

浊积体油藏储量评价中的 储层展布研究及意义

陈国成¹, 田晓平¹, 赵春明¹, 杨庆红¹, 郭铁恩¹, 戴卫华¹, 薛明星¹, 翟超²

(1 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452; 2 海洋石油工程股份有限公司建造分公司, 天津 300452)

摘 要: 浊积体油藏储层空间展布特征的研究对于该类型油气藏的储量评价和高效开发有着重要意义。XX20-2 北油田东二下段的浊积体油气藏仅为 XX20-2N-2 井钻遇, 相邻 1.9 km 较低部位的 XX20-2-13 井未钻遇储层。由于该浊积体埋深超过 2 000 m, 单靠地震资料难以达到定量研究储层空间展布的要求。区域沉积体系分析显示, 该油气藏为发育在湖泊相沉积背景下的三角洲滑塌浊积扇沉积, 主要物源来自北部的辽河水系和凌河水系形成的大型三角洲; 利用该区浊积体特殊地震反射特征, 借助地震相识别技术, 详尽刻画了砂体的空间展布特征和边界; 利用测试取得的压力数据进行试井分析发现, 在 2 井周边 880 m 范围内, 储层物性和连通性较好, 说明浊积体展布半径要更大; 利用得出的浊积体地质模型进行模型正演发现, 正演结果与实际地震剖面吻合较好, 从而证实了浊积体空间展布及边界的推断。

关键词: 浊积体; 储量评价; 地震相; 试井分析; 模型正演

中图分类号: TE122.24 文献标识码: A

目前, 岩性油气藏成为油气勘探开发的重要方向和热点领域, 其中各种规模的浊积体油田的发现和开发, 在过去二三十年中呈现了快速增长的趋势^[1-3]。对于三角洲前缘浊积体的形成过程和分布规律, 前人做过详实的研究^[4,5]。浊积体储层的展布研究对油气田的储量评价和后期的开发生产有着重要的意义。对埋深大于 2 000 m 的中深层浊积体储层(定义据国土资源部 2005 年发布的石油天然气储量计算规范)的展布特征进行研究, 除面临着储层横向变化快的难点外, 还面临着地震资料品质较差的问题。因此, 单利用地震资料来量化分析浊积体的储层展布特征存在一定的困难。转换研究思路, 通过多专业综合的方法, 对浊积体储层的空间展布特征进行定量

化研究, 可以有效地规避储量评价过程中的储层风险, 指导油田优质高效的开发。

渤海湾的 XX20-2 北油田东二下段的油气藏为目前渤海油田第一个具有商业开采价值的浊积体油气藏。本文以该油气藏为例, 探讨在储量评价阶段如何对浊积体储层的空间展布进行研究, 来指导储量评价工作。

1 研究背景

XX20-2 北油田位于渤海辽东湾北部海域, 主要含油气目的层为沙河街组和东营组。本次研究层位是东营组的东二下段, 该层位纵向和横向上发育了多套浊积体(图 1), 浊积体埋深超过 2 000 m。该区地震资料为三维地震资料, 采用叠前时间偏移处理技术进行处理, 该层位地震资料频宽 10~50 Hz, 主频约 32 Hz, 分辨率为 23 m 左右。

收稿日期: 2011-09-03

作者简介: 陈国成(1982—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事石油地质研究工作。E-mail: chengch@cnooc.com.cn

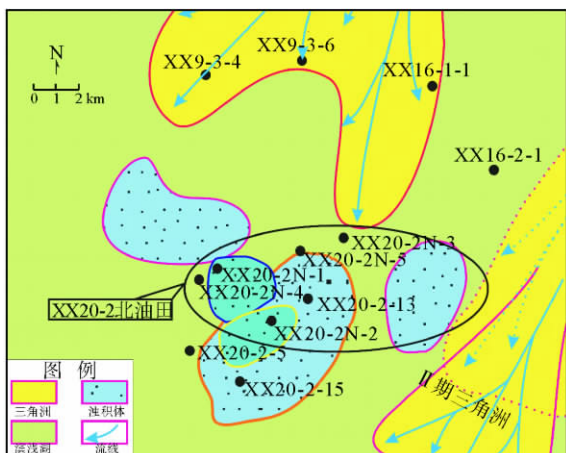


图 1 XX20-2 北油田东二下段沉积相

Fig. 1 Distribution of depositional systems of the $E_3 d_{2L}$ of the XX20-2N Oilfield

该油田共钻 6 口井,其中 XX20-2N-2 井和 XX20-2-13 井在东二下段钻遇了较厚的砂层(图 2)。本次重点研究的是东二下段上部的一套浊积体。对于该套浊积体,XX20-2N-2 井钻遇储层 33.1 m(油气层 26.4 m,水层 6.7 m),井点揭示了气油界面-2 048 m 和油水界面-2 059 m。对其中气层段进行了测试,获得高产油气流,并取得了丰富的压力资料。距离 XX20-2N-2 井东北方向 1.9 km 的 XX20-2-13 井未钻遇任何储层,只钻遇了薄层的粉砂质泥岩和泥质粉砂岩(图 2)。

该浊积体顶面在地震剖面上对应波峰,该波峰在 XX20-2N-2 井区发育较稳定,反射能量强,同相轴连续性好,在该井区进行了对比追踪成图。经过时深转换,利用井点校正,编制了该油气层的顶面构造图。

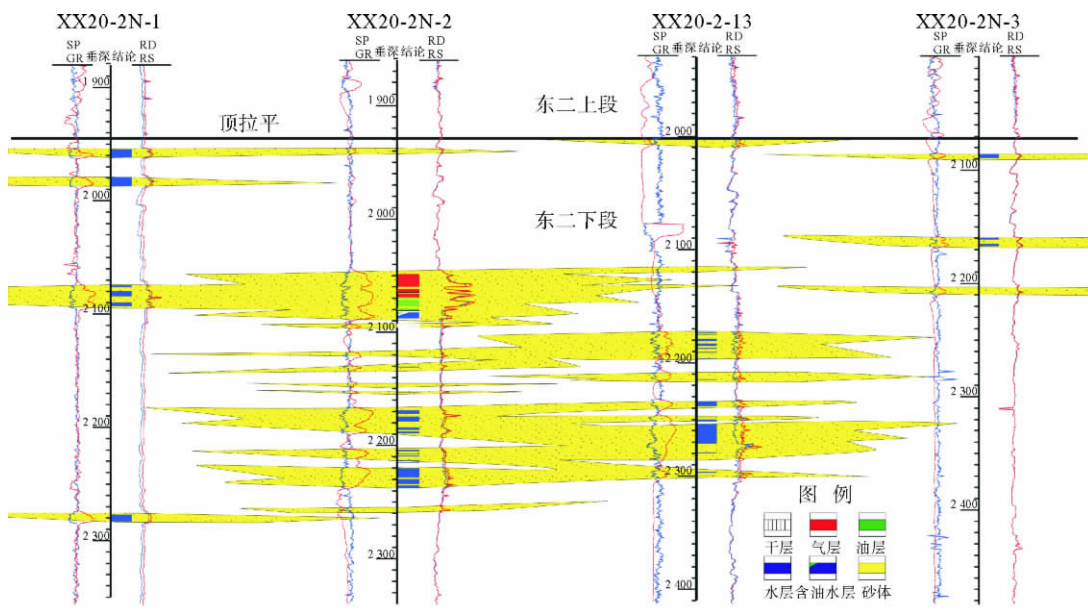


图 2 XX20-2 北油田东二下段砂层对比

Fig. 2 Correlation of sand layers in the $E_3 d_{2L}$ of the XX20-2N Oilfield

探明含油气面积利用井点钻遇的流体界面,结合断层边界,在该油气层的顶面构造图上进行圈定(图 3)。单井控制探明含油气面积 4.1 km²,井点距离东侧探明含油边界 1.0 km,距离西侧断层根部 3.0 km,井控程度较低。由于该储层为湖底扇的浊积体沉积,同时受构造和岩性双重因素控制,储层空间展布特征比较复杂。为避免储量

评价中的储层风险,需要对该套储层的展布进行研究。

由于该套储层在地震剖面上并非单一的地震反射轴,受地震资料品质的限制,单纯利用地震资料难以量化该储层的边界。在该油气藏储量评价阶段,基于该油田井资料和地震资料,利用区域沉积体系研究、地震相分析、压力数据试井分析和

模型正演验证等各种技术方法,综合研究了该套油积体储层的空间展布。

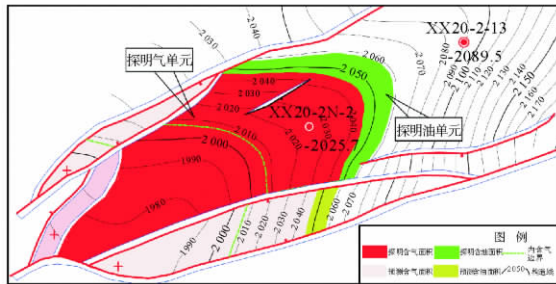


图3 XX20-2 北油田东二下段含油气面积

Fig. 3 Oil-bearing area of the E_3d_{2L} of the XX20-2N Oilfield

2 研究方法

2.1 区域沉积体系及地震相分析

辽东湾地区是下辽河裂谷盆地向渤海海域的自然延伸,属于发育在华北克拉通上的裂陷盆地。辽中凹陷位于辽东湾的中部,具东断西超的箕状特征,古近纪东营组时期东部以陡坡断裂坡折带与辽东凸起相连,西部以同沉积缓坡坡折带与辽西凸起过渡。研究区位于辽中凹陷的北洼中心附近,靠近辽西凸起的北倾末端。辽西凸起为裂陷早期形成的凸起,东营层序时期没于水下,到东二层序时为水下局限高地^[6]。该区周缘有多支古水系继承性发育,主要包括东部胶辽隆起上的复州

水系、西部燕山隆起上的兴城水系以及北部的辽河水系和凌河水系。

吴小红等^[7]依据岩屑、测井和三维地震资料,以单井层序分析和连井对比为基础,综合地震反射特征,通过井震互校,利用工区地震剖面对层序界面进行追踪,最终建立了该区的层序地层格架。区域沉积体系分析表明,东二层序高位体系域以辽中凹陷的长轴方向延伸很远的大型三角洲沉积体系发育为特征,在其前方辽中北洼的中心,呈条带状零星分布一些小型的滑塌浊积扇沉积。

由本油田和附近区域的钻井证实,来自凌河水系和辽河水系的三角洲多期叠加,三角洲向深洼方向岩性逐渐变细。位于三角洲前面的滑塌浊积扇为多口井钻遇,多以较厚砂泥岩互层为特征,自然伽马曲线为平直型—指型—漏斗型叠加,具反粒序特征(图2)。地震特征多为弱振幅高频率断续反射,反射结构为低缓丘形或透镜状。总体上,油积体的分布范围较广,纵向上有一定的叠置,但通常孤立分布,规模较小。

综上所述,本油田东二下段整体上为湖泊相沉积,主要含油气目的层为湖底扇沉积,是三角洲前缘的油积体,属于三角洲滑塌浊积扇,主要物源来自北部的辽河水系和凌河水系形成的大型三角洲(图1)。

整体上,本油田东二下段发育多套纵向和横向上存在一定叠置的砂体。东二下段早期形成一套规模较大的油积体,XX20-2N-2井、XX20-2-13井均钻遇到大套的砂层,由图4可见,地震剖面上

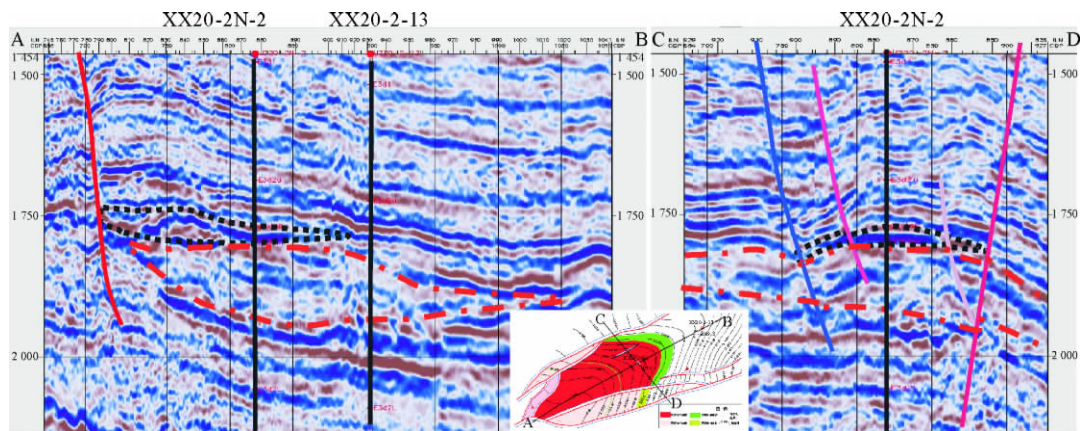


图4 XX20-2 北油田东二下段过井地震剖面

Fig. 4 Seismic profile of the E_3d_{2L} of the XX20-2N Oilfield

呈丘状外形、高频弱振幅杂乱反射特征。在该大型油积体之上又叠置形成了一套新的油积体,即本油田的含油气目的层。该油积体分布范围和厚度较小,仅 XX20-2N-2 井钻遇 41.4 m 的砂层,地震剖面上呈丘状外形、低频断续强反射特征,地震特征明显,易于识别。

借助油积体特殊的“丘状反射”外形的地震相识别技术,可以大致刻画砂体的空间展布特征和边界。根据地震相分析,沿 CD 方向,XX20-2N-2 井钻遇了油积体的中心部位;沿 AB 方向,XX20-2N-2 井钻遇了该油积体的东北部边缘带,从地震剖面上可见该油积体厚度向西南部变厚(图 4),推测西南部“丘状反射”中心部位更富砂。该油积体向西南方向至断层根部均有分布,而相对应的储层在与该井东北方向相距 1.9 km 的 XX20-2-13 井处相变为泥质粉砂岩和粉砂质泥岩,说明该储层在 XX20-2-13 井区不发育。据地震波组特征分析,该油积体储层边界比较靠近 XX20-2-13 井。

2.2 试井分析

试井是为了确定井的生产能力和研究储层参数及储层动态而对井进行的专门测试工作。该油气藏的气层段进行了 DST 测试(钻杆测试,Drill-stem testing),获得了大量的压力资料。利用 Saphir 试井解释软件对该测试段进行了试井解释分析。

由图 5 可知,在流动段和压力恢复阶段,试井分析结果和实测数据的拟合效果比较好。关井后地层压力恢复速度非常快,且恢复到原始静压,说明近井地带的储层物性和连通性非常好。从关井后压力数据的导数曲线特征看,在关井 1 h 后,导数曲线有小幅度的上翘现象,说明近井地带有一条小断层,即 2 井北侧的一条小断层。本层段的 DST 测试开井 8.0 h,关井 11.5 h,压力波传播最远 880 m,在压力波传播范围之内,储层连通性是比较好的,储层物性也较好,没有探测到该储层的岩性边界,这说明该油积体储层的边界距离 2 井要大于 880 m。

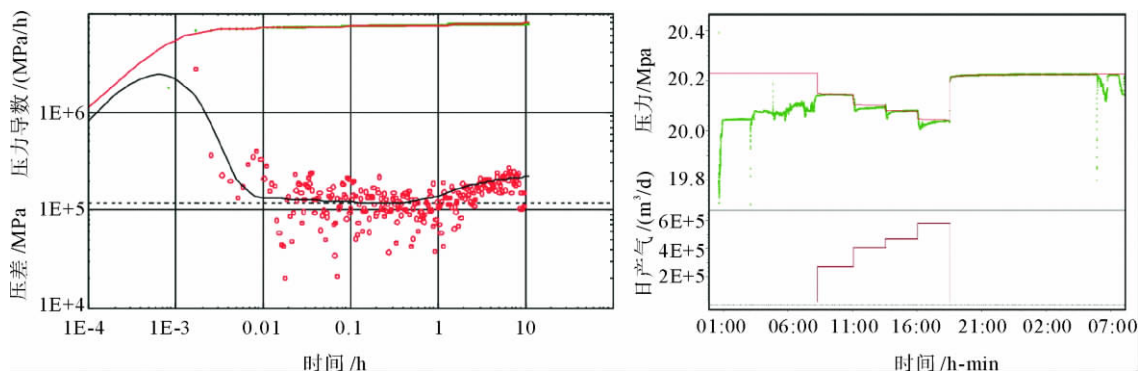


图 5 XX20-2 北油田东二下段测试层段压力恢复试井拟合曲线

Fig. 5 Well testing and DST pressure data in the E_3d_{2L} of the XX20-2N Oilfield

2.3 模型正演

根据地震资料解释构造、沉积等地质问题是一个反演过程,与大多数反演一样存在多解性。地震属性上表现的沉积现象究竟是地质现象的真实反映、解释陷阱,还是处理过程中造成的假象,需要有确切的模型予以验证。在现今技术条件下,模型正演有可能帮助我们实现这一目标。针对性地设计相关反映沉积特征的地质模型,正演出地震数据,对照已有地震资料,然后再对地质模

型进行验证判断。

通过地震相分析和试井分析,认为 2 井东侧的储层边界比较靠近 13 井,砂体自 2 井向 13 井方向的尖灭可能是渐变的。为了进一步验证这种砂体展布特征的推测,利用 Tesseral 软件采用模型正演方法进一步研究该储层的分布情况。其处理过程如下:

(1) 导入 XX20-2N-2 和 XX20-2-13 两口井的声波、密度曲线。将两井之间的层位追踪结果作为插值的控制层位。软件自动插值得到可以用来

做正演的速度、密度模型,即前面推测的地质模型所反映的速度、密度模型。

(2)软件中设置若干炮点于地表,进行炮记录的波动方程正演,模拟出野外放炮的炮集记录。

将之前建立的速度模型作为偏移速度,对炮记录进行叠前偏移,最终得到可以用来对比实际地震资料的偏移剖面(图 6)。

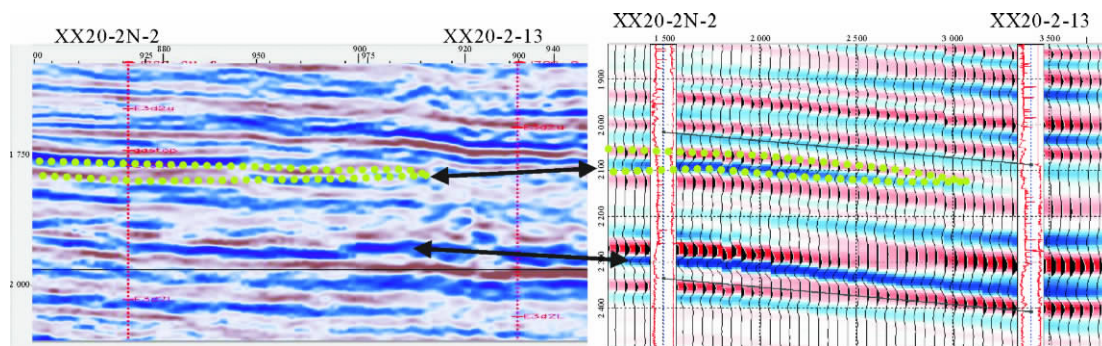


图 6 XX20-2 北油田东二下段过井地震剖面与正演结果对比

Fig. 6 Comparison of the results from seismic profile and forward modeling of the E_3d_{2L} of the XX20-2N Oilfield

我们发现,该井区正演结果与实际地震剖面吻合较好。这说明前面关于 2 口井之间岩性是渐变的,储层边界比较靠近 13 井的地质模型的推断是正确的。

3 结论与讨论

基于地震资料、井资料和试井压力资料,利用区域沉积分析、地震相分析、试井分析和模型正演的方法,综合论证了 XX20-2 北油田东二下段含油气层段浊积体的储层空间展布特征。

(1)该浊积体呈丘状外形,储层厚度向西南部变厚,向北向南变薄,2 井与 13 井之间的储层边界相对靠近 13 井。

(2)试井分析结果显示,距离 2 井 880 m 范围内,储层的物性和连通性非常好。

(3)通过模型正演方法的验证,认为 2 井和 13 井之间的储层是逐渐变薄的,2 井附近不存在储层突然中断的现象。

通过对该套浊积体储层的边界和空间展布特征的研究,认为利用构造法圈定的含油气面积区域内的储层是有保证的。另外参考该套浊积体的

空间展布特征,结合构造形态和流体界面,绘制了探明油单元和气单元的有效厚度等值线图,对探明含油气单元的厚度进行了权衡选值,合理地把握了储量评价中储层相关的风险和潜力,有效的指导了油田后期的高效开发。

参考文献:

- [1] 赵文智,池英柳.渤海湾盆地含油气层系区域分布规律与主控因素[J].石油学报,2000,21(1):10-16.
- [2] 孙龙德.东营凹陷中央隆起带沉积体系及隐蔽油气藏[J].新疆石油地质,2000,21(2):123-127.
- [3] Stow D A V, Mayall M. Deep-water sedimentary systems: New models for 21st century[J]. Marine and Petroleum Geology, 2000, 17: 125-135.
- [4] 鄢继华,陈世悦,宋国奇,等.三角洲前缘滑塌浊积岩形成过程初探[J].沉积学报,2004,22(4):573-578.
- [5] 鄢继华,陈世悦,姜在兴.三角洲前缘浊积体成因及发育规律研究[J].石油实验地质,2008,30(1):16-25.
- [6] 徐长贵,许效松,丘东洲,等.辽东湾地区辽西凹陷中南部古近系构造格架与层序地层格架及古地理分析[J].古地理学报,2005,7(4):449-459.
- [7] 吴小红,吕修祥,加东辉,等.辽中凹陷东营组重力流发育机制及沉积构成[J].西南石油大学学报,2009,31(4):18-23.

DISTRIBUTION OF TURBIDITE RESERVOIR AND ITS SIGNIFICANCE IN RESERVE ASSESSMENT

CHEN Guocheng¹, TIAN Xiaoping¹, ZHAO Chunming¹, YANG Qinghong¹,
GUO Tien¹, DAI Weihua¹, XUE Mingxing¹, ZHAI Chao²

(1 China National Offshore Oil Corp. Ltd. -Tianjin, Tianjin 300452,China;

2 China Offshore Oil Engineering Company Ltd. Construction Company, Tianjin 300452,China)

Abstract: The understanding of the distribution of a turbidite reservoir is critical for reserve assessment and oilfield development. The turbidite reservoir at the E₃d^{2L} Formation of the XX20-2N Oilfield is buried at a depth more than 2000 m below sea level. It is difficult to make clear the distribution pattern of the turbidite reservoir only by seismic information. Regional research reveals that the turbidite reservoir was a lacustrine turbidite caused by the sliding of the deltaic front. We applied all the approaches, such as depositional system study, facies modeling, seismic facies analysis, well testing and DST pressure data, in this study to delineate the boundaries and dimensional features of the turbidite sand reservoir. The results of the study were useful for calculation of the net pay thickness of oil and gas unit and increasing the precision of reserve calculation so as to decrease the risk thereof.

Key words: turbidite; reserve evaluation; seismic facies; well test analysis; forward modeling