

·勘探技术·

综合地球物理方法预测滨南地区 沙三段浊积砂体储层

李野¹, 郑德顺^{1*}, 汤婕²

(1.河南理工大学 资源环境学院,河南 焦作 454000;

2.中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院,山东 青岛 266580)

摘要:滨南地区沙三段浊积砂体储层地震资料品质差、储层相变快,为降低井位部署失利风险,依据精确层序地层格架—地震响应特征分析—地层切片结合优势属性预测砂体横向展布—频谱分解和测井约束反演预测砂体纵向叠置的技术流程,精确描述浊积砂体储层分布。研究区沙三段分为3个三级层序,沙三段中、下亚段为浊积砂体储层发育的主要层段。通过90°相位转换以及地层切片并结合瞬时振幅属性对浊积砂体储层有利发育部位进行预测。结果显示,浊积砂体储层主要发育在滨县凸起东南部以及靠近凸起的部位;将原始数据体用S变换分解为25, 30, 35, 40和45 Hz共5个单频率体,对比显示40 Hz单频率体能较好地显示浊积砂体储层发育情况;随后进行测井约束反演处理,将处理结果与40 Hz分频数据结合得到砂体叠置特征,预测研究区浊积砂体储层主要发育在滨县凸起的东部以及南部区域。

关键词:浊积砂体 储层预测 相位转换 地层切片 优势属性分析 频谱分解 测井约束反演

中图分类号: P631.44

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)06-0046-05

中国陆相含油气盆地中广泛发育浊积砂体储层,其已成为油气勘探的重要领域^[1]。滨南地区历经40余年的油气勘探开发,目前已进入高勘探成熟阶段,勘探的难度和风险越来越大^[2]。随着勘探开发程度的不断提高,低渗透和稠油等低品位储量所占比例由“九五”末的60%上升到2008年的72%,资源接替严重不足成为研究区持续稳定发展的瓶颈。随着滨682等井钻遇沙三段浊积砂体储层,对该类储层的识别成为研究的重点。

中外对于浊积岩储层的研究从20世纪中叶开始,主要集中在海相盆地^[3],陆相湖盆的研究较少。滨南地区沙三段发育于湖盆断陷期,存在近岸水下扇、远岸浊积扇和前缘滑塌透镜体3种类型的浊积砂体储层,因而通过有效的技术手段明确研究区浊积砂体储层平面展布范围和纵向叠置特征,并预测其有利发育区域,不仅有助于降低井位部署失利风险,也能在一定程度上促进陆相浊积岩理论研究的发展。

1 井失利原因

滨南地区位于渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷北坡,北接滨县凸起,东邻利津生油洼陷。2007年以来,为深入研究浊积砂体油藏的发育和分布规律,先后部署了利982、利882、滨682和滨685等探井,均取得成功并获得高产,但随后部署的利101、滨682-6和利97等井失利,均未获得工业油气流,井失利的原因主要在于以下3方面。

地震资料品质较差 随着深度的增加,地震波的能量迅速衰减,尤以高频信息的衰减更加明显,深部地震数据的分辨率与信噪比迅速下降^[4],造成对深部浊积砂体储层识别能力的迅速降低,直接导致地震资料的多解性^[5]。滨南地区地震资料频带宽度约为25~45 Hz,主频约为30 Hz。由滨657等井的VSP资料可知,研究区沙三段平均速度约为3 000 m/s,根据Neidell的理论,地震勘探能够分辨的地层

收稿日期:2013-09-12。

作者简介:李野,男,在读硕士研究生,从事沉积学以及地球物理方面的研究。联系电话:18650876825, E-mail: billyliye1988@163.com。

*通讯作者:郑德顺,男,副教授,博士。联系电话:13653917272, E-mail: zhengdeshun@126.com。

基金项目:国家自然科学基金“济阳拗陷区Mz/Pz不整合面揭示的地形演化过程研究”(40902033),构造与油气资源教育部重点实验室开放基金(TPR-2010-24)。

最小厚度即调谐厚度为波长的 $1/4$ ^[6],因而能够识别的沙三段储层最小厚度约为20 m,大于该区浊积砂体储层厚度。

浊积砂体储层成因类型不同 滨南地区发育3种类型浊积砂体储层^[7],由于与物源的相对位置关系以及浊流触发机制等不同,在地震响应上也表现出不同的特征。近岸水下扇兼有三角洲沉积与浊流沉积的双重特点,通常位于断陷湖盆的陡坡带,从内扇向外岩性变化大且迅速,从扇根到扇缘地震反射显示出杂乱—强振幅较连续—低振幅连续的特征;远岸浊积扇通常规模较大,辫状水道发育,地震反射特征表现出中—强振幅、较连续的特征;前缘滑塌透镜体通常规模很小,以粉砂、泥岩为主,地震反射为丘状、透镜状短反射。可以看出,这3种不同类型的浊积砂体储层在地层、岩性与地震响应上均具有很大的差异。

浊积砂体储层相变快 浊积砂体储层相变快直接导致储层的非均质性强^[8]。不同相带的砂体含油特征不同,甚至同一微相的砂体,由于其横向物性的变化,也显示出不同的含油特征。

2 技术方法

研究区地质条件复杂,具有多物源、非均质性强的特点,以300 km²左右的地震资料、65口井的测井和取心资料为基础,结合具体地质概况,设计了浊积砂体储层预测技术流程(图1)。该技术流程的主要特点包括:①从含油气层段的岩性、电性、地震响应特征的相互关系入手,充分发挥地震资料横向分辨率高^[9],钻井、测井资料纵向分辨率高的优势,在精确的层序格架内进行研究,可以极大降低地震资料品质带来的影响,减少多解性。②以优势属性和地层切片技术为工具,掌握研究区浊积砂体储层的横向展布,降低勘探井位部署所面临的风险。③滨南地区浊积砂体储层总体特点是单砂体规模小、

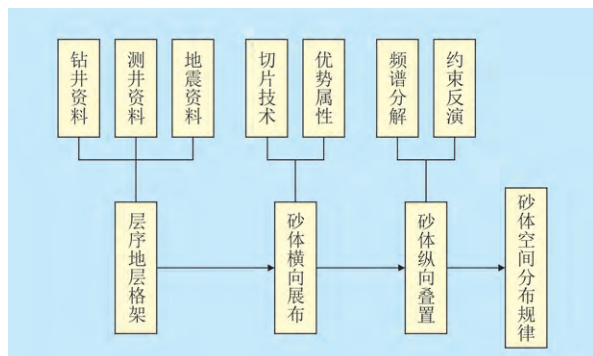


图1 滨南地区浊积砂体储层预测技术流程

厚度较小、空间配置情况比较复杂,通过前人对滨681和利982等区块沙三段浊积砂体储层特征^[10]的研究可知,该区浊积砂体储层的主频约为30 Hz,可以分辨的厚度极限约为25 m,通过分频解释技术结合测井约束反演方法可以提高地震资料分辨砂体的能力,精确描述浊积砂体储层。

3 浊积砂体储层预测

3.1 层序划分及地震反射特征

综合滨南地区钻井取心、测井数据以及地震响应特征,结合前人研究成果^[11-12],识别地震反射终止类型(主要是上超),并通过精细的井震标定,将研究区沙三段分为3个三级层序,沙三段下亚段对应SQ1,沙三段中亚段对应SQ2,沙三段上亚段对应SQ3,对应的底界面分别为SB1(T₆),SB2(T₅)和SB3(T₄)。沙三段下、中亚段为浊积砂体储层发育的主要层段。

SQ1和SQ2层序沉积时期为湖盆断陷期,在靠近滨县凸起位置,沉积中心靠近陡坡带一侧,湖泊最深处位于边界断层下降盘的深陷处,沉积中心与沉降中心基本一致;整体上,沙三段下亚段—沙三段中亚段沉积厚度变大,近岸水下扇位于靠近滨县凸起一侧断层下降盘以下;研究区沉积旋回主要表现为正旋回,沙三段上亚段沉积时期物源供给少,在基底持续沉降的条件下,可容纳空间增大,形成欠补偿的大面积半深湖—深湖沉积。

滨682区块各层序地震反射特征明显,SQ1层序具有中等振幅、中低连续亚平行反射特征;SQ2层序显示中强振幅、好—中连续平行、亚平行反射特征;SQ3层序以强振幅、好—中连续平行、亚平行反射特征为主。结合滨682和滨681等井的合成地震记录井旁道可以看出,研究区沙三段地震响应特征总体为中—强振幅、中—高频,连续性较好。

3.2 优势属性分析

地震属性类型多样,通过建立不同的地质模型进行正演模拟,可以分析哪种类型的属性对于浊积砂体储层的特征最为敏感。通过滨657井的VSP资料以及密度测井曲线,建立透镜状浊积砂体储层正演模型(图2a)。从正演模拟结果(图2b)可以看出,浊积砂体储层地震反射表现为强振幅,用振幅类属性进行分析较好。通过提取平方根振幅和平均绝对振幅等6种类型的振幅属性,并通过主成分分析,认为瞬时振幅属性能够较好地反映研究区浊积砂体储层的平面展布特征。

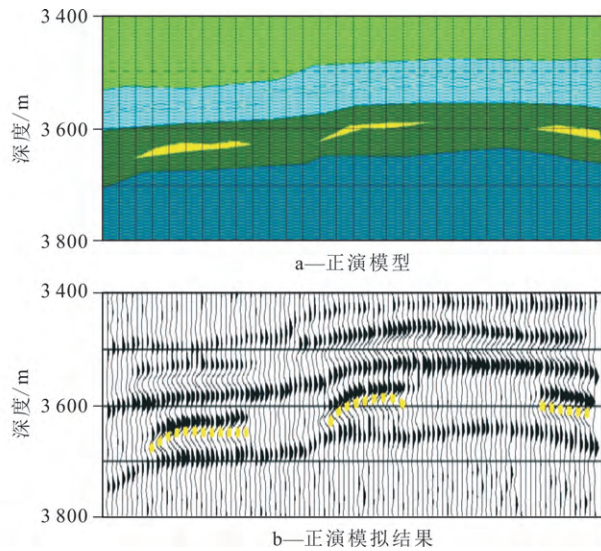


图2 滨南地区透镜状浊积砂体储层正演模型和模拟结果

地层切片技术是开展地震沉积学研究的主要技术手段之一^[13],具有比沿层切片和等时切片更好的等时性。制作地层切片最重要的是要找准等时标准层,但是由于地震资料品质以及研究区地质构造特征的影响,所追踪的层位不能反映真实的地质层位。为了尽可能地使所追踪的层位代表地质界面,通过90°相位转换技术对原始零相位数据进行同相轴等时化处理,最终得到90°相位数据体。

以SB₁(T₄),SB₂(T₅)和SB₃(T₆)为层间约束,以90°相位数据体为基础,在瞬时振幅体内部共制作了30个地层切片。通过详细研究30个地层切片以及振幅分布模式所指示的沉积体形态、大小、方向、接触关系,并结合测井、岩心特征,选出6个有代表性的切片进行说明(图3)。

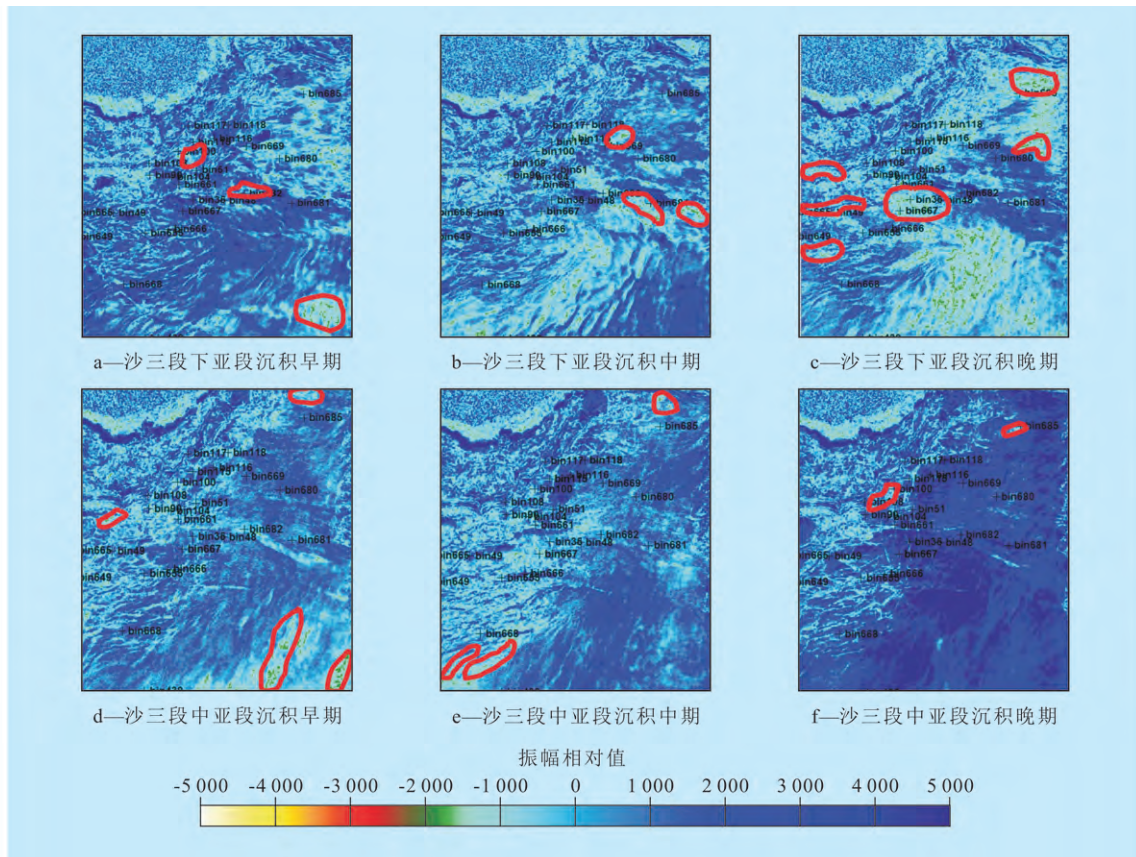


图3 滨县凸起东南坡沙三段瞬时振幅地层切片

浊积砂体储层的振幅相对值为-3 000~-2 000(相对大小),以此为基础对切片进行解释。在沙三段下亚段沉积早期,振幅负值出现在滨县凸起东南部以及靠近凸起的零星位置,远端也有发育(图3a)。这表明在沙三段下亚段沉积早期滨县凸起碎屑物质供给量一般,在凸起四周发育近岸水下扇;浊积砂体储层主要发育在研究区东南部的部分区域。在沙三段下亚段沉积中期,滨县凸起碎屑物质供给比较少,在凸起四周发育近岸水下扇,面积比

较小;浊积砂体储层主要发育在研究区东南部,面积较小(图3b)。在沙三段下亚段沉积晚期,滨县凸起碎屑物质供给较多,在凸起四周发育近岸水下扇;浊积砂体储层主要发育在研究区南部、东部和东南部,呈片状分布(图3c)。在沙三段中亚段沉积早期,滨县凸起碎屑物质供给较少,浊积砂体储层主要发育在研究区南部、东南部与远离凸起的半深湖部位,远端储层面积较大,靠近凸起部位零星分布(图3d)。在沙三段中亚段沉积中期,滨县凸起碎

屑物质供给较少,在凸起四周发育近岸水下扇,面积小;浊积砂体储层主要发育在研究区东部和南部,远离凸起的南部浊积砂体储层面积较大(图3e)。在沙三段中亚段沉积晚期,滨县凸起碎屑物质供给比较少,在凸起周围发育零星浊积砂体储层,面积很小(图3f)。由图3可以看出,浊积砂体储层主要发育在靠近滨县凸起的东部与南部,远离凸起的部位也有局限分布,根据振幅异常分布范围可知砂体规模约为1~3 km²。

3.3 频谱分解

目前常用的分频算法有短时傅里叶变换、连续子波变换和S变换等^[14-15],其中S变换具有比短时傅里叶变换和连续子波变换更高的分辨率^[16-17],因而选用S变换将原始数据体分成25,30,35,40和45 Hz共5个单频率体。通过正演模拟研究结果以及与实际剖面 and 钻井、测井信息的对应关系,认为频率在40 Hz以下的单频率体冗余信息过多,45 Hz单频率体又剔除了过多有用信息,40 Hz单频率体具有比较高的砂体分辨率(图4)。

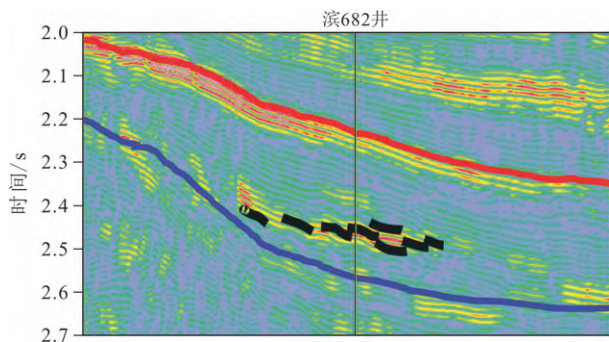


图4 过滨682井的40 Hz单频率体剖面

将原始地震数据与40 Hz分频剖面叠合显示(图5),可以看到40 Hz单频率体能够比原始地震数据反映出更多的地质信息,砂体空间叠置特征也得到了很好的显示,滨682井区叠合砂体主要位于T₆层向上0.9 s处左右。

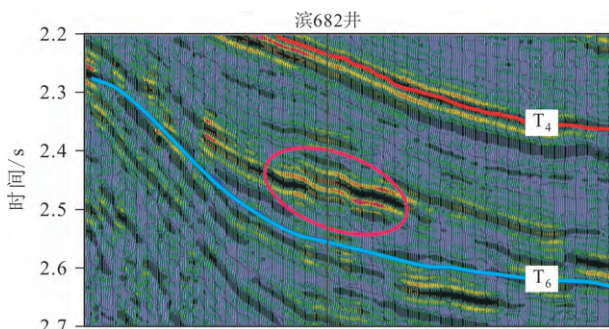


图5 40 Hz单频率体与原始地震数据的叠合显示

3.4 测井约束反演

测井约束反演是储层预测的常用技术^[18-19],充

分发挥了测井资料纵向分辨率高以及地震资料横向分辨率高的优势。通过精细层位标定、测井曲线标准化以及精确的地质模型建立等一系列工作,最终得到精细的反演数据体。从滨682井—滨681井反演剖面(图6)可以看出,反演结果能显示出比常规地震数据更多的信息,也过滤掉了部分冗余信息,滨682井叠合浊积砂体储层位于T₆层向上0.7~1 s处,并且叠合特征更加明显,结合40 Hz单频率体数据(图4,图5)便能够得到浊积砂体储层的纵向叠置特征。

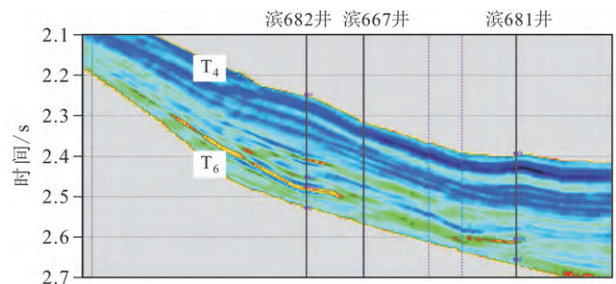


图6 滨南地区滨682井—滨681井地震反演剖面

4 结束语

滨南地区浊积砂体储层厚度小,空间叠置情况复杂,并且储层非均质性强、相带变化快,储层类型多样,因而必须综合多种地球物理方法才能达到精确预测储层的目的。以精确层序格架—地震响应特征—地层切片结合优势属性预测砂体横向展布—频谱分解和测井约束反演预测砂体纵向叠置的勘探流程,从宏观到微观预测浊积砂体储层的有利发育区域。研究区浊积砂体储层主要发育在沙三段中、下亚段,浊积砂体储层有利发育区位于靠近滨县凸起的东部与南部部分区域。在沙三段下亚段沉积时期,浊积砂体储层主要分布在研究区东部、东南部以及靠近北部的部分区域;在沙三段中亚段沉积时期,浊积砂体储层主要分布在研究区南部、东南部以及东部的部分区域。

参考文献:

- [1] 韦东晓,田景春,倪新峰.湖相浊积砂体沉积特征及油气勘探意义[J].油气地质与采收率,2006,13(5):15-17.
- [2] 谢风猛,李彦强.滨南油区地层超覆油藏的勘探[J].油气地质与采收率,2004,11(6):27-30.
- [3] 饶孟余,钟建华,赵志根,等.浊流沉积研究综述和展望[J].煤田地质与勘探,2004,32(6):1-5.
- [4] 隋淑玲,唐军,蒋宇冰,等.常用地震反演方法技术特点与适用条件[J].油气地质与采收率,2012,19(4):38-41.

- [5] 李海涛,王立歆,董月昌,等.准噶尔盆地车排子地区地震资料属性多解性分析及对策研究[J].中国石油勘探,2010,11(4):65-70.
- [6] 宁松华,汪勇.基于振幅属性分析法的楔状砂体厚度预测研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2010,32(5):90-94,123.
- [7] 丁桔红.湖盆浊积砂体及类型研究[J].华南地质与矿产,2007,23(3):6-11.
- [8] 刘瑞娟,王永诗,张博,等.渤南洼陷浊积砂体岩石学特征及其对储层物性的影响——以沙三段0—9砂组为例[J].油气地质与采收率,2011,18(6):32-36,41.
- [9] 严红勇,刘洋,于茜.利用VSP提高地面地震资料的分辨率[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2010,32(3):65-68.
- [10] 罗永亮,林承焰,翟启世,等.滨南油田毕家地区沙三下亚段沉积特征及沉积模式[J].中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(2):12-17.
- [11] 柳兴邦,史彦尧,陈绪清.滑塌浊积砂体精细地层划分与对比方法——以大芦湖油田樊107块沙三段中亚段为例[J].油气地质与采收率,2009,16(3):26-29.
- [12] 张宗耀,操应长,高永进,等.东营凹陷沙三段—沙一段层序地层与油气[J].石油勘探与开发,2003,30(3):29-31.
- [13] Zeng H, Loucks R G, Brown L F, et al. Mapping sediment-dispersal patterns and associated systems tracts in fourth- and fifth-order sequences using seismic sedimentology: example from Corpus Christi Bay, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(7): 981-1003.
- [14] Sinha S, Routh P S, Anno P D, et al. Spectral decomposition of seismic data with continuous-wavelet transforms[J]. Geophysics, 2005, 70(5): 19-25.
- [15] 侯树杰.时频分析方法对比及S变换在地震数据处理中的应用[J].油气地质与采收率,2011,18(3):44-46.
- [16] 管晓燕.基于S变换的浅层河道砂体含油气性预测方法——以济阳坳陷埕岛地区为例[J].油气地质与采收率,2010,17(5):36-38.
- [17] 刘光蕊,陈发亮,韩福民,等.利用地震多属性技术进行储层预测与评价——以东濮凹陷濮城地区沙一段为例[J].油气地质与采收率,2011,18(4):47-49.
- [18] 鲜本忠,姜在兴,杨林海,等.测井约束反演在泌阳凹陷下切谷储层预测中的应用[J].石油大学学报:自然科学版,2003,27(5):8-15.
- [19] 冯斌,田波,赵光宇,等.测井约束反演在桩106地区河道含油气砂体预测中的应用[J].浙江大学学报:工学版,2003,37(6):707-710.

编辑 经雅丽

(上接第45页)

刻画,为寻找研究区地层岩性油藏的有利勘探方向及目标评价优选提供依据。

参考文献:

- [1] 易士威,陈亚青.二连盆地坡折带的控相与控藏[J].岩性油气藏,2010,22(4):31-35.
- [2] 王英民,金武弟,刘书会,等.断陷湖盆多级坡折带的成因类型、展布及其勘探意义[J].石油与天然气地质,2003,24(3):199-203.
- [3] 罗群.陆相断陷盆地坡折带成因类型及控砂模式——以南堡凹陷为例[J].油气地质与采收率,2008,15(6):10-13.
- [4] 李丕龙,张善文,宋国奇,等.断陷盆地隐蔽油气藏形成机制——以渤海湾盆地济阳坳陷为例[J].石油实验地质,2004,26(1):3-10.
- [5] 周宗明,于炳松,张聪,等.辽河滩海地区西部凹陷古近系岩性和地层圈闭形成条件与发育模式[J].油气地质与采收率,2011,18(1):11-14.
- [6] 牛嘉玉,冯有良,鲁卫华,等.中国东部陆相湖盆层序类型与岩性圈闭发育特征[J].石油学报,2006,27(4):18-22.
- [7] 张善文.济阳坳陷第三系隐蔽油气藏勘探理论与实践[J].石油与天然气地质,2006,27(6):731-740.
- [8] 王延章,宋国奇,王新征,等.古地貌对不同类型滩坝沉积的控制作用——以东营凹陷东部南坡地区为例[J].油气地质与采收率,2011,18(4):13-16.
- [9] 冯有良.断陷湖盆沟谷及构造坡折对砂体的控制作用[J].石油学报,2006,27(1):13-16.
- [10] 刘传虎,王学忠.陆相箕状断陷缓坡带层序地层学研究及勘探实践——以埕岛东坡东营组为例[J].特种油气藏,2010,17(6):1-5.
- [11] 张文朝.二连盆地地下白垩统沉积相及含油性[J].地质科学,1998,33(2):204-213.
- [12] 帅萍.济阳坳陷古近纪古地貌特点及其对沉积的控制作用[J].油气地质与采收率,2010,17(3):24-26.
- [13] 刘震,郝琦,赵贤正,等.二连盆地砂岩体形成和分布的多元控制特征分析[J].地质科学,2007,42(2):319-334.
- [14] 周立宏,蒲秀刚,周建生,等.黄骅坳陷歧口凹陷古近系坡折体系聚砂控藏机制分析[J].石油实验地质,2011,33(4):371-377.
- [15] 王有智,张卫海.二连盆地乌里雅斯太凹陷南洼断裂调节构造——坡折带特征及其对储集层分布的控制[J].古地理学报,2009,11(5):573-579.
- [16] 张善文,王英民,李群.应用坡折带理论寻找隐蔽油气藏[J].石油勘探与开发,2003,30(3):5-7.

编辑 邹澍滢

cient material source, ancient valleys and slope breaks in fault sags are influenced mutually and have a significant effect on the formation and distribution of sandbodies jointly.

Key words: stratigraphic–lithologic reservoir; sedimentary sandbody distribution; controlling factors; fault sag; Erlian basin

Wang Quan, Exploration & Development Research Institute, Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu City, Hebei Province, 062552, China

Li Ye, Zheng Deshun, Tang Jie. Integrated geophysics research on distribution of turbidite sand body in E_{2S3}, Binnan oilfield. *PGRE*, 2013, 20(6): 46–50

Abstract: The E_{2S3} formation of Binnan oilfield is developed in basin rift epoch. Because of the adequate sediments, many kinds of turbidite sediment reservoirs are developed. However, due to the restriction of seismic data's quality and facies change, great progress has not been made in the exploration of turbidite reservoirs in Binnan oilfield. This paper aims at practical problems of turbidite reservoirs identification and introduces a workflow: establishing sequence framework–analyzing seismic response characteristics (amplitude, continuity etc.)–attribute analysis with strata slice–spectral decomposition–log–constrained seismic inversion, and the issues above are perfectly solved. According to the seismic response, log and drilling characteristics, this paper divides the E_{2S3} formation into three sequences, and the turbidite reservoirs is mainly developed in mid E_{2S3} & lower E_{2S3}; the favorable turbidite reservoirs development sites are anticipated by using 90° phase rotation, strata slice and instantaneous amplitude technology, the result shows that the turbidite reservoirs is mainly developed in southeast and the neighboring areas of Binxian prominence; by application of S–Transformation, the initial seismic data is decomposed into 25, 30, 35, 40 and 45 Hz single–frequency data–bodies, among which, the 40 Hz single–frequency data–body shows a better resolving ability of turbidite reservoirs; and then, in combination with the log–constrained seismic inversion and 40 Hz single–frequency data–body, the vertical overlap features of turbidite sandbodies are clear, and favorable development sites of turbidite reservoirs are proposed.

Key words: turbidites; reservoir prediction; phase transformation; strata slice; optimal attribute analysis; spectral decomposition; logging constrained inversion

Li Ye, Institute of Resources & Environment, Henan Polytechnic University, Jiaozuo City, Henan Province, 454000, China

Han Bo, Jia Hongyi, Li Guodong et al. Application of 3D restoration to predicting fractures in special lithologic body–case study of Shang541 region, Huimin sag. *PGRE*, 2013, 20(6): 51–53

Abstract: Most of the fracture prediction methods are based on the present geological structure characteristics, without considering the effect of multi–stage tectonic movements, especially the effects of the fault shape on strata in hanging wall. Using the Plane Model in 3D Move software, the method based on 3D restoration is applied to calculate the present accumulative strain and predict fractures, in the middle E_{2S3} intrusive rocks of Shang541 region, Huimin sag. The principal curvature of the top of intrusive rocks is also calculated. With reference to the porosity and permeability data of two wells, the fracture prediction result by 3D restoration is contrasted with that by curvature method. It shows that the 3D restoration method is highly applicable to the fracture prediction in special lithologic body, such as intrusive rocks, of which the curved surface is not formed totally by tectonic deformation.

Key words: fracture prediction; 3D structural restoration; intrusive rocks; curvature attribute; Shang541 region

Han Bo, Geophysical Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257022, China

Qu Zhanqing, He Limin, Dou Xiaokang et al. Inflow performance analysis and optimization of artificial lifting for horizontal wells in low permeability reservoir. *PGRE*, 2013, 20(6): 54–60

Abstracts: Inflow performance and optimization of artificial lifting way for horizontal wells in low permeability reservoir is the key to develop the horizontal wells for low permeability reservoir. Based on the classic Giger capacity formula, and adopting the hydropower similar principle and conformal mapping method to derive the productivity model and inflow performance equation of the hypotonic non–Darcy horizontal wells, the model has a higher accuracy after the field application verification, and the capacity influencing factors sensitivity of horizontal wells in low permeability reservoir is then analyzed. The analysis indicates that the horizontal well inflow performance variation is basically not affected by starting pressure gradient; and keeping pressure is the key to improve the efficiency of low permeability horizontal wells, the starting pressure gradient, permeability and coefficient of variation of the viscosity of the fluid are inversely proportional to liquid production, and the lower the pressure, the more obvious the effect; for the horizontal section length within 400 m, the ultimate production increases linearly with the horizontal length, the production drops and finally stabilized beyond 400 m; we use the equivalent weighting method and analytic hierarchy process to establish the lifting way preferred model, and the best lifting way of field wells is the electric submersible pump lifting.

Key words: low permeability reservoir; horizontal wells; inflow status; lifting way; analytic hierarchy

Qu Zhanqing, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China