

海底扇水道储层参数建模新思路

——以西非A油田为例

张佳佳¹,吴胜和¹,范廷恩²,范洪军²,蔺鹏¹,蒋诗宁¹

[1. 中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249;

2. 中海油研究总院,北京 100028]

摘要:海底扇水道以深水重力流沉积为主,由于其成因机制复杂,导致岩石相类型多样,储层孔、渗分布复杂且相关性差,这给其储层参数建模带来一定的困难。以西非A油田为例,通过深入分析海底扇水道储层特征及其与地震属性的关系,在常规的“相控协同”建模的基础上,提出了一种适合于海底扇水道储层的“多级相控约束,多重属性协同”的储层参数建模新思路。与常规的相控建模相比,该思路在孔隙度建模中不是单纯的“沉积相控”,而是在相构型建模约束下建立储集相模型,并以储集相模型约束建立孔隙度模型;考虑到深水水道砂体整体孔、渗关系差,但不同岩石相的孔、渗关系较好,故在渗透率建模中增加了“岩石相控”;同时,在常规的协同建模的基础上,该思路还增加了地震属性协同建立储集相模型的环节。

关键词:储层参数建模;相控建模;协同建模;海底扇水道;西非

中图分类号:TE319

文献标识码:A

New method for reservoir petrophysical modeling of submarine fan channels: A case from Oilfield A in West Africa

Zhang Jiajia¹, Wu Shenghe¹, Fan Ting'en², Fan Hongjun², Lin Peng¹, Jiang Shining¹

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China)

Abstract: Submarine fan channels, mainly deep-water gravity flow deposits, are generally characterized by diverse lithofacies types and poor correlation of porosity-permeability due to the complicated genetic mechanisms, which brings significant challenges to reservoir petrophysical modeling. Taking oilfield A in West Africa as an example, this paper proposes a new method for reservoir petrophysical modeling of the submarine fan channels based on a comprehensive analysis of reservoir features and their correlation with seismic attributes. This method features in “multi-facies control and multi-attributes collaboration”. In contrast with the traditional facies-controlled modeling in which porosity modeling is simply controlled by sedimentary facies, this method first builds a reservoir facies model under the control of facies architecture model and then build porosity model under the control of the reservoir facies model. Given that the deep-water channel sandbodies show poor porosity-permeability correlation as a whole but good porosity-permeability correlation for different lithofacies, this method further supplements “lithofacies-control” in permeability modeling. Besides, this method also adds seismic-collaboration in the reservoir facies modeling in comparison with the common collaborative modeling.

Key words: reservoir petrophysical modeling, facies-controlled modeling, collaborative modeling, submarine fan channel, West Africa

海底扇水道储层由于其巨大的油气资源潜力,成为近20年来国际深水研究的热点^[1]。近年来,中国在

西非及巴西东部深水区陆续发现了许多储量巨大的海底扇水道油藏^[2-4],现已成为中国海外油气勘探的重

收稿日期:2015-10-30;修订日期:2017-02-15。

第一作者简介:张佳佳(1990—),男,博士研究生,海底扇储层表征与建模。E-mail:zhangjiajia0103@gmail.com。

通讯作者简介:吴胜和(1963—),男,教授、博士生导师,储层地质学、油藏描述及三维地质建模。E-mail:reser@cup.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05030-005-02)。

点目标。然而,随着这类油藏的开发,注采不对应、不均匀水驱等问题逐渐暴露,表明海底扇水道储层具有极强的储层非均质性,这给油藏的精细表征与建模带来较大困难和挑战。

受深水重力流复杂沉积机制的影响,海底扇水道储层在很多方面不同于常规碎屑岩储层,导致应用常规的建模方法存在一定的局限性。① 常规的孔隙度建模多采用无相控或常规相控(沉积微相或岩相控制)的方法^[5-7],而海底扇水道充填类型多样^[8-9],砂体分布复杂,因此简单的相控建模不能很好地表征孔隙度的分布;② 常规的渗透率建模多采用无相控的孔隙度协同模拟的方法,而海底扇水道储层由于岩石相类型复杂多样,导致孔渗相关性整体较差^[10],因此简单地应用孔隙度协同建立渗透率模型存在较大问题;③ 不同于大多数陆上油田密井网的开发方式,海上油田多采用稀疏井网的开发方式^[11],在少井的情况下如何充分合理地将地震资料融入建模过程亦是建模面临的关键问题。

针对以上存在的问题,本文以西非 A 油田为例,通过深入分析海底扇水道储层特征及其与地震属性的关系,提出了“多级相控约束,多重属性协同”的海底扇水道储层参数建模新思路,旨在提高海底扇水道储

层的建模精度,为同类油藏的储层建模提供一定的借鉴。

1 研究区概况

1.1 区域地质概况

研究区位于西非尼日尔三角洲盆地南缘的深水区,面积约 1 200 km²,北部距尼日利亚 Harcourt 海港约 200 km,现今水深 1 300 ~ 1 700 m,处于下陆坡-深海盆地环境(图 1a)。构造上处于北部拉张构造区与南部逆冲构造区之间的转换构造带上(图 1b),发育被断层复杂化的背斜构造。研究区目的层属于中-晚中新世阿格巴达组,发育海底扇水道体系和朵叶体系^[12](图 1c)。在该区,形成了若干以水道体系和朵叶体系沉积为储层的构造-岩性油气藏。本文主要针对水道体系储层开展建模研究工作。

1.2 建模区地质概况

建模区面积约 100 km²,水道体系范围内共 18 口井(其中 4 口取心井,分别为 Well 1, Well 3, Well 4, Well 6,图 2a),平均井距约为 2 000 m,局部井距可达 150 m,拥有丰富的岩心分析化验资料及各类测井

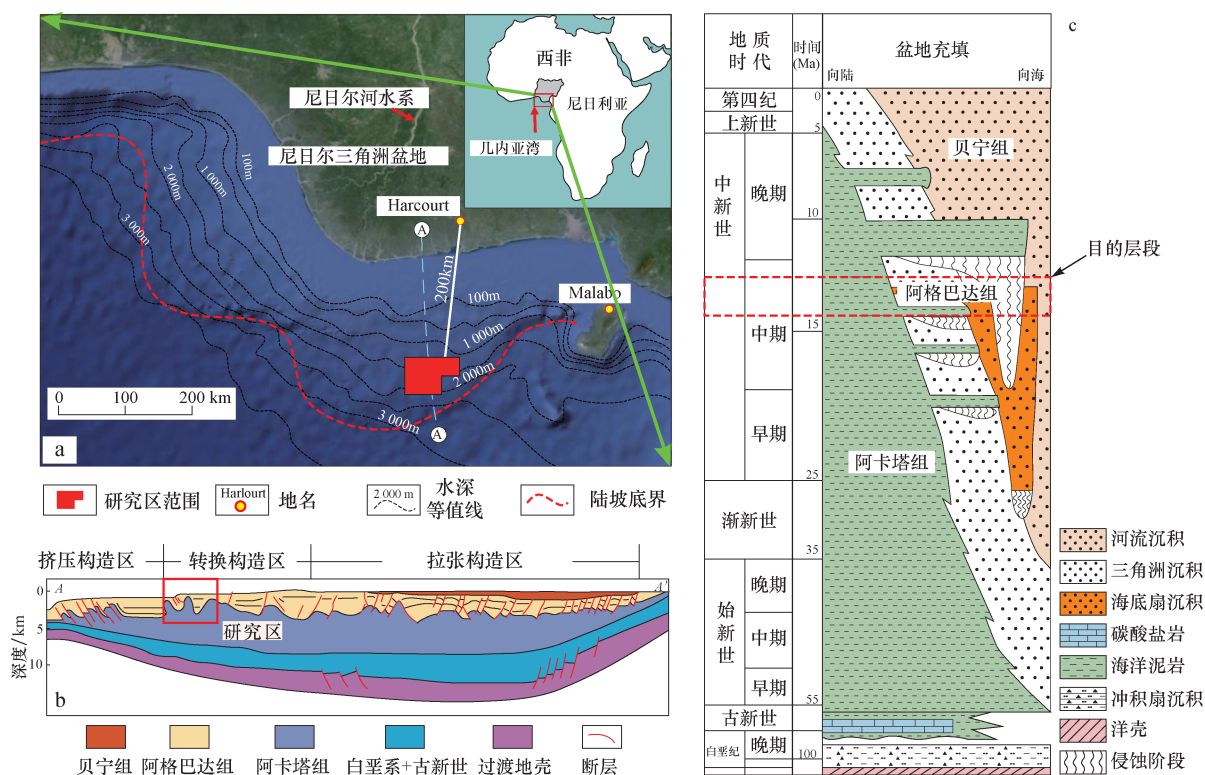


图1 西非 A 油田地质概况

Fig. 1 Geological background of Oilfield A in West Africa

a. 地理位置; b. 区域构造位置; c. 区域地层柱状图

曲线,同时建模区拥有高品质的地震资料及波阻抗反演资料,其中地震资料主频 32 Hz,垂向分辨率在 20 m 左右。

建模区发育东西两条水道体系,其中西水道体系包括东西两支,平面上显示东水道体系与西水道体系的东支在中部“交汇”(图 2a),剖面上显示东水道体系形成晚于西水道体系,并在交汇部位部分切割西水道体系的东支(图 2b)。东水道体系为本次建模研究的目标水道体系。东水道体系平面上呈宽条带状,宽度 1 500 ~ 2 000 m,深度近 200 m,为典型的限制性水道体系。垂向上自下而上由 A5—A1 共 5 期水道复合体叠置而成,水道复合体之间存在较稳定的泥岩隔层;每期水道复合体由多条单一水道侧向复合而成,平面呈弯曲条带状,水道复合体宽度 500 ~ 1 500 m,单一水道宽度 150 ~ 500 m,厚度 10 ~ 30 m。

建模区水道储层的岩石普遍疏松,成岩作用较弱,孔隙度介于 12.1% ~ 37.1%,平均 24.1%;渗透率介于 $1 \times 10^{-3} \sim 8\,683.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $914.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属中-高孔、高-特高渗储层。储层的孔隙度与渗透率变化范围均较大,且二者之间相关性较差。

2 建模思路

储层参数建模一般包括孔隙度建模和渗透率建模。在少井而地震分辨率较高的情况下,一般采用“相控协同”的建模思路。常规的相控建模一般是指利用储层相模型(沉积微相模型或岩相模型)约束建立孔隙度模型^[13-15];常规的协同建模一般是指利用地震属性(一般为波阻抗属性)协同建立孔隙度模型以及利用

孔隙度模型协同建立渗透率模型^[16-18]。然而,海底扇水道储层规律复杂,导致应用常规的“相控协同”建模思路存在一定的不适用性。

海底扇水道体系构型级次复杂,可划分为水道复合体组合、水道复合体及单一水道等多个级次^[9],其中单一水道是单一期次重力流形成的水道充填,具有完整的“顶平底凸”的水道形态,后面将要提到的“相构型模型”是表征单一水道形态及其叠置关系的空间分布模型。而单一水道内部的岩性充填特征复杂,首先根据岩石的储集性能可划分为“储集相”(孔隙度一般大于 14%,渗透率一般大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)和“非储集相”(其孔隙度一般小于 20%,无有效渗透率)两大类,对应于传统意义上的砂岩相和泥岩相的概念,后面将要提到的“储集相模型”是表征储集相和非储集相的空间分布模型。其次,根据粒度、泥质含量及沉积构造等特征,可进一步将(非)储集相划分为 11 种“岩石相”类型^[10],其中储集相包括 6 种不同的岩石相类型,分别为块状砂砾岩、块状砾质粗砂岩、块状中粗砂岩、块状细中砂岩、平行层理细中砂岩以及交错层理细砂岩,而非储集相包括 5 种不同的岩石相类型,分别为块状泥质砂砾岩、块状泥质不等粒砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩以及泥岩,后面将要提到的“岩石相模型”是表征不同类型岩石相的空间分布模型。综上所述,岩石相模型从属于储集相模型,而储集相模型又从属于相构型模型。

对于孔隙度建模来讲,常规的沉积微相模型或岩相模型即可代表砂体的分布,可直接用于约束孔隙度建模。然而,海底扇水道充填类型复杂多样,按照岩石相组合可划分为碎屑流、高密度浊流、低密度浊流以及

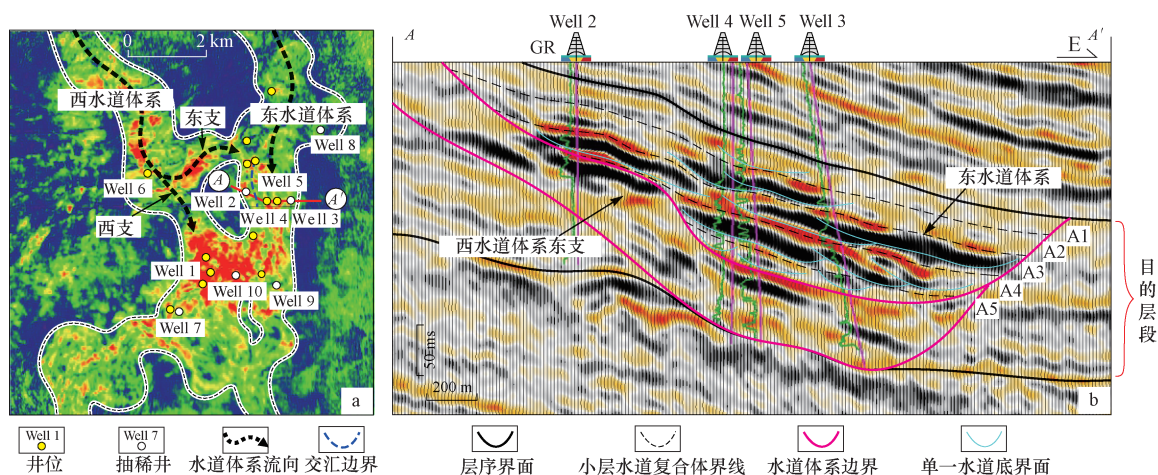


图2 建模区水道构型特征

Fig. 2 Channel architecture characters of the modeling area

a. 目的层段均方根振幅属性(RMS); b. 水道体系地震剖面特征

泥质浊流共4种水道充填类型^[9],其中既包括储集相,也包含一定比例的非储集相。通过对建模区井点孔隙度与过井波阻抗属性相关性分析可知,对于储集相来说,孔隙度与波阻抗呈明显的负相关性(复相关系数 R^2 为0.74),而非储集相的孔隙度与波阻抗关系不明显(图3)。因此,相构型模型并不能直接用于约束孔隙度的建模,而储集相模型才是相控约束孔隙度建模的关键。又由于储集相主要分布在水道内部,故在相构型模型的约束下建立储集相模型可以更好地表征储集相的分布;同时考虑到建模区井少的特点,在储集相建模中进一步增加地震属性的协同,尽可能地降低储集相建模的随机性。综上分析,本次研究采用相构型模型约束,地震属性协同的方法建立储集相模型,然后以储集相模型约束,波阻抗属性协同建立孔隙度模型,从而最终提高孔隙度建模的精度。

对于渗透率建模来讲,由于常规储层相内部的孔、渗关系一般较好,并且孔隙度建模中已应用了相控约束,故一般采用无相控的孔隙度协同模拟的方法建立渗透率模型。然而,海底扇水道储层岩石相类型复杂,导致在储集相内部孔、渗关系整体较差^[10],简单地利用孔隙度协同建立渗透率模型存在较大问题。岩心分析表明,虽然海底扇水道内部储集相的孔、渗整体相关性较差,但每类储集岩石相的孔、渗相关性较好,且整体上表现为3类孔、渗关系,其中块状砂砾岩、块状砾质粗砂岩及块状中粗砂岩3种储集岩石相整体呈1种孔、渗关系(合称为中粗砂岩-砾岩相);平行层理细-中砂岩和块状层理细-中砂岩整体呈1种孔、渗关系(合称为细-中砂岩相);而交错层理细砂岩相本身呈1种孔、渗关系(简称为细砂岩相)(图4)。3类储层岩石相的孔、渗关系均呈线性正相关,相关性较高,且彼此间的重叠范围较小。因此,本次研究在渗透率建模中进一步增加3类储集岩石相(具有不同孔、渗关系)的建模,在孔隙度模型建立的基础上,采用岩石相模型约束,孔隙度模型协同的方法建立渗透率模型,可以有效提高渗透率建模的精度。

综上分析,为了适应海底扇水道储层非均质性强的特点,本文提出了“多级相控约束、多重属性协同”海底扇水道储层参数建模新思路。其中,多级相控约束包括4级,分别为相构型模型约束建立储集相模型,储集相模型约束建立孔隙度模型和岩石相模型,以及岩石相模型约束建立渗透率模型;多重属性协同包括3重,分别为地震属性协同建立储集相模型、波阻抗属性协同建立孔隙度模型以及孔隙度模型协同建立渗透率模型(图5)。

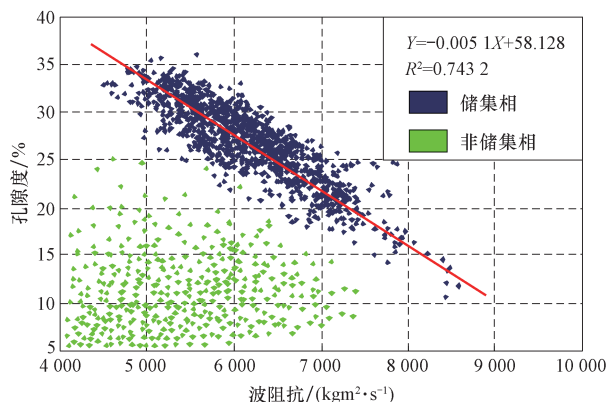


图3 海底扇水道储层孔隙度-波阻抗交会图

Fig. 3 Cross plot of porosity vs. impedance of submarine channel reservoirs

(图中数据点来源于建模区18口井在目的层段的测井解释孔隙度及相应的波阻抗反演数据,共1297组数据,其中储集相包括913个数据点,非储集相包括384个数据点。)

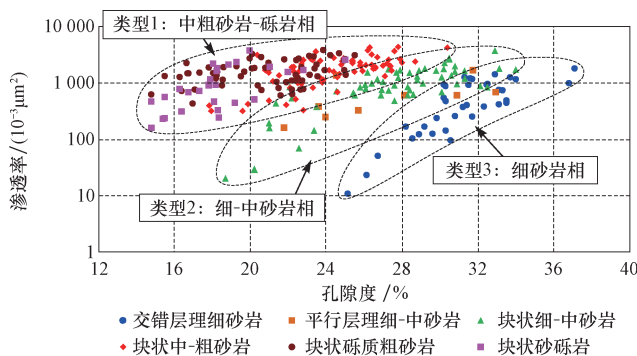


图4 基于岩心分析的不同储集岩相的

孔隙度-渗透率交会图

Fig. 4 Cross plot of core-derived porosity vs. permeability for different lithofacies

(图中数据点来源于建模区4口取心井在目的层段的岩心分析孔隙度与渗透率数据,共259组数据。)

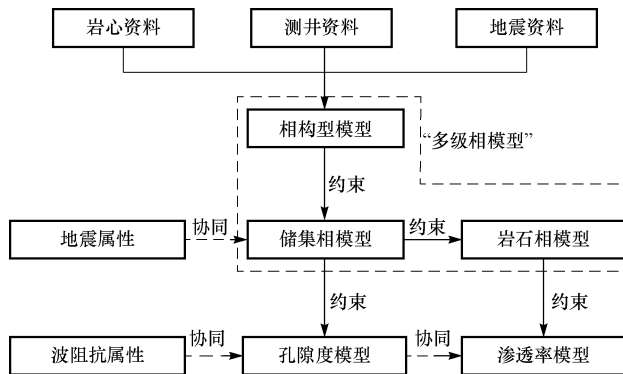


图5 “多级相控约束、多重属性协同”的海底扇水道储层参数建模思路

Fig. 5 Multi-facies controlled and multi-attributes collaborative modeling for submarine channel reservoirs

3 实例分析

3.1 多级相建模

储层相建模是储层参数建模的基础,因此本次建模首先通过逐级相控约束,依次建立相构型模型、储集相模型及岩石相模型共3级的相模型,其中储集相模型用以约束孔隙度建模,而岩石相模型用以约束渗透率建模。

3.1.1 相构型建模

建模区地震垂向分辨率约20 m,可以相对确定性地识别不同期次的水道复合体及单一水道。如前所述,一个水道体系由多期水道复合体垂向叠置而成,水道复合体之间一般存在较稳定的泥岩隔层,其可在地震剖面上三维追踪(图2b),在此基础上,通过井震结合的方法,垂向上将水道体系确定性地划分为多期水道复合体(A5—A1);平面上,利用小层均方根振幅属性进行侧向划界,确定性地表征水道复合体的平面展布(图6a,b)。

在水道复合体内部,进一步采用确定性的方法开展单一水道的构型表征。单一水道在地震剖面上呈中

连续的强振幅响应,水道边界表现为弱振幅、同相轴扭曲、同相轴斜列等特征(图2b);单一水道在平面上呈强振幅的弯曲窄条带状,水道边界呈弱振幅(图6a)。通过井震联合,多维互动的方法,对单一水道的剖面及平面展布进行较为确定性的表征(图6c,d)。

在单一水道构型表征的基础上,采用基于面的确定性建模方法,通过地震剖面追踪单一水道的顶底面,在顶底面进行属性赋值,建立单一水道级次的相构型模型(图7a)。

3.1.2 储集相建模

在单一水道级次的相构型模型约束下,进一步采用地震属性协同的方法建立储集相模型,而应用地震属性协同建立储集相模型的关键是优选与储集相概率关系最好的地震属性。大量实践表明,地震波阻抗属性通常可以反映岩性信息。研究表明,波阻抗属性与砂泥岩整体上存在一定的概率关系,即波阻抗越大,砂岩概率越大,但这种概率存在较大的波动性(图8a),这主要是由于波阻抗除了与岩性有关系外,还与储层孔隙度相关,因此用波阻抗协同储集相建模存在较大的随机性。

与此同时,我们研究了地震振幅属性与砂泥岩的概率关系。根据地震沉积学原理,原始地震剖面的同

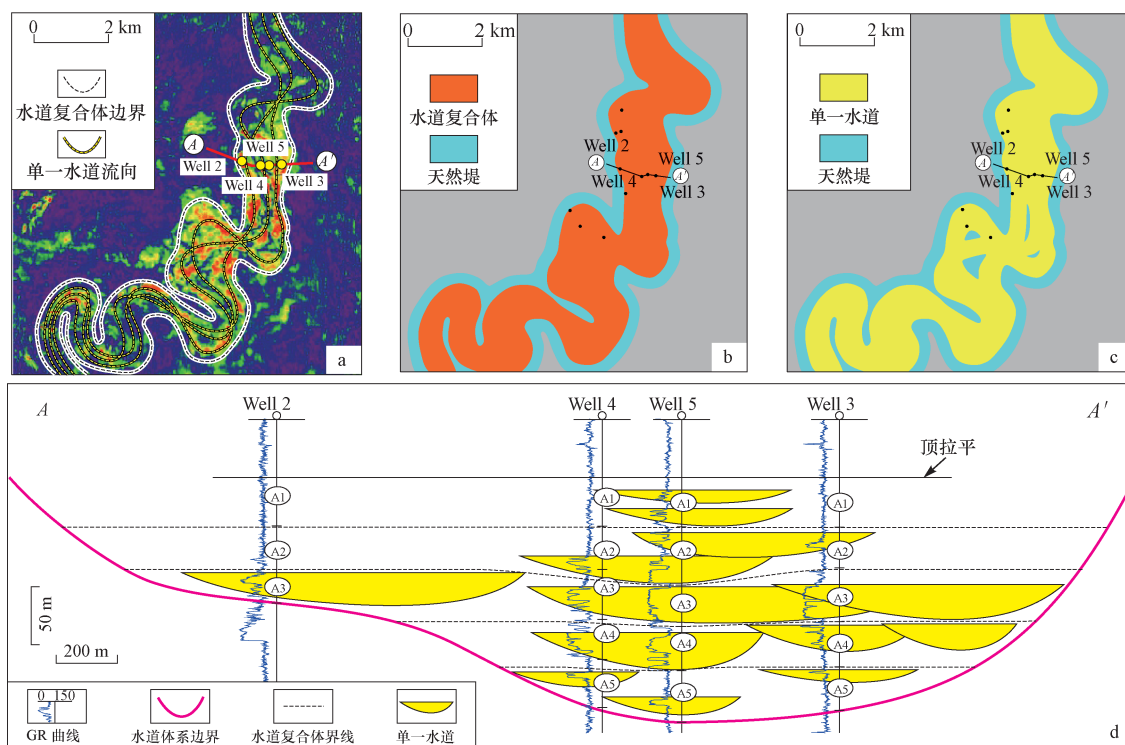


图6 海底扇水道储层构型表征

Fig. 6 Architecture characterization of submarine channel reservoirs

a. A3 小层 RMS 属性; b. A3 小层水道复合体平面图; c. A3 小层单一水道平面图; d. 单一水道构型剖面解剖图

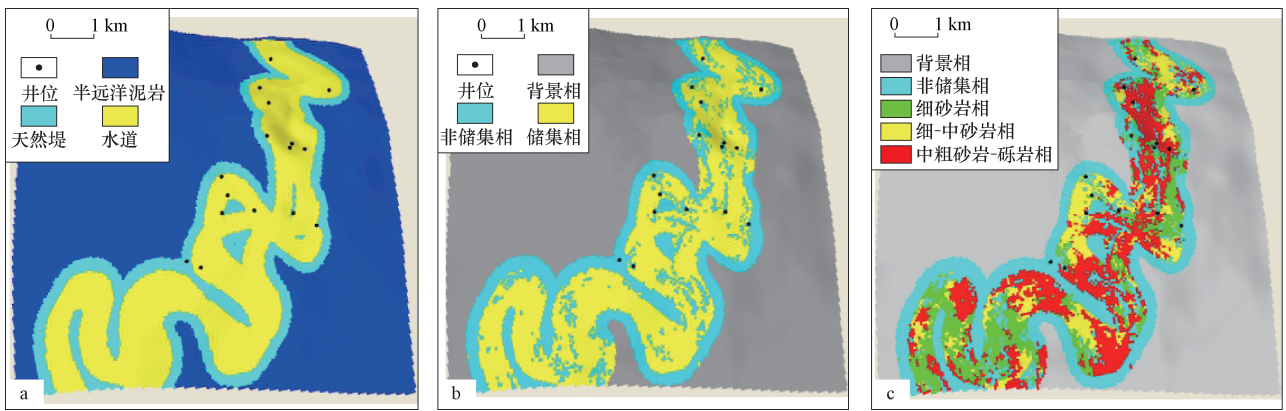


图 7 多级相模型(A3 小层为例)

Fig. 7 Multi-hierarchical facies models (example of A3 sublayer)

a. A3 小层相构型模型;b. A3 小层储集相模型;c. A3 小层 3 类储集岩石相模型

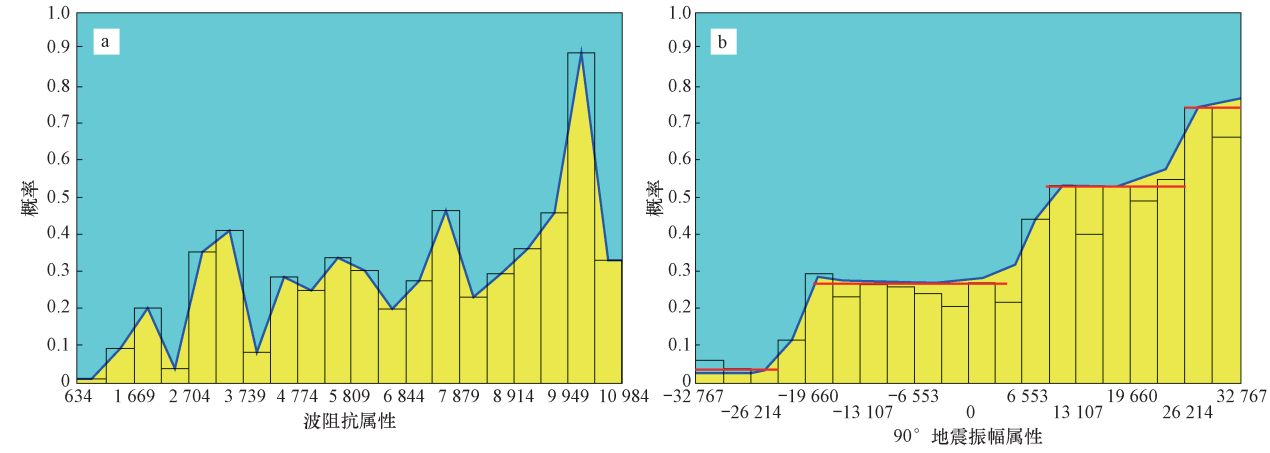


图 8 地震属性与(非)储集相概率关系

Fig. 8 Probabilistic relationship between seismic attributes and (non-) reservoir facies

a. 波阻抗属性与储集相概率关系;b. 90°相位转换振幅属性与储集相概率关系

相轴与岩性界面相对应,而经过 90°相位旋转之后,地震同相轴与岩性相对应,因此,90°相位转换地震振幅属性与岩性可能存在一定的对应关系。研究表明,90°相位转换地震振幅属性与砂泥岩的概率关系较好,正振幅越大,储集相的概率较大,负振幅越小,储集相的概率越大,且该概率关系呈较稳定的阶段性递增规律(图 8b;表 1)。因此 90°相位转换地震振幅属性可以较好地区分储集相和非储集相,可用来协同建立储集相模型。

储层建模的其中一个关键控制参数是变差函数的求取。对于陆上密井网区多采用计算实验变差函数的方法确定变差函数,然而对于稀井网开发的深水油气田来说则较难实现,本次研究主要根据地质规律直接给定变差函数。国外一些学者通过露头、地下储层研究及物理模拟实验发现,水道内部砂体粒度、孔渗均沿水道轴向近平行分布^[19-20],顺向的延伸距离一般不起

过水道半弧长^[21]。因此,平面主变程方向采用沿水道轴向分布的变方向,大小近似取单一水道半弧长,平面次变程近似取单一水道半宽度,而垂向变程大小取实验变差函数分析结果。

根据前面的分析,储集相建模的具体过程为:首先对单井砂体的进行测井解释;然后进行单井属性粗化,建立(非)储集相与 90°相位转换振幅属性体的概率关系;最后通过给定变方向变差函数,以构型模型约束,

表 1 90°相位转换振幅属性与(非)储集相概率关系
Table 1 Probabilistic relationship between 90° phase-rotated amplitude and (non-) reservoir facies

振幅范围	< -19 660	-19 660 ~ 6 550	6 550 ~ 26 000	> 26 000
储集相概率	0.04	0.36	0.55	0.8
非储集相概率	0.96	0.64	0.45	0.2

注:以上数据由建模区 18 口井在目的层段的(非)储集相解释数据与相应的地震振幅数据(共 1297 组数据)经概率统计得到。

90°相位转换振幅属性体协同,采用协同序贯指示模拟的方法,得到储集相模型的50个随机实现。

对于得到的多个储集相模型,关键在于储集相模型的优选。目前关于随机模拟实现的优选有很多方法^[22-23],主要思路是选取一个评价指标,并进行排序优选。本次研究以砂体最大连通体积为评价指标,对各个实现的砂体最大连通体积从小到大进行排序,并计算累计概率曲线,优选50%概率(代表最客观的评价)的储集相模型(图7b)进行下一步的相控。

3.1.3 岩石相建模

如前所述,建立具有不同孔渗关系的岩石相分布模型是约束渗透率建模的关键。然而,不同于储集相建模,应用地震振幅属性协同建立岩石相模型存在一定的问题。这是因为,地震同相轴的形成与界面反射系数有关,而砂泥岩的波阻抗差异较明显,因此地震振幅属性一定程度上可以分辨储集相与非储集相,但储集相内部不同类型岩石相的波阻抗差异较小,地震振幅属性难以区分不同类型的岩石相。在缺少地震属性协同的情况下,本次研究采用以下3种约束方法,尽可能地减小3类储集岩石相建模过程中的随机性。

1) 利用储集相模型约束3类储集岩石相的空间分布。前面已经建立了储集相模型,对储集相和非储集相进行了区分,这里需要进一步区分储集相内部的具有不同孔渗关系的3类储集岩石相,故需在储集相模型的约束下建立3类储集岩石相的分布模型。

2) 利用平面分布趋势约束3类储集岩石相的平面分布。一方面,考虑到从水道轴部向水道边部,重力流能量逐渐减弱,岩石平均粒度逐渐减小,在水道轴部中粗砂岩-砾岩相最发育,向水道边缘方向细-中砂岩相及细砂岩相依次发育。另一方面,考虑水道形态及规模在不同部位存在一定的变化,比如在水道弯曲段,水道主流线(重力流能量最强部位)偏向凹岸一侧,造成岩石相在平面上呈偏向水道凹岸一侧的不对称分布,而在顺直段,水道主流线居中分布,相应的岩石相在平面上呈居中对称分布;同时,与水道宽部位相比,水道窄部位的重力流流速较快,能量较强,细粒岩石相较难沉积,导致粗粒岩石相的平面比例相对较高。综合以上重力流水道岩石相的平面分布规律,分别设置3类储集岩石相的平面概率分布趋势,用以约束岩石相的建模。

3) 利用不同小层的岩石相垂向分布趋势约束3

类储集岩石相的垂向分布。这是由于在水道体系内部,受重力流类型演化的控制,每期水道复合体(小层)的岩石相充填类型有所差别,自下而上表现为碎屑流水道—高密度浊流水道—低密度浊流水道—泥质浊流水道的演化趋势^[9]。例如,A3小层发育高密度浊流水道,岩石粒度整体呈向上变小的趋势,下部主体中粗砂岩-砾岩相较发育,中部细-中砂岩相发育,顶部细砂岩相和非储集相较发育(图9a,b)。在对A3小层各单井岩石相合并的基础上,统计了A3小层3类储集岩石相的垂向概率分布,可以看出,中粗砂岩-砾岩相的概率向上逐渐减小,细-中砂岩相在中部概率最大,顶底概率较小,而细砂岩相的概率呈向上增加的趋势(图9c),很好的反映了高密度浊流水道的岩石相充填特征。因此,利用小层岩石相垂向分布趋势约束岩石相建模,可以体现不同期水道复合体的充填规律,符合地质认识。

根据前面的分析,岩石相建模的具体过程为:首先在岩心标定测井的前提下,采用多参数测井交会分析^[24]的方法,进行单井岩石相类型的解释,在此基础上,将6种储集岩石相合并为中粗砂岩-砾岩相、细-中砂岩相及细砂岩相3类,并进行单井属性粗化,然后计算3类储集岩石相的平面概率趋势,并建立不同小层储集岩石相的垂向概率分布趋势,最后以储集相模型约束,以3类储集岩石相的平面分布趋势和小层岩石相垂向概率分布趋势控制,采用指示克里金插值的方法,建立3类具有不同孔渗关系储集岩石相的分布模型(图7c)。

3.2 储层参数建模

在多级相模型建立的基础上,分别利用储集相模型和岩石相模型约束建立孔隙度和渗透率模型。

3.2.1 孔隙度建模

孔隙度建模是渗透率建模的基础。具体的建模过程为:首先,对单井孔隙度进行测井解释;然后,进行单井孔隙度粗化,分析储集相孔隙度与波阻抗的线性相关关系,并设置孔隙度输出范围及与波阻抗属性的相关系数;最后,通过给定变方向变差函数,以储集相模型约束,波阻抗属性体协同,采用协同序贯高斯模拟的方法,生成孔隙度模型的50个随机实现,并通过平均化处理得到最终的孔隙度模型(图10a)。

3.2.2 渗透率建模

在岩石相模型和孔隙度模型建立的基础上,进一

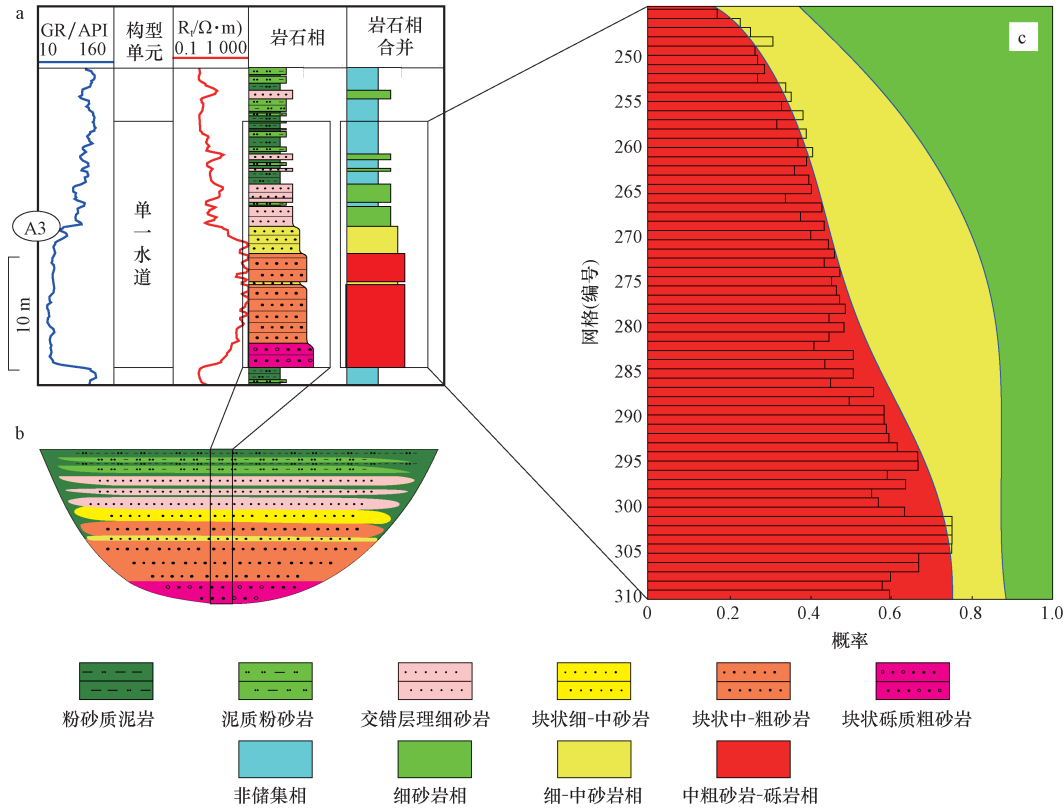


图 9 岩石相垂向概率分布(以 A3 小层为例)

Fig. 9 Vertical probability distribution of lithofacies (example of A3 sublayer)

a. A3 小层单井岩石相类型合并; b. A3 小层高密度浊流水道岩石相充填; c. A3 小层 3 类储集岩石相垂向概率分布

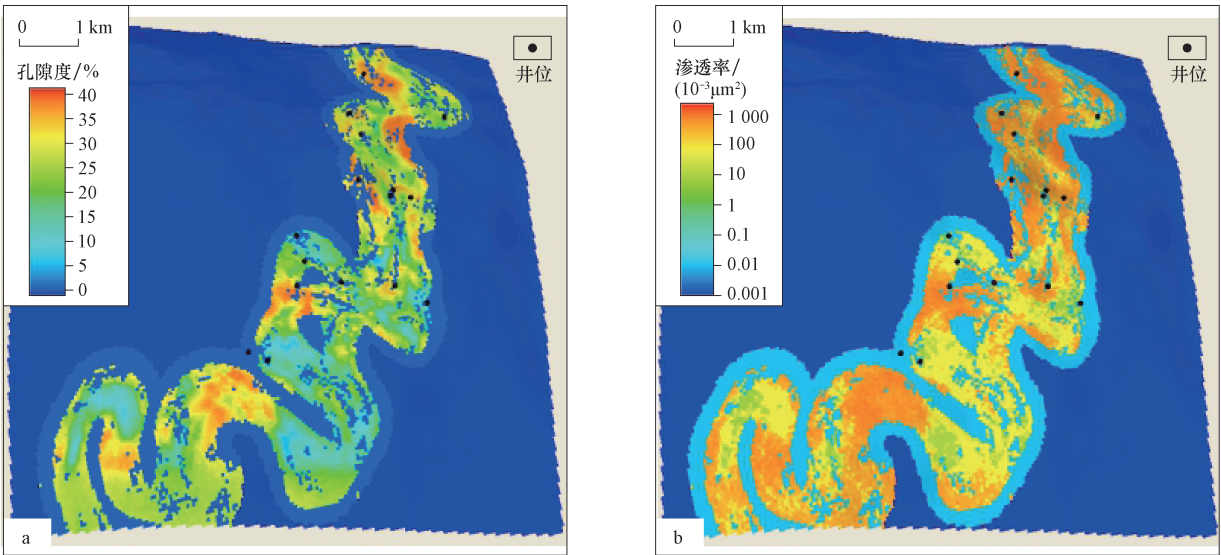


图 10 A3 小层水道复合体储层参数模型

Fig. 10 Petrophysical models of the channel complex in A3 sublayer

a. A3 小层孔隙度平均模型; b. A3 小层渗透率平均模型

步建立渗透率模型。具体的建模过程为:首先,根据岩心分析确定的具有不同孔渗关系的 3 类储集岩石相,分相进行渗透率的测井解释;然后,进行单井属性粗化,并分析 3 类储集岩石相的孔、渗相关性及其渗透率分

布范围(表 2)。可以看出,一方面,3 类储集岩石相的孔、渗相关性有了明显的提高,相关系数超过了 0.7,因此分相利用孔隙度来协同模拟渗透率具有较好的效果;另一方面,3 类储集岩石相的孔、渗分布范围有所

表 2 3 类储集岩石相孔、渗分布及孔 - 渗相关系数
Table 2 Distribution of porosity-permeability and their coefficient for the three types of reservoir facies

储集岩石相类型	孔隙度/%		渗透率/(10 ⁻³ μm ²)		孔 - 渗相关系数
	分布区间	中值	分布区间	中值	
中粗砂岩 - 砾岩相	14 ~ 30	22	100 ~ 500 0	100 0	0.83
细 - 中砂岩相	18 ~ 34	27	10 ~ 350 0	650	0.82
细砂岩相	24 ~ 38	30	10 ~ 200 0	400	0.74

注: 以上数据由建模区 18 口井在目的层段的测井解释孔隙度与渗透率数据 (共 1297 组数据) 统计得到。

差异, 从中粗砂岩 - 砾岩相到细 - 中砂岩相及细砂岩相, 随着粒度的减小, 孔隙度增大, 但渗透率减少。这是由于海底扇储层的孔隙度与渗透率的控制因素不同所导致的, 孔隙度主要受控于岩石分选, 粒度越细的岩石相分选越好, 故孔隙度较高, 而渗透率则主要受控于泥质含量, 粒度较细的岩石相由于泥质含量较高, 故渗透率较低^[10]。

在设置各类岩石相渗透率输出范围和孔、渗相关系数的基础上, 以岩石相模型约束, 孔隙度模型协同, 采用协同序贯高斯模拟的方法, 生成渗透率模型的 50 个随机实现, 并通过平均化处理得到最终的渗透率模型 (图 10b)。

3.3 模型检验

本文的海底扇水道储层参数建模研究, 是在充分认识地质规律和多属性相关性分析的基础上开展的, 其建模结果能够充分反映地质模式, 而通过井网抽稀和数模动态结果也进一步验证了模型的可靠性。

3.3.1 地质规律检验

通过对储层参数模型按小层进行加和平均化处理, 得到小层水道复合体的砂体厚度、孔隙度及渗透率的平面分布图 (图 11c)。可以看出, 砂体厚度、相对高孔高渗带均沿水道复合体内部的单一水道轴部平行分布, 顺水道流向上呈不连续的长条透镜状, 垂直水道流向上呈多条带状。这种储层参数分布模式主要受控于水道复合体内部复杂的构型叠置样式, 它对开发过程中流体的运动及剩余油分布具有重要的控制作用。

将孔渗建模结果与孔渗单井粗化结果及原始测井解释结果进行对比可知, 孔渗建模结果的分布趋势及分布范围均与原始硬数据相吻合, 模拟孔隙度为 1% ~ 38%, 中值为 24%, 储集层渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 8\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 中值为 $900 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 12b), 表明参数模拟结果较为准确。

常规的孔隙度建模简单地采用“相构型模型约束, 波阻抗属性协同”的方法, 所得孔隙度在储集相中准确度较高, 但在非储集相中精度较差, 表现为非储集相常常具有较高的孔隙度, 其有违基本的地质认识。造成这种错误结果的原因主要来自两方面, 一是忽略了孔隙度与波阻抗属性相关性成立的条件, 即这种相关性只存在于储集相, 而不适合非储集相; 二是忽略了海底扇水道相构型模型不等同于储集相模型的地质认识, 即单一水道内部岩性充填复杂, 既充填储集相, 又充填一定比例的非储集相。本文充分认识到海底扇水道储层的这种特殊性, 通过两级约束的思路, 首先以相构型模型约束, 地震属性协同建立储集相模型, 然后以储集相模型约束, 波阻抗属性协同建立孔隙度模型, 其结果较好地符合地质规律。

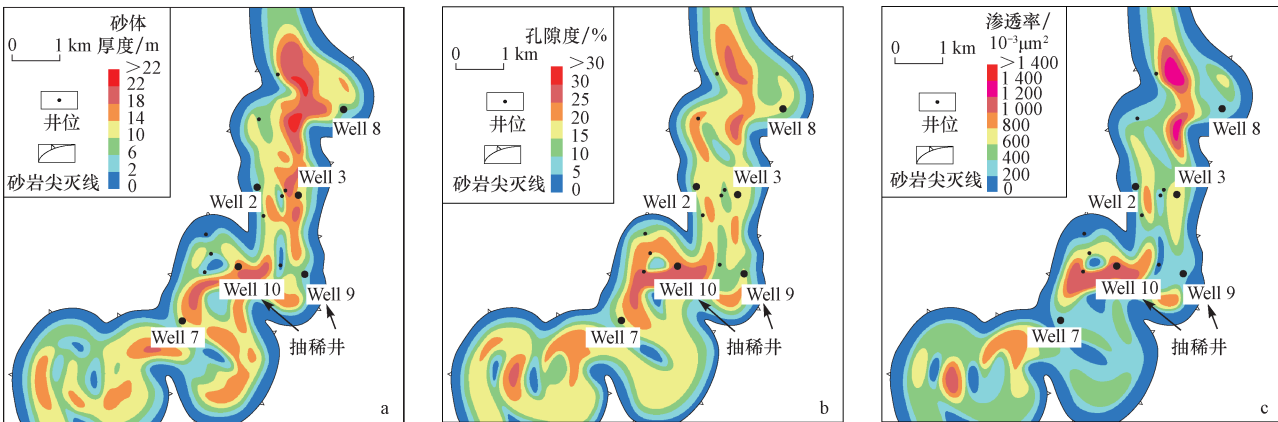


图 11 A3 小层平均储层参数平面等值线

Fig. 11 Contour maps of average reservoir parameters of A3 sublayer
a. 平均砂体厚度等值线; b. 平均孔隙度等值线; c. 平均渗透率等值线

按照如上的井网抽稀过程,以原始模拟的储集相模型为约束,采用同样的孔隙度建模方法和参数,生成不同抽稀井网条件下的平均孔隙度模型(50次实现),统计不同抽稀井网条件下每口抽稀井所穿过的所有网格的模拟孔隙度与解释孔隙度(硬数据)的平均变化率。统计表明,随着抽稀井数量的增加,井点孔隙度的平均变化率基本保持稳定,2,4,6口抽稀井条件下的井点孔隙度的平均变化率依次为12.7%,16.6%,13.8%,其中有两口抽稀井进行了3次抽稀试验,其井点孔隙度的平均变化率分别为15.2%,14.2%(表3)。可见,抽稀井的模拟孔隙度变化率整体较小,且较稳定,反映孔隙度建模的精度较高。

同样,以原始模拟的岩石相模型和孔隙度模型作为控制,对渗透率模型进行抽稀检验。统计表明,随着抽稀井数量的增加,井点渗透率的平均变化率基本保持稳定,2,4,6口抽稀井条件下的井点渗透率的平均变化率依次为25.4%,22.3%,23.2%,其中有两口抽稀井进行了3次抽稀试验,其井点渗透率的平均变化率分别为28.1%,20.7%(表3)。可见,抽稀井的模拟渗透率误差整体较小,且较稳定,反映渗透率建模的精度较高。

由此可见,每一步建模的精度都相对较高,且误差趋于稳定。虽然多级约束建模会导致误差层层累计传导,造成最终渗透率模型的精度有所下降,但考虑到海底扇水道储层的复杂性,如果不采用多级约束的方法,势必造成建模结果不能遵循基本的地质规律,模型精度也就更无从谈起。本文提出的海底扇水道参数建模方法,是在相构型模型确定性建立(井震结合方法)的基础上开展的,这本身已经很大程度地减小了模型误差,进一步又在遵循地质规律(多级约束)的前提下,通过多重属性协同的方法,最大程度地提高了模型精度。因而与常规建模方法相比,该方法不失为一种有效的建模方法。

3.3.3 动态数据验证

通过数值模拟方法对模型进行检验。将地质模型 $50\text{ m} \times 50\text{ m} \times 0.5\text{ m}$ 的网格粗化为 $200\text{ m} \times 200\text{ m} \times 2\text{ m}$ 的模拟网格,对油田及每口井的生产指标进行历史拟合,发现产量、见水时间等指标的数模结果与生产实际差异较小,说明地质模型的精度较高,能够较好地体现海底扇水道储层的地质规律及非均质特征。

4 结论

针对海底扇水道岩石相类型多样、储层孔渗整体

相关性差的特征,本文提出了“多级相控约束、多重属性协同”的海底扇水道储层参数建模新思路。相比于简单的相控孔隙度建模,该思路采用相构型模型约束,地震属性协同的方法建立储集相模型,然后以储集相模型约束,波阻抗属性协同的方法建立孔隙度模型,适应了海底扇水道充填类型复杂的特点,有效地提高了孔隙度建模精度。同时,该思路在常规的孔隙度协同渗透率建模中增加了具有不同孔渗关系的岩石相模型作为约束,充分合理地利用了不同的孔、渗关系,较好地解决了海底扇水道储层孔渗整体相关差的问题,有效地提高了渗透率建模精度。

参 考 文 献

- [1] Weimer P, Link M H. Global petroleum occurrences in submarine fans and turbidite systems [M] // Weimer P, Link M H. Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems. New York: Springer, 1991: 9-67.
- [2] 刘新颖,于水,陶维祥,等. 刚果扇盆地上中新世深水水道充填结构及演化特征[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2012, 37(1): 105-112.
- [3] Liu Xinying, Yu Shui, Tao Weixiang, et al. Filling architecture and evolution of upper Miocene deep-water channel in Congo Fan Basin [J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2012, 37(1): 105-112.
- [4] 马中振. 典型大西洋型深水盆地油气地质特征及勘探潜力: 以巴西桑托斯盆地为例[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(3): 1108-1115.
- [5] Ma Zhongzhen. Petroleum geology and favorable exploration potential of typical South Atlantic deep water basin: Taking Brazil Santos Basin as an example [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2013, 44(3): 1108-1115.
- [6] 孙立春,汪洪强,何娟,等. 尼日利亚海上区块近海底深水水道体系地震响应特征与沉积模式[J]. 沉积学报, 2014, 32(6): 1140-1152.
- [7] Sun Lichun, Wang Hongqiang, He Juan, et al. Seismic characteristics and depositional model of near-seabed submarine levee-channel complexes in Nigeria offshore block, West Africa [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1140-1152.
- [8] 胡向阳,熊琦华,吴胜和. 储层建模方法研究进展[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2001, 25(1): 107-112.
- [9] Hu Xiangyang, Xiong Qihua, Wu Shenghe. Research progress of reservoir modeling methods [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2001, 25(1): 107-112.
- [10] 吴胜和,李宇鹏. 储层地质建模的现状与展望[J]. 海相油气地质, 2007, 12(3): 53-60.
- [11] Wu Shenghe, Li Yupeng. Reservoir modeling: Current situation and development prospect [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2007, 12(3): 53-60.
- [12] 贾爱林. 中国储层地质模型20年[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 181-188.

- Jia Ailin. Research achievements on reservoir geological modeling of China in the past two decades [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32 (1): 181–188.
- [8] Brunt R L, McCaffrey W D. Heterogeneity of fill within an incised channel: The Oligocene Gres du Champsaur, SE France [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2007, 24 (6): 529–539.
- [9] 林煜, 吴胜和, 王星, 等. 深水浊积水道体系构型模式研究——以西非尼日尔三角洲盆地某深水研究区为例 [J]. *地质论评*, 2013, 59 (3): 510–520.
- Lin Yu, Wu Shenghe, Wang Xing, et al. Research on architecture model of deepwater turbidity channel system: A case study of a deep-water research area in Niger Delta Basin, West Africa [J]. *Geological Review*, 2013, 59 (3): 510–520.
- [10] 林煜, 吴胜和, 王星, 等. 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 海底扇储层质量差异 [J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35 (4): 494–502.
- Lin Yu, Wu Shenghe, Wang Xing, et al. Reservoir quality differences of submarine fans in deep-water oilfield A in Niger Delta Basin, West Africa [J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35 (4): 494–502.
- [11] 郭太现, 杨庆红, 黄凯, 等. 海上河流相油田高效开发技术 [J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40 (6): 708–714.
- Guo Taixian, Yang Qinghong, Huang Kai, et al. Techniques for high-efficient development of offshore fluvial oilfields [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40 (6): 708–714.
- [12] Navarre J C, Claude D, Liberelle E, et al. Deepwater turbidite system analysis, West Africa: Sedimentary model and implications for reservoir model construction [J]. *The Leading Edge*, 2002, 21 (11): 1132–1139.
- [13] 桂峰, 马正. 利用相控模型进行井间参数预测 [J]. *地球科学—中国地质大学学报*, 2001, 26 (1): 49–53.
- Gui Feng, Ma Zheng. Application of lithofacies-controlled model to prediction of physical parameters between wells [J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2001, 26 (1): 49–53.
- [14] 李少华, 张昌民, 张尚锋, 等. 沉积微相控制下的储层物性参数建模 [J]. *江汉石油学院学报*, 2003, 25 (1): 24–26.
- Li Shaohua, Zhang Changmin, Zhang Shangfeng, et al. Reservoir petrophysical modeling under control of sedimentary facies [J]. *Journal of Jianghan Petroleum Institute*, 2003, 25 (1): 24–26.
- [15] 张淑娟, 邵龙义, 宋杰, 等. 相控建模技术在阿南油田阿 11 断块中的应用 [J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35 (3): 355–361.
- Zhang Shujuan, Shao Longyi, Song Jie, et al. Application of facies-controlled modeling technology to the fault-block A11 in A'nan Oil-field [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35 (3): 355–361.
- [16] 印兴耀, 刘永社. 储层建模中地质统计学整合地震数据的方法及研究进展 [J]. *石油地球物理勘探*, 2002, 37 (4): 423–430.
- Yin Xingyao, Liu Yongshe. Methods and development of integrating seismic data in reservoir model-building [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2002, 37 (4): 423–430.
- [17] 刘文岭. 地震约束储层地质建模技术 [J]. *石油学报*, 2008, 29 (1): 64–68, 74.
- Liu Wenling. Geological modeling technique for reservoir constrained-by seismic data [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29 (1): 64–68, 74.
- [18] 姜贻伟, 刘红磊, 杨福涛, 等. 震控储层建模方法及其在普光气田的应用 [J]. *天然气工业*, 2011, 31 (3): 14–17.
- Jiang Yiwei, Liu Honglei, Yang Futao, et al. Seismic-constrained reservoir modeling and its application in the Puguang Gas Field [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31 (3): 14–17.
- [19] Akhmetzhanov A, Kenyon N H, Habgood E, et al. North Atlantic contourite sand channels [J]. *Geological Society*, 2007, 276 (1): 25–47.
- [20] Surlyk F, Jensen S K, Engkilde M. Deep channels in the Cenomanian-Danian Chalk Group of the German North Sea sector: Evidence of strong constructional and erosional bottom currents and effect on reservoir quality distribution [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92 (11): 1565–1586.
- [21] Straub K M, Mohrig D, McElroy B, et al. Interactions between turbidity currents and topography in aggrading sinuous submarine channels: A laboratory study [J]. *Geological Society of America Bulletin*, 2008, 120 (3–4): 368–385.
- [22] Kupfersberger H, Deutsch C V. Ranking stochastic realizations for improved aquifer response uncertainty assessment [J]. *Journal of Hydrology*, 1999, 223 (1): 54–65.
- [23] Deutsch C V. Fortran programs for calculating connectivity of three-dimensional numerical models and for ranking multiple realizations [J]. *Computers & Geosciences*, 1998, 24 (1): 69–76.
- [24] 赵晓明, 吴胜和, 岳大力, 等. 西非某油田深水海底扇岩石相类型及其识别方法研究 [J]. *测井技术*, 2010, 34 (5): 505–510.
- Zhao Xiaoming, Wu Shenghe, Yue Dali, et al. Research on lithofacies types and identification method of deep-water submarine fan: Taking one oilfield of West African as a case [J]. *Well Logging Technology*, 2010, 34 (5): 505–510.

(编辑 张亚雄)