属于低敏感因素,储量相对影响程度绝对值在2%以下。为能实现储量的精准评价,需对中、高敏感苏开展降敏研究,减小储量计算的不确定性,以便能为后续开发优化提供有效决策依据。

2.2 中-高敏感因素成因分析与降敏对策

1) 地震解释层面深度偏差

页岩油开发以水平井为主,仅依靠少数导眼井(直井)实钻数据,以及受分辨率限制的地震层面解释数据,难以建立高精度构造模型,易导致储量计算体积存在较大偏差。溱潼阜二段页岩形成于深湖沉积环境,平面上分布广泛且在一定范围内厚度相对稳定,通过水平井随钻自然伽马曲线与邻近导眼井自然伽玛曲线精细拟合,可以精准判别水平井在地层中的轨迹分布(图5),并据此沿水平段按

50 m 间隔密集提取构造建模所需的层面控制点数据(图6),在新增层点数据约束下随机生成20个模型,统计分析储量相对影响程度绝对值降低至3.2%以内。

2) 孔隙度与含油饱和度

属性建模过程中各网格单元的模拟取值范围越大,模拟值的多解性就越强,通过相控约束建模能将属性建模约束在地质意义明确的相带内,减少随机建模的不确定性^[23-24]。研究区阜二段页岩依据有机质含量、纹层发育指数及矿物组分等测井解释成果数据可将划分为6种岩相类型^[10, 25](图1),6类岩相的孔隙度、含油饱和度整体呈分段分布特征(图7),岩相1、2、3均为中有机质页岩,仅存在纹层/层状结构差异,在中高孔隙度与中高含油饱和度区间存在部分叠置与交叉,符合陆相页岩岩相渐进过渡的地质规律,为区内主力开发甜点岩相;岩相4有机质丰度低,烃类生成物质基础不足,含油性整体偏低;岩相5、6虽有机质含量高,但受沉积环境影响,纹层/层状构造发育程度降低、烃类转化与储集能力较弱,物性与含油性子在6类岩相中最低。据此,采用岩相约束属性建模,将孔隙度、含油饱和度等参数限定在各岩相的统计值域内,可有效降低参数分布多解性,提升属性模型预测精度。

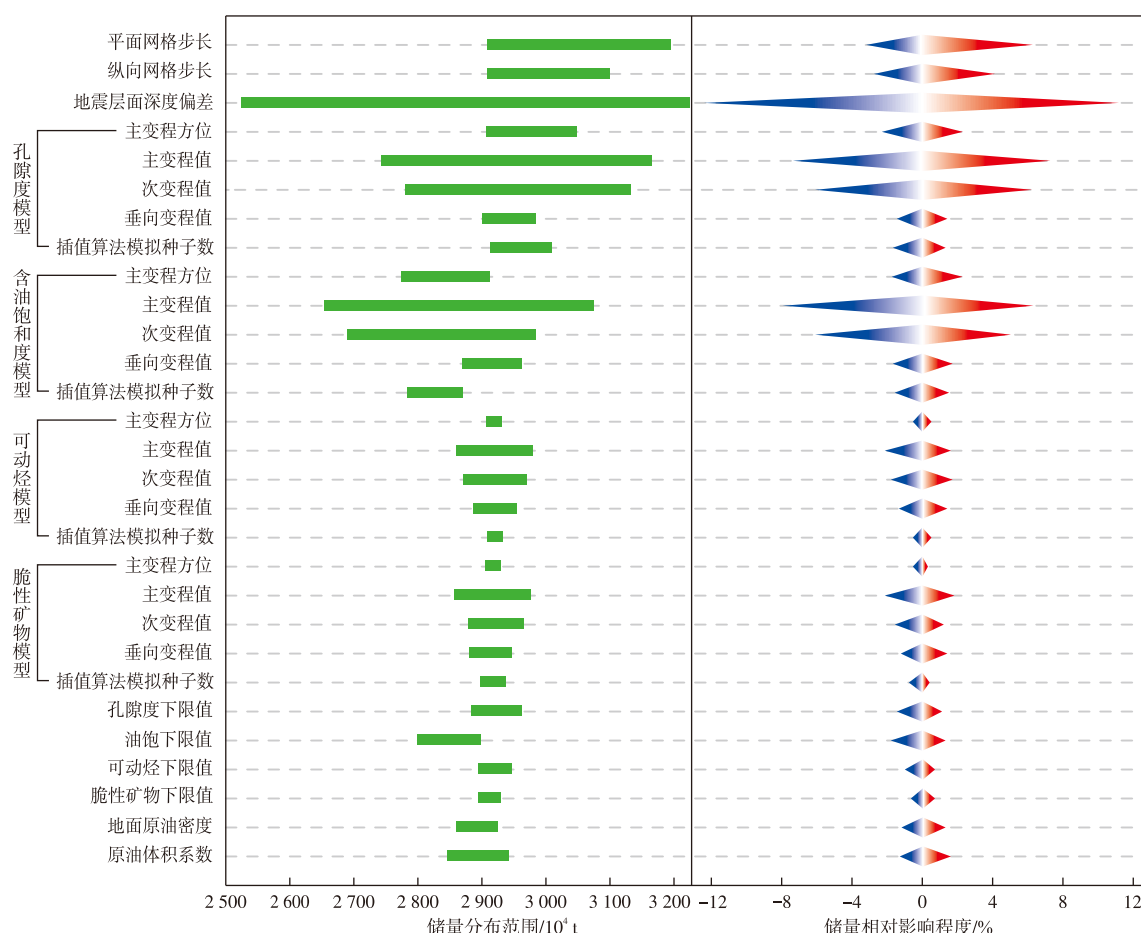


图4 储量计算参数敏感性分析

Figure 4 Sensitivity analysis of reserve calculation parameters

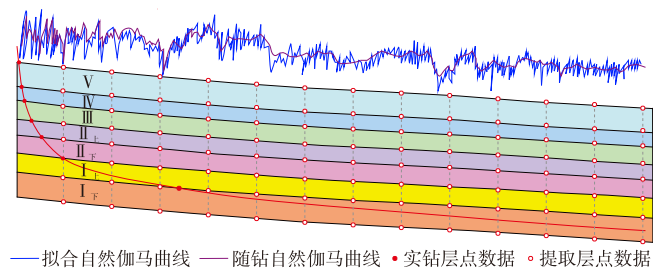


图5 QY1HF水平井穿行轨迹剖面示意图

Fig. 5 Profile of trajectory of QY1HF horizontal well

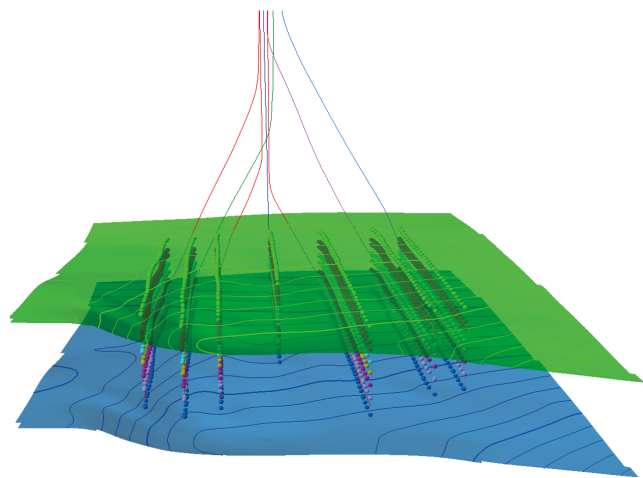


图6 层面控制点数据约束后构造模型顶底面

Fig. 6 Top and bottom surfaces of structural model constrained by horizon control point data

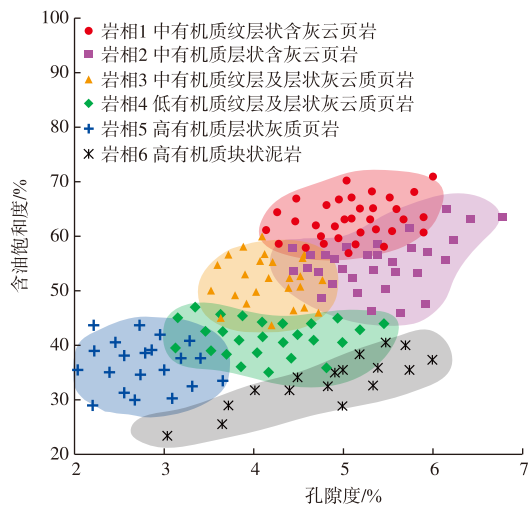


图7 不同岩相孔隙度与含油饱和度关系

Fig. 7 Relationship between porosity and oil saturation of different lithofacies

在岩相模型建立过程中,考虑研究区井资料相对较少,所建岩相模型可能存在井间不确定强等问题,采用井震约束开展岩相建模。首先依据测井解释数据在单井岩相划分基础上标定地震,反演地震相属性数据体(图8),然后以测井岩相为硬数据、地震岩相为软数据,采用同位协序贯高斯随机模拟法整合两类数据生成100个岩相

模型,接着统计相同位置单元网格中各类岩相可能发育的概率,以概率最大值确定该网格的岩相类型,最终实现井组岩相模型的建立(图9);然后继续在岩相模型约束下开展孔隙度与含油饱和度数据分析(获取主次变程及变程方位数据),并分别生成了20个孔隙度与含油饱和度的模拟实现,统计分析储量相对影响程度绝对值分别降低至2.8%与2.4%内。

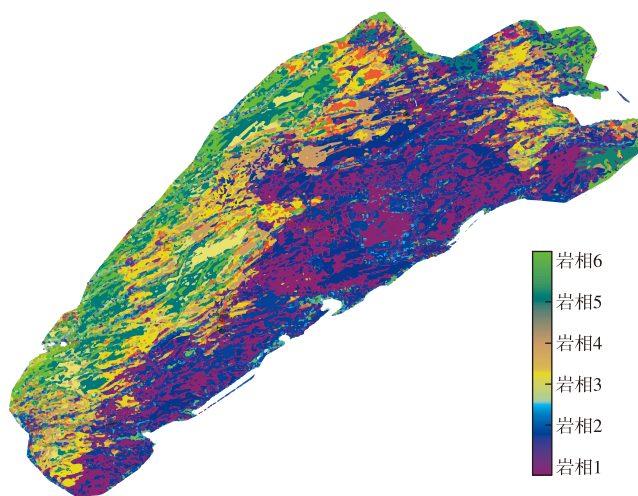


图8 秦潼凹陷阜二段页岩地震相平面分布图

Fig. 8 Planar distribution map of seismic facies of shale in the second member of Funing formation, Qintong sag

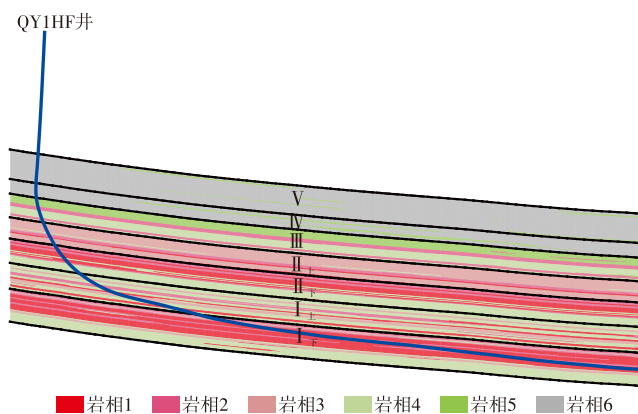


图9 过QY1HF井岩相模型剖面示意图

Fig. 9 Profile of lithofacies model across QY1HF well

3) 模型网格步长参数

建模网格单元大小直接决定地质模型的分辨率,并对后续储量计算、数值模拟及开发决策产生深远影响。网格单元设置越小,虽能精细刻画储层非均质性,但会大幅增加网格数量和模拟计算成本,甚至引入更多非必要的随机噪点;网格单元设置过大则易降低储层的非均质性,即平滑掉隔夹层等非有效储层的地质信息,导致储量计算高于真实值。通过分析单元网格大小与储量关系可知(图10):由于随网格步长增大,测井数据粗化及地震属性数据拾取时产生平滑效应,导致原本低于储量计算

下限的网格单元参与了储量计算。因此,网格单元平面步长 30 m 以内、纵向步长 1.5 m 内储量值相对稳定,随网格步长继续增大,储量整体呈上升趋势。综合考虑研究区地震数据分辨率(20 m×20 m)与隔夹层厚度分布特征

(厚度不小于 1 m),最终将建模网格优化为平面步长区间介于 10~30 m、间隔为 10 m,纵向步长区间介于 0.5~1.5 m、间隔为 0.5 m,在保证地质真实性的同时兼顾计算效率。

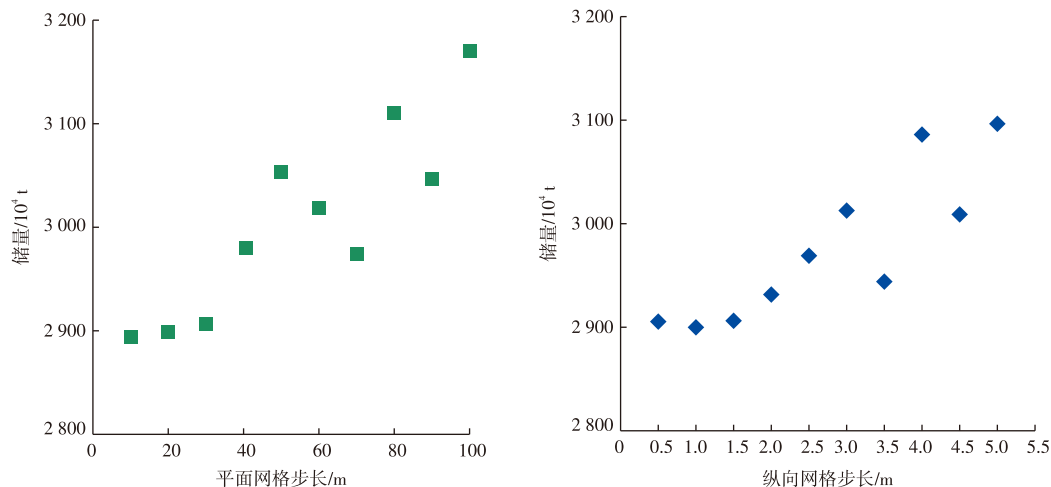


图 10 单元网格大小与储量关系

Fig. 10 Relationship between unit grid size and reserves

2.3 储量不确定性评价

综合多因素联动开展了储量不确定分析,采用蒙特卡罗辅以拉丁超立方阵随机抽样,并生成 200 个地质模型并计算其储量值,根据储量大于累积概率分布曲线可得到 QY1 井组阜二段页岩油保守(大于累积概率为 90%,P90)、最可能(大于累积概率为 50%,P50)及乐观(大于累积概率为 10%,P10)3 个储量。由图 11 可以看

出:对中-高敏感因素降敏后,计算储量值分布更集中,值域区间收窄,相比原区间减小 38.5%,大于累积概率曲线斜率更陡,相比原斜率增大 114.7%,按储量分布区间与储量均值的比值评价储量不确定性,降敏后储量不确定性降低了 10.7%。基于降敏后储量大于累积概率曲线特征,P90、P50、P10 储量分别为 $2\ 796\times 10^4$ 、 $2\ 883\times 10^4$ 、 $3\ 004\times 10^4$ t,井组最可能地质储量为 $2\ 883\times 10^4$ t,对应储量丰度为 481×10^4 t/km²。

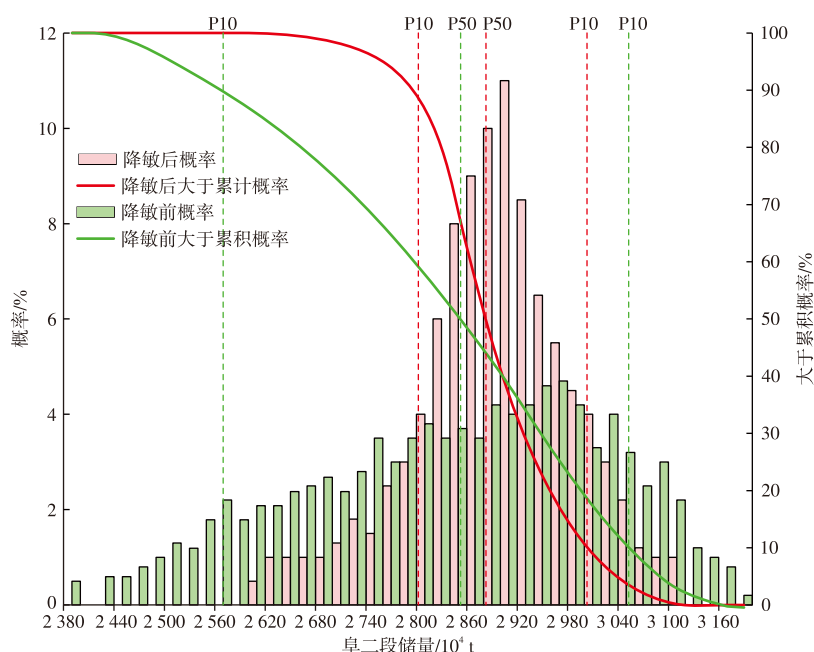


图 11 QY1 井组储量不确定评价

Fig. 11 Uncertainty evaluation of reserves in QY1 well group

3 井组分层系储量评价与应用

页岩油藏属于人工油藏,由于储层致密,需对储层大规模水力压裂改造才能实现商业开发,而其储量分布大小,是决定能否实现效益开发的关键因素。QY1井组为秦南凹陷第一个页岩油水平井试验评价井组,借鉴国内外页岩油开发经验采用水平井大平台立体开发,将阜二段纵向划分为5套以上开发层系。对各层系、亚段开展基于降敏后的随机建模储量不确定评价,得到P90、P50、P10储量值

(图12),由最可能储量P50值与井组面积计算等到各亚段的储量丰度,其中Ⅰ_下、Ⅰ_上、Ⅱ_下、Ⅱ_上亚段储量丰度最高($90\times10^4\sim104\times10^4\text{ t/km}^2$),其次为Ⅲ段($74\times10^4\text{ t/km}^2$),Ⅳ、Ⅴ亚段储量丰度相对最低($1\times10^4\sim17\times10^4\text{ t/km}^2$)。其中,Ⅰ亚段(Ⅰ_下、Ⅰ_上)P50储量丰富为 $191\times10^4\text{ t/km}^2$,高于探明储量丰富 $169\times10^4\text{ t/km}^2$,相对偏差为11.5%,分析主要原因为常规容积法因平均化处理参数,部分储层因低于计算下限而被扣除,导致储量计算结果偏低,随机建模法因刻画储层非均质性与参数空间相关性,计算结果相对更贴合地质实际,也验证了本方法的合理性与优越性。

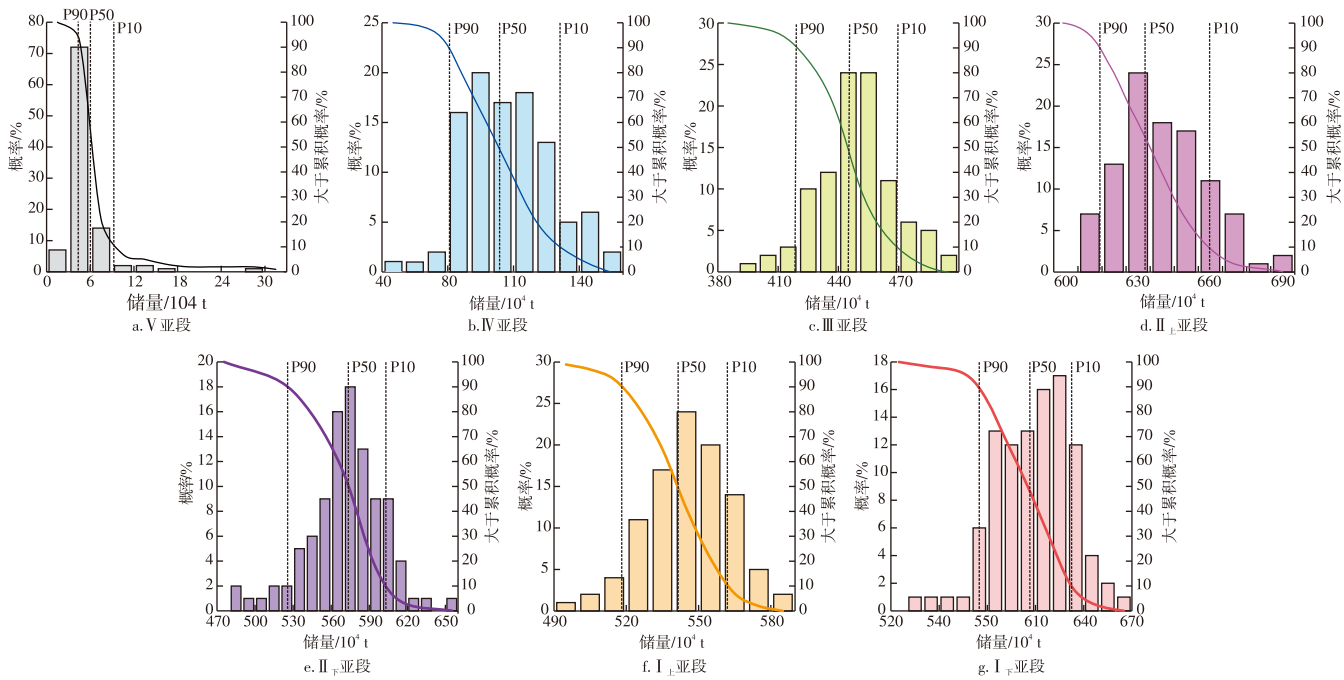


图12 QY1井组各层系、亚段储量不确定评价

Fig. 12 Uncertainty evaluation of reserves for each layer series and submember in QY1 well group

QY1井组原方案设计水平段长1800 m、井距300 m,按70 m/段压裂开发,单井采收率取井组平均值8%。采用现金流量法模型开展经济评价,评价期限15 a,单井投资包含钻井、压裂、地面工程等费用,操作成本按页岩油开发行业均值取值,销售收入基于50 \$/bbl原油价格体系测算,以单井税后内部收益率为核心效益指标,建立储量丰度与单井效益的定量关系(图13)。Ⅰ_下—Ⅱ_上亚段采用300 m井距开发能达到内部收益率8%的最低效益开发要求,因储量丰度较高,适宜采用极限密切割压裂工艺尽量改造形成复杂缝网,实现储量充分动用和效益进一步提升;Ⅲ亚段由于储量丰度相对较小,经济界限井距400 m以上,需加大储层压裂改造规模以提升单井控制储量;Ⅳ、Ⅴ亚段丰度极低,在当前技术条件下暂难以效益动用。

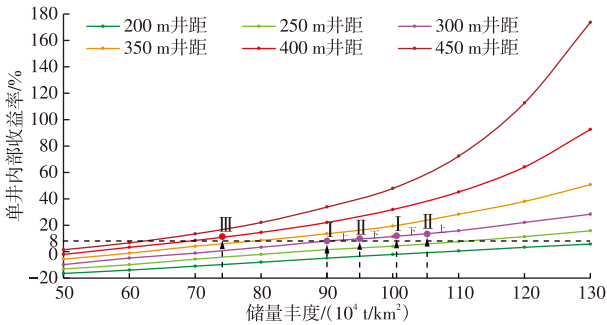


图13 储量丰度与单井内部收益率关系

Fig. 13 Curve relationship between reserve abundance and single well internal rate of return

4 结论

1)以秦南凹陷阜二段QY1井组页岩油储层为研究

对象,通过随机建模结合单因素敏感性分析,明确了影响页岩油储量不确定性的核心因素:地震解释精度(地震层面深度偏差)、孔隙度与含油饱和度建模(主次变程参数)为高敏感因素,模型网格大小为中等敏感因素,其对储量的相对影响程度介于4.2%~12.2%,其余23项参数为低敏感因素(相对影响程度大于2%)。

2)通过水平井随钻数据与导眼井曲线拟合的构造建模约束数据挖掘,有效降低地震解释与实钻偏差的影响;采用地震相-测井相结合的岩相约束属性建模,降低了孔隙度与含油饱和度的预测多解性;优化模型网格参数(平面步长介于10~30 m、纵向步长介于0.5~1.5 m),平衡了模型分辨率与计算效率。降敏后中-高敏感因素对储量的相对影响程度降至2.4%~3.5%,储量值域区间显著收窄,不确定性降低10.7%,预测精度大幅提升。

3)基于降敏后随机建模储量评价方法,完成QY1井组分层系储量量化评价,明确Ⅰ_下—Ⅱ_上亚段为储量分布核心区($90\times10^4\sim104\times10^4\text{ t/km}^2$),Ⅲ段次之($74\times10^4\text{ t/km}^2$),Ⅳ~Ⅴ亚段储量丰度极低($1\times10^4\sim17\times10^4\text{ t/km}^2$)。结合P50储量丰度与单井内部收益率关系,提出差异化井距优化方案:Ⅰ—Ⅱ_上亚段适配300 m井距、并采用极限密切割压裂造复杂缝网,Ⅲ段需扩大井距至400 m以上并强化压裂改造体积规模,Ⅳ—Ⅴ亚段当前技术条件下暂不具备效益动用潜力。

参考文献

- [1] 邹才能, 马锋, 潘松圻, 等. 全球页岩油形成分布潜力及中国陆相页岩油理论技术进展[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 128-142.
Zou Caineng, Ma Feng, Pan Songqi, et al. Formation and distribution potential of global shale oil and the developments of continental shale oil theory and technology in China[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 128-142.
- [2] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 373-390.
Zhao Wenzhi, Zhu Rukai, Liu Wei, et al. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 373-390.
- [3] 贾承造, 王祖纲, 姜林, 等. 中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题[J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 1-11.
Jia Chengzao, Wang Zugang, Jiang Lin, et al. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(4): 1-11.
- [4] 吴裕根, 门相勇, 王永臻. 我国陆相页岩油勘探开发进展、挑战及对策[J]. 中国能源, 2023, 45(4): 18-27.
Wu Yugen, Men Xiangyong, Wang Yongzhen. Progress, challenges and countermeasures in the exploration and development of continental shale oil[J]. Energy of China, 2023, 45(4): 18-27.
- [5] 包书景, 葛明娜, 徐兴友, 等. 我国陆相页岩油勘探开发进展与发展建议[J]. 中国地质, 2023, 50(5): 1343-1354.
Bao Shujing, Ge Mingna, Xu Xingyou, et al. Progress and development proposals in the exploration and development of continental shale oil in China[J]. Geology in China, 2023, 50(5): 1343-1354.
- [6] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 955-964.
Li Yang, Zhao Qingmin, LYU Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 955-964.
- [7] 咎灵, 白鸾羲, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油基本特征及成因分析[J]. 石油实验地质, 2023, 45(2): 356-365.
Zan Ling, Bai Luanxi, Yin Yanling, et al. Basic characteristics and genesis analysis of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(2): 356-365.
- [8] 云露, 何希鹏, 花彩霞, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系陆相页岩油成藏地质特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 176-187.
Yun Lu, He Xipeng, Hua Caixia, et al. Accumulation characteristics and resource potential of Paleogene continental shale oil in Qintong sag of Subei Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 176-187.
- [9] 高玉巧, 何希鹏, 程熊, 等. 陆相咸化湖盆“低TOC”烃源岩高生烃效率探讨: 以苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 678-687.
Gao Yuqiao, He Xipeng, Cheng Xiong, et al. Discussion on high hydrocarbon generation efficiency of saline lacustrine source rocks with low TOC: a case study of the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 678-687.
- [10] 高玉巧, 蔡潇, 夏威, 等. 苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储集空间特征及甜点段评价: 以溱潼凹陷QY1井为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(5): 916-926.
Gao Yuqiao, Cai Xiao, Xia Wei, et al. Characteristics of reservoir space and sweet spot evaluation of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Subei Basin: a case study of well QY1 in Qintong Sag[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(5): 916-926.
- [11] 李思佳, 唐玄, 咎灵, 等. 溱潼凹陷阜二段页岩岩相组合特征及其对含油性的影响[J]. 中国海上油气, 2024, 36(2): 37-49.
Li Sijia, Tang Xuan, Zan Ling, et al. Shale lithofacies combinations and their influence on oil bearing property in the 2nd Member of Funing Formation, Qintong sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(2): 37-49.
- [12] 夏威, 蔡潇, 刘玉霞, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜二段页岩油储层成岩作用及孔隙演化特征: 以QY1井为例[J]. 东北石油大学学报, 2025, 49(6): 98-111.
Xia Wei, Cai Xiao, Liu Yuxia, et al. Diagenesis and pore evolution characteristics of shale oil reservoirs in the second member of the Funing Formation in the Qintong Sag, North Jiangsu Basin: a case study of well QY1[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025, 49(6): 98-111.
- [13] 蔡潇, 夏威, 马晓东, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组页岩油储集空间特征及其影响因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(5): 1482-1493.
Cai Xiao, Xia Wei, Ma Xiaodong, et al. Storage Spaces

- Characteristics and Influencing Factors of Shale Oil Reservoirs of Paleogene in Funing Formation of Qintong Sag, SubeiBasin[J]. Journal of Jilin University(EarthScienceEdition), 2024, 54(5): 1482–1493.
- [14] 笱灵, 白鸾羲, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油基本特征及成因分析[J]. 石油实验地质, 2023, 45(2): 356–365.
- ZAN Ling, BAI Luanxi, YIN Yanling, et al. Basic characteristics and genesis analysis of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(2): 356–365.
- [15] 中华人民共和国石油天然气行业标准. 页岩油储量计算规范: SY/T 7463—2019[S]. 北京: 国家能源局, 2019.
- Petroleum and Natural Gas Industry Standard of the People's Republic of China. Specification of shale oil reserves estimation: SY/T 7463—2019[S]. Beijing: National Energy Administration, 2019.
- [16] 贾成业, 贾爱林, 邓怀群, 等. 概率法在油气储量计算中的应用[J]. 天然气工业, 2009, 29(11): 83–85.
- Jia Chengye, Jia Ailin, Deng Huaiqun, et al. Application of the stochastic method to oil and gas reserves estimation[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 83–85.
- [17] 石石, 冉莉娜. 基于概率法的油气储量不确定性分析[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(1): 18–21.
- Shi Shi, Ran Lina. Probability–method–based reserves uncertainty analysis[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2011, 34(1): 18–21.
- [18] 王静伟, 计秉玉, 张文彪. 基于多因素的油田可采储量不确定性分析[J]. 中国海上油气, 2016, 28(4): 76–82.
- Wang Jingwei, Ji Bingyu, Zhang Wenbiao. Uncertainty analysis of oilfield recoverable reserves based on multi–factors[J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(4): 76–82.
- [19] 覃利娟. 概率法在油气储量不确定性分析中的应用[J]. 断块油气田, 2019, 26(6): 723–727.
- Qin Lijuan. Application of probability method to uncertainty analysis of oil and gas reserves[J]. Fault–Block Oil & Gas Field, 2019, 26(6): 723–727.
- [20] 王桐, 王光付, 陈桂菊, 等. 基于三维地质模型的地质储量不确定性分析: 以西非尼日尔三角洲盆地P油藏为例[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(6): 74–77, 81, 128.
- Wang Tong, Wang Guangfu, Chen Guiju, et al. Uncertainty analysis of geological reserves based on 3D geological model: A case study on P reservoir in Niger delta basin in the west Africa[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2017, 31(6): 74–77, 81, 128.
- [21] 薛艳霞, 廖新武, 霍春亮, 等. 海上河流相储层应用地质模型计算储量的不确定性分析[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(4): 1–5, 10.
- Xue Yanxia, Liao Xinwu, Huo Chunliang, et al. Uncertainty analysis of reserves of fluvial reservoir calculated by geological model[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(4): 1–5, 10.
- [22] 张强, 张玲, 王伟, 等. 海外油田地质储量评价中的不确定性分析法: 以A油田为例[J]. 当代化工研究, 2022, 11(9): 72–74.
- Zhang Qiang, Zhang Ling, Wang Wei, et al. Uncertainty analysis method in reserves evaluation of overseas oilfield: Taking oilfield a as an example[J]. Modern Chemical Research, 2022, 11(9): 72–74.
- [23] 王国臣. 井震结合相控储层建模在肇源南的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6): 145–150.
- Wang Guochen. Application of the combined facies–controlled reservoir model between the well and seismic survey results[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(6): 145–150.
- [24] 谢锐杰, 张艳文, 秦刚, 等. 相控建模在红连油田精细油藏描述中的应用[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(1): 86–89.
- Xie Ruijie, Zhang Yanwen, Qin Gang, et al. Application of facies–controlled modeling to reservoir description in Honglian Oilfield[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(1): 86–89.
- [25] 王欣, 韩建强, 笱灵, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段页岩油测井评价研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 364–372.
- Wang Xin, Han Jianqiang, Zan Ling, et al. Logging evaluation of shale oil in the second member of Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 364–372.

(编辑 余聪)