

引用格式:赵虎,冯艺丹,王轶,等.川东高峰场地区凉高山组致密砂岩甜点储层地质特征及地震综合预测技术[J].天然气地球科学,2022,33(1):153-167.

ZHAO Hu, FENG Yidan, WANG Yi, et al. Seismic geological characteristics and exploration prospect of tight sandstone in Lianggaoshan Formation of Gaofengchang block, eastern Sichuan Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(1): 153-167.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2021.08.015

川东高峰场地区凉高山组致密砂岩甜点储层地质特征及地震综合预测技术

赵 虎^{1,2},冯艺丹²,王 轶³,李世临⁴,胥良君⁴,邸志欣⁵,朱彬瑞⁶

(1.西南石油大学天然气地质四川省重点实验室,四川 成都 610500;

2.西南石油大学地球科学与技术学院,四川 成都 610500;

3.中国石油西南油气田分公司勘探事业部,四川 成都 610041;

4.中国石油西南油气田分公司重庆气矿,重庆 400707;

5.中国石化石油工程地球物理有限公司科技研发中心,江苏 南京 210000;

6.中国石油东方地球物理公司西南物探研究院,四川 成都 610213)

摘要:近年来随着国家油气需求进一步增加,致密储层逐渐成为研究热点,川东地区凉高山组是典型的致密砂岩储层,具有层系多、河道规模大、砂体厚、生储组合好和烃源丰富等优点,具有较好的勘探前景,但也存在储层岩性致密、孔渗低、勘探程度低等难题。针对这些问题,从地震地质资料入手,详细分析凉高山组纵横向砂岩储层地震地质特征。研究发现:优势砂体发育在凉高山组中上部,中下部烃源岩发育好,水下分流河道及河口坝为主要储集体,河道宽度大,河道沙坝呈块状非连续性分布,油气保存条件较好。储层甜点区受相带控制特征明显,远离通天断层的向斜区、河道中沙坝、裂缝发育区为最有利的勘探区域。

关键词:川东地区;凉高山组;致密储层;地震地质特征

中图分类号:TE132.1⁺4

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2022)01-0153-15

0 引言

近些年致密砂岩油气藏逐渐成为了研究热点。四川盆地侏罗系致密储层具有层系多、河道规模大等特点,其中凉高山时期是盆地西缘龙门山构造带弱活动期,北缘米仓山一大巴山构造带强活动期,使得川东地区形成米仓山一大巴山前陆盆地,而高峰场研究区凉高山组整体属于三角洲前缘亚相,物源主要来自于北缘的米仓山一大巴山和东缘的江南古陆,岩性以粉一细砂、砂泥岩互层、页岩沉积为主,水下分流河道与河口坝砂岩是凉高山组主要的储集岩,其岩性致密,但河道规模大、砂体厚度大。陈宗清^[1]已对川东地区凉高山组进行研究,分析认

为川东地区凉高山组与川中地区情况类似,同为一个湖盆相带,储层都是沙堤和沙坝等形成的致密透镜状砂岩,同时烃源条件好、分布面积大,但储层物性差,受后期剥蚀作用影响,有利储层位于向斜区,裂缝是控制储层规模的关键因素,由于岩性致密,川东地区致密储层一直未受重视^[2]。但川中地区一直是凉高山组致密储层勘探的重点区域,勘探成果较为丰富,为现今川东地区凉高山组致密储层勘探提供了经验。李军等^[3-4]以平昌一阆中地区为例,认为中下侏罗统具有大面积连续性油气聚集成藏的特点,烃源岩和储集岩交互叠置,但需针对滩坝砂等致密储层,采取非常规的思路进行勘探,同时认为川东北地区侏罗系受大巴山构造运动影响,为成

收稿日期:2021-04-16;修回日期:2021-08-16.

基金项目:中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目(编号:2020CX010201)资助.

作者简介:赵虎(1983-),男,江苏淮安人,教授,博士,主要从事地球物理勘探方法和解释研究与教学工作. E-mail: cumtzhao@163.com.

岩后期成藏,同样具有较大的勘探潜力。陈世加等^[5]分析了川中地区凉高山组致密砂岩含油性特征,认为源储输导体系、储集层物性以及裂缝发育是最主要的控制因素。张天舒等^[6]针对滩坝砂预测问题,提出川中地区凉高山组湖相三角洲—滩坝砂是致密油重要产层,沉积时期湖平面升降控制了滩坝的形成与发育,滩坝主要分布于湖侵体系域,为凉高山组致密砂岩甜点区预测指明了方向。

近些年,随着美国致密油藏开发成功,国内有学者将川东地区凉高山组与川中地区及美国 Williston 盆地 Bakken 组进行对比,认为川东地区凉高山组致密砂岩储层同样具有纵向生储关系密切、不受局部构造控制、油藏无水等特点,为比较典型的连续型石油聚集^[7],在此基础上优选出川东地区凉高山组勘探有利面积约为 5 000 km²^[8-9]。而地震技术一直在致密储层预测中扮演着重要的角色,早期学者利用一些地震属性(如振幅类、频率类等)来预测砂体储层^[10-12],为了提高预测的精确度,逐渐又发展了一些新属性,比如纹理、甜点、AVO 属性等^[10,13]。然而过多的属性造成了一定的冗余,于是研究工作又转向了对多个地震属性进行有效组合的探索,发展了 RGB 融合^[14-15]、PCA 分析等技术^[16],这些方法在近些年被广泛使用,极大地改善了砂体预测能力,但随着勘探开发的深入,砂体储层预测工作逐渐转为薄互层,于是有学者将机器学习应用于砂体预测^[17-18]。

综上所述,可以看出川东地区凉高山组致密砂岩储层特点明确,横向分布范围广、纵向套数多,生储关系好,烃源岩厚度大,有较大的勘探潜力,但也存在孔渗低、横向变化大等问题,需要在有利相带约束下组合不同技术进行致密储层预测。针对这一问题,本文以川东高峰场地区凉高山组为例,从地震预测方法入手,详细分析凉高山组纵横向砂岩储层地震特征,裂缝及断层发育特征,为川东地区凉高山组规模化勘探开发提供技术思路。

1 地质概况

高峰场区块区域构造位于川东南中隆高陡构造区东部大池干井构造带东北倾没端西侧,为万县向斜东南翼斜坡带上的一个潜伏构造,北东向展布。研究区长江以北地区为丘陵地貌,地势平缓,长江以南地区地形起伏大,东南与方斗山毗邻,地势陡峭,沟壑纵横,最高海拔 950 m,最低海拔

140 m,相对高差为 700 m 以上(图 1)。目前高峰场区块侏罗系主要目的层尚未有测试井,但通过已有的 9 口钻井和录井资料显示结果来看,主要表现为气侵、井涌、气测异常,直接油气显示的井占 78% (气层、油层、气测异常),间接显示的井占 22% (井漏),体现了凉高山组具有较好的油气显示。录井资料显示,凉高山组岩性主要为灰黑色页岩、褐黄色砂岩、绿色砂岩、粉砂岩及浅灰绿色砂岩,斜层理发育,胶结致密,是典型的致密砂岩储层,且油气显示的井都位于构造低部位的向斜区,表明凉高山组向斜区具有良好的勘探前景,但其岩性致密,有利相带控制着储层发育的甜点区。

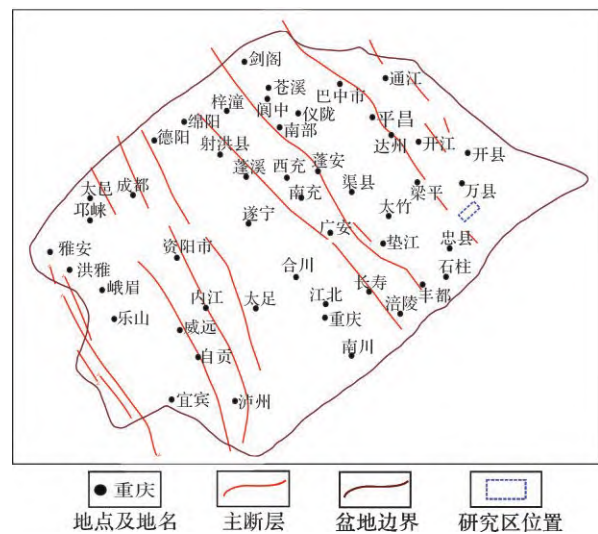


图 1 研究区位置

Fig.1 Location of study area

2 凉高山组砂体地质特征

2.1 地质及测井特征

由于研究区无取心井资料,引用邻区井岩心、薄片等基础地质资料进行分析,如图 2 显示凉高山组砂体物性较差,孔隙度低、胶结紧密,砂岩中有网状缝发育,且多被充填。结合前期地质认识认为凉高山组为泥页岩与砂岩互层,储集岩以粉—细砂为主、粗粒组分较少,岩石类型为长石岩屑砂岩,次为岩屑砂岩和岩屑石英砂岩,水下分流河道和河口坝是主要的储集空间,优势相带控制着储层发育,是典型的致密砂岩储层。

根据前人研究结果,研究区凉高山组烃源岩主要为黑色页岩及泥岩,页岩发育在凉高山组中下段,单层厚度为 2~20 m,整个研究区均有发育。泥

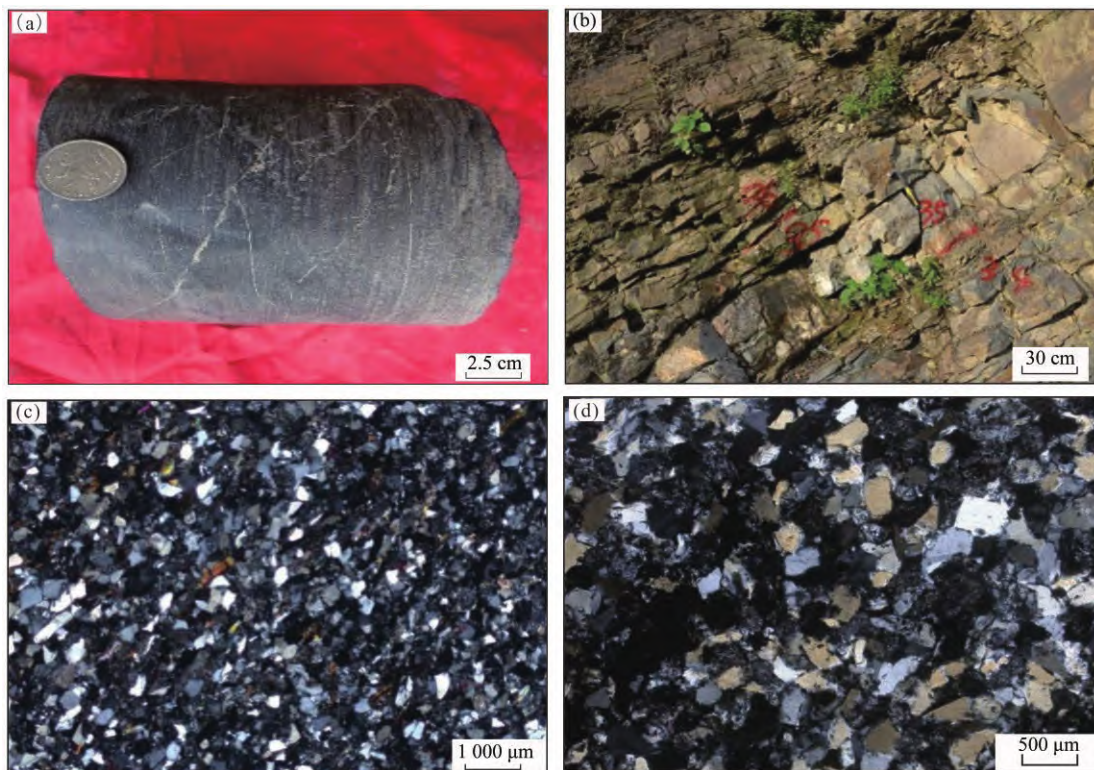


图2 邻区凉高山组地质特征

Fig. 2 Geological characteristics of Lianggaoshan Formation in adjacent area

(a)天东109井,粉砂岩,网状缝发育,1 328.56~1 328.66 m;(b)凉下段34层泥岩(分流间湾)35层砂岩(水下分流河道),36层粉砂岩(河口坝),靖安镇石灰厂剖面;(c)天东021-X8井,粉砂岩,1 800.31~1 800.5 m;(d)天东021-X8井,含泥粉砂岩,1 796.32~1 796.4 m

页岩自然伽马大于95 API、声波时差大于220 $\mu\text{s}/\text{m}$ 、电阻率小于90 $\Omega\cdot\text{m}$,较纯的砂岩自然伽马小于95 API、声波时差小于220 $\mu\text{s}/\text{m}$ 、电阻率大于100 $\Omega\cdot\text{m}$ 。然而凉高山组砂体较多,显然厚砂体才为储层发育的甜点区,因此还需进一步分析优势砂体的测井响应特征。图3为优势砂体与泥岩的测井响应特征,整体上优势砂体表现为低声波时差、低补偿中子、

低自然伽马、中—低电阻率的特征(表1),其中与围岩的区分度较高的测井参数有补偿中子、自然伽马,而密度与电阻率区分度差,由于研究区围岩为砂质泥岩,含砂量小于60%都划分为围岩(泥岩),含砂量较高,所以导致声波时差与优势砂体存在一定的重叠,因此地震预测时需整体考虑波阻抗或速度的曲线特征,这为下一步地震储层预测提供了保障。

表1 优势砂体测井响应特征

Table 1 Logging response characteristics of dominant sand body

岩性	声波时差/ $(\mu\text{s}/\text{m})$	密度/ (g/cm^3)	自然伽马/API	电阻率/ $(\Omega\cdot\text{m})$	补充中子/%
优势砂体	178~215	2.5~2.75	<75	50~180	<15
围岩(泥岩)	215~250	2.4~2.7	>75	50~300	>10

2.2 砂体展布特征分析

通过测井资料发现凉高山组砂岩的单层厚度以中—薄层砂岩为主,上部有厚砂岩发育,单井砂岩累计厚度分布在80~120 m之间,为了进一步研究优势砂体的特征,选择F003-5井、F20井、F13井和F1井对优势砂体特征进行描述(1号砂体为图4中绿色框和2号砂体为图4中浅蓝色框),测井解释

结果显示,凉高山组底部砂岩薄,中上部砂岩厚,优势砂体集中在中上部。图4中4口井的1号砂体测井曲线特征为钟型、箱型、锯齿状,水下分流河道间和分流河道微相为主,砂体厚度较薄,泥质含量高,物性较差。2号砂体为箱型、钟型,河口坝和分流河道微相为主,砂体厚度较大,泥质含量低,物性优于1号砂体。录井资料显示,F003-5井2

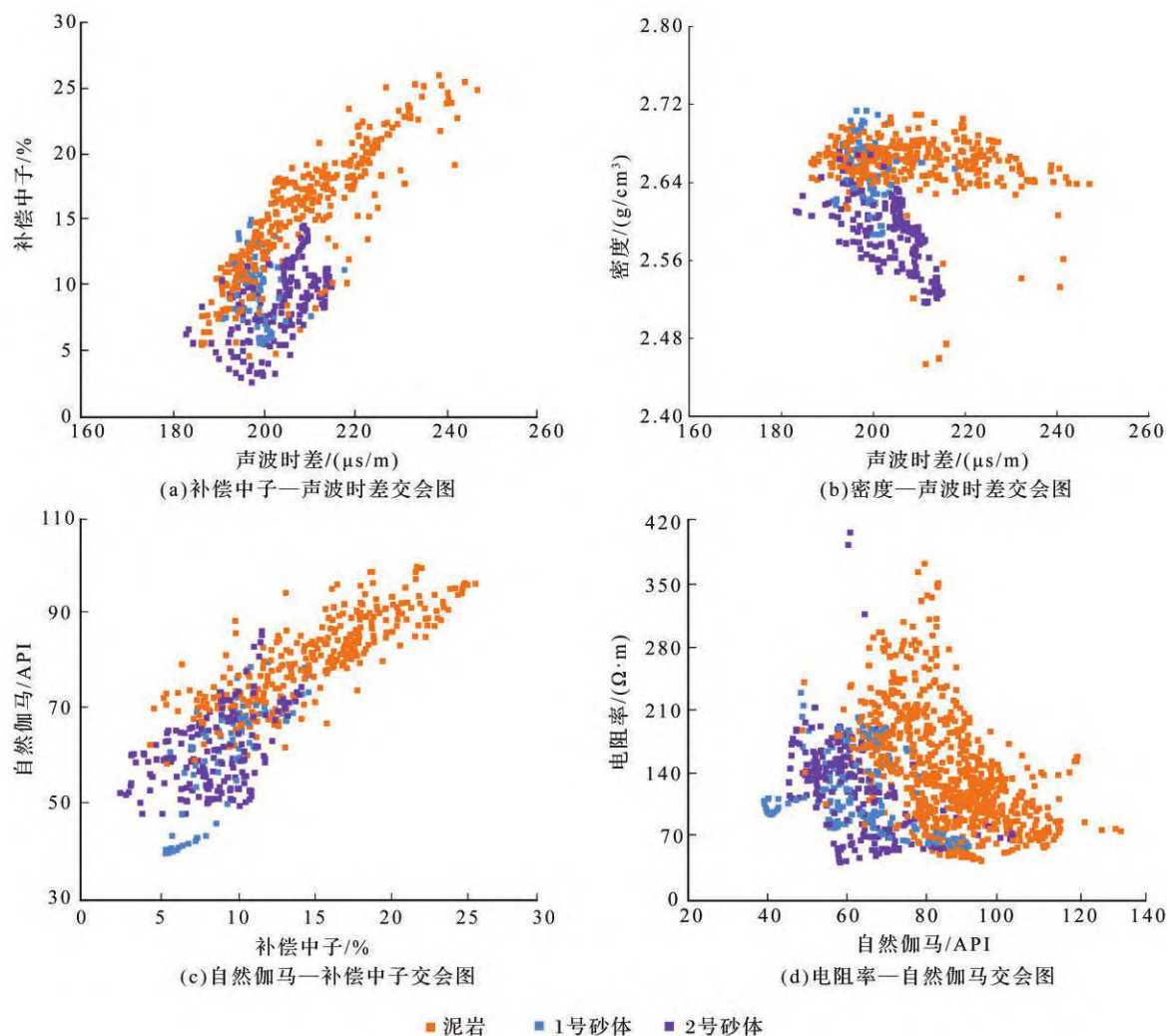


图3 优势砂体与泥岩测井响应特征交会图

Fig. 3 Cross plot of logging response characteristics of dominant sand body and mudstone

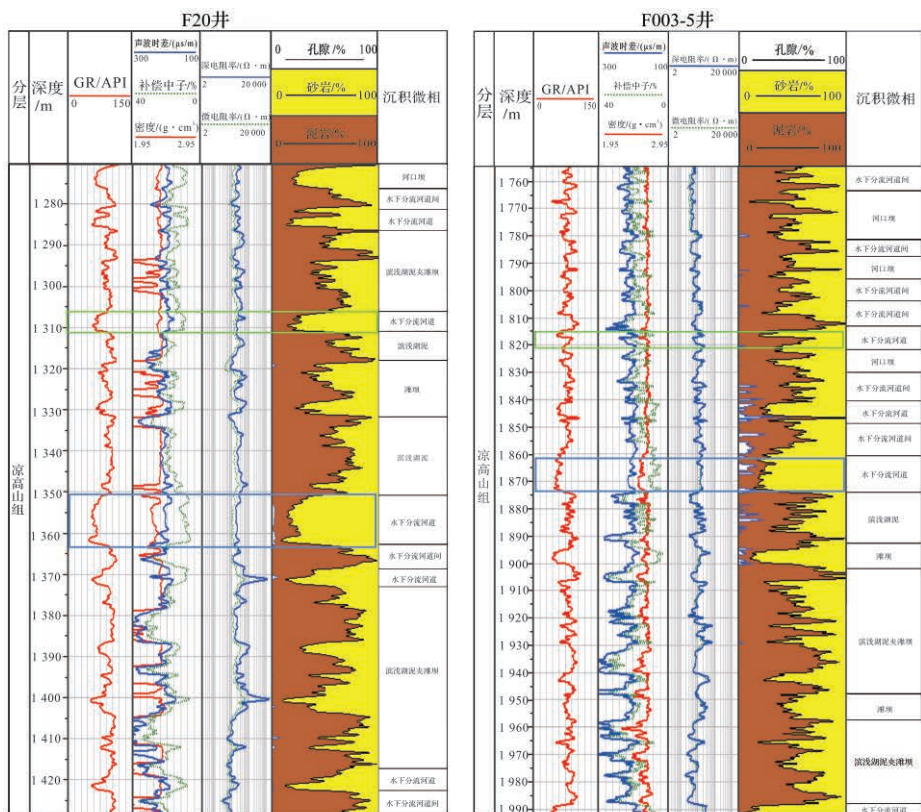
号砂体为水下分流河道和河口坝微相,录井显示气测异常;F1井1号砂体为水下分流河道微相,录井显示油花。显然从单井分析来看,沉积微相控制着优势砂体的发育,研究区优势砂体为河道砂与河口坝。

而从图5砂层连井对比图来看,全区由下往上砂体呈现出较厚—薄—厚的特征,中下部砂体薄,佐证了凉高山早中期存在湖侵,湖侵期黑色页岩发育,凉高山中期开始湖退。同时F20井和F1井的1号河道砂厚于其他井,分析该2口井应位于河道主体,其他井位于河道间,同样的特征,在2号河道也有所体现,F13井、F003-5井、F20井和F1井砂体较厚,可能位于2号河道的主体。单井孔隙度和渗透率统计结果显示,研究区砂岩孔隙度基本都在4%以下,渗透率小于 $0.059 \times 10^{-9} \text{ m}^2$,进一步佐证了凉高山组岩性致密的物性特征。同时凉高山组砂泥

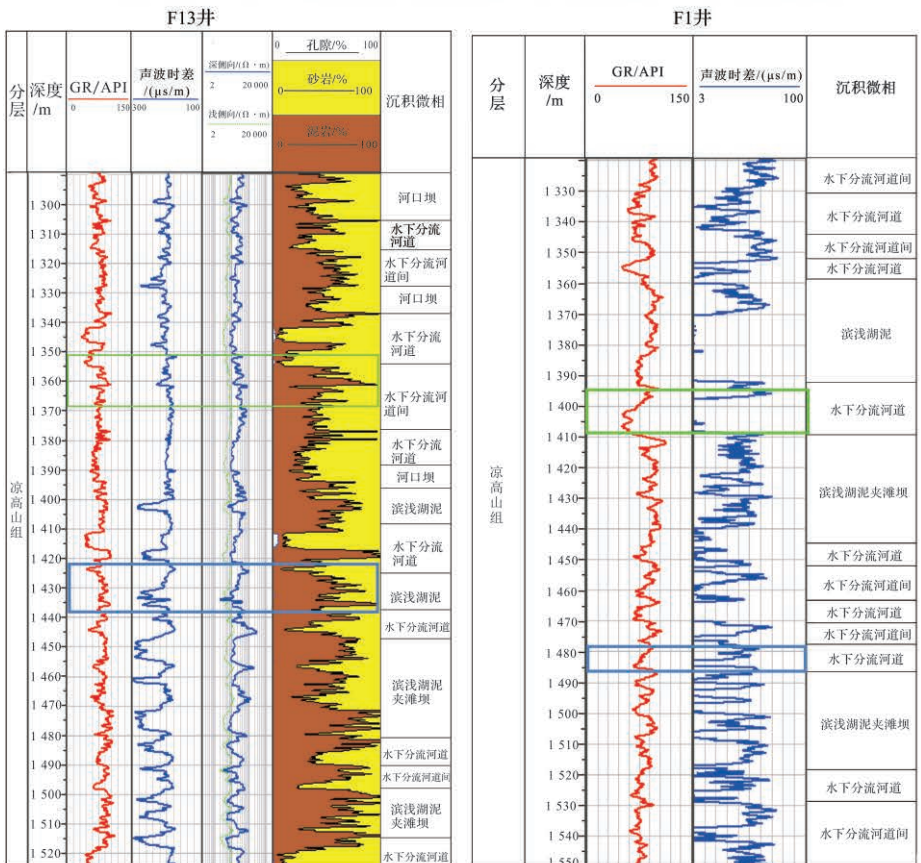
岩组合特征明显,油气保存条件好,下部泥页岩发育,提供了丰富的烃源,从而形成良好的生储盖组合,因此具有一定埋深的向斜区、河道沙坝、裂缝发育区将是潜在的致密储层甜点区,但还需考虑通天断层的影响。

3 优势砂体纵横向地震特征

从前文分析结果来看,凉高山组厚砂体发育区波峰反射明显,合成记录中可以看出2个波峰强反射分别对应2个主要的砂层(图5中1号和2号砂体),砂体越厚反射能量越强,但由于河道砂体存在非均质性,因此1号和2号砂体在单井合成记录中存在强弱关系的变化。为了进一步验证这一观点,以图5砂体连井对比图为基础,着重分析砂体地震响应特征,模型参数为:横向10 000 m,纵向500 m,网格10 m \times 5 m。分别采用30 Hz、35 Hz、40 Hz主



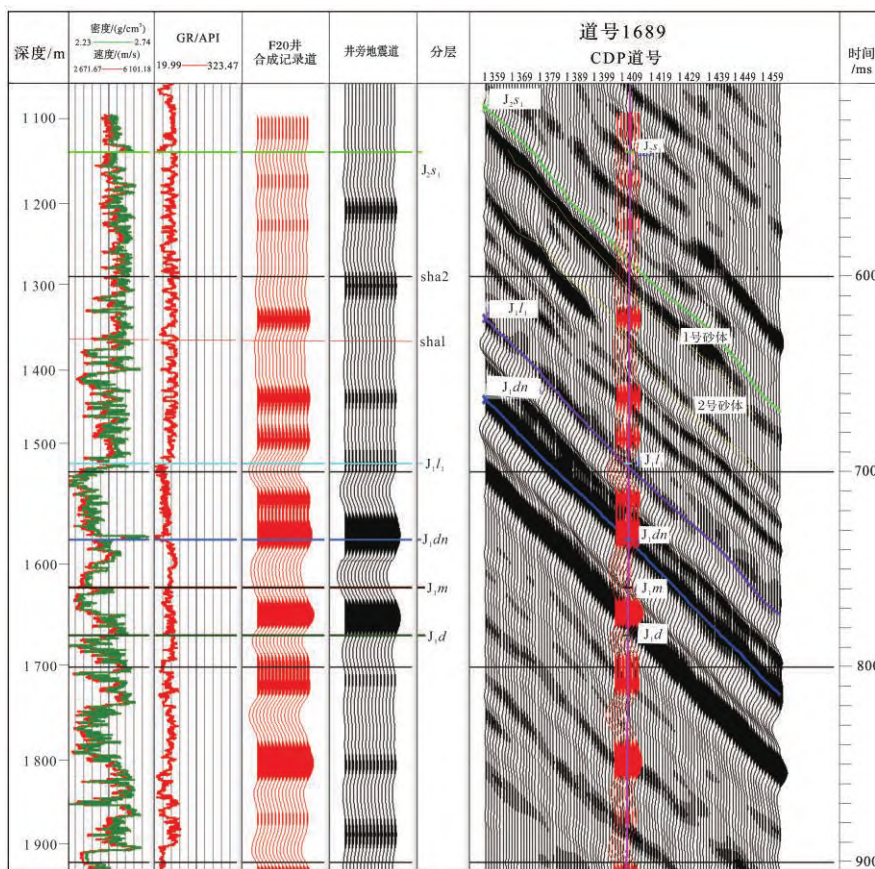
(a) F20井、F003-5井优势砂体测井解释结果(1号砂体为绿色框, 2号砂体为浅蓝色框)



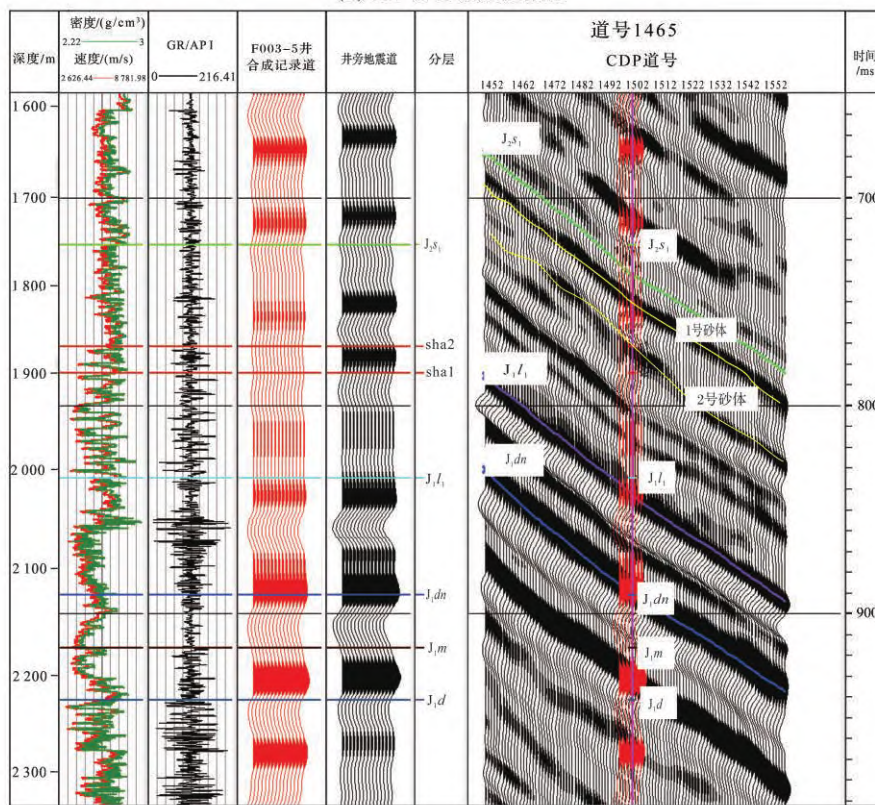
(b) F13井、F1井优势砂体测井解释结果(1号砂体为绿色框, 2号砂体为浅蓝色框)

图4 典型井合成记录及测井解释

Fig.4 Synthetic records and logging interpretation of typical wells



(c)F20 井合成地震记录



(d)F003-5井合成地震记录

图4 典型井合成记录及测井解释(续)

Fig.4 Synthetic records and logging interpretation of typical wells (continued)

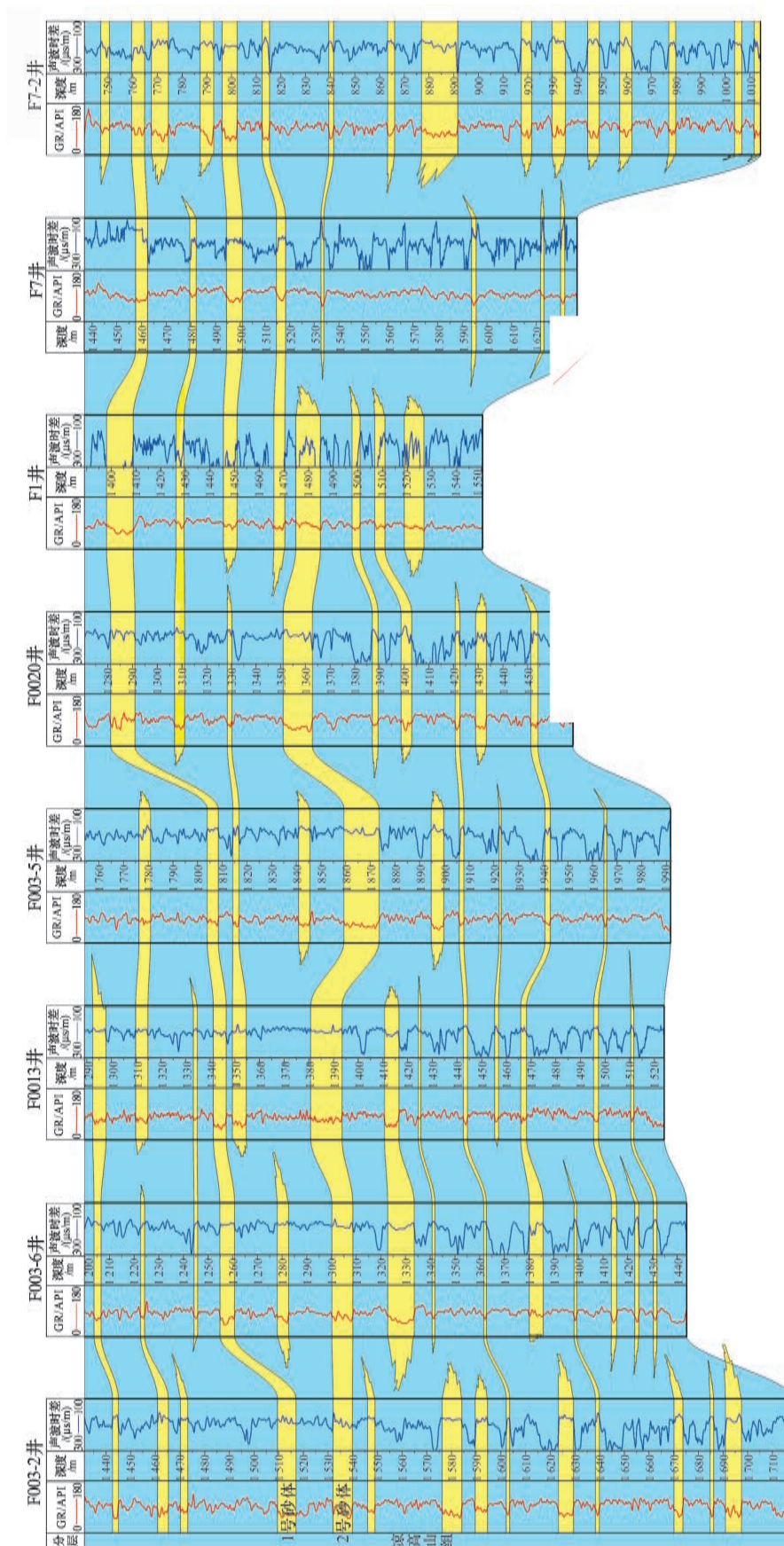


图 5 砂体连井对比
Fig.5 Sand body well connection comparison

频进行波动方程正演,图6可以发现,从整体上来看,有砂体发育就会产生波峰反射,且中上部波峰反射能量强于下部。根据在1号和2号砂体地震反射特征可以发现,厚砂体反射能量强,薄砂体区域反射能量变弱,因此凉高山组内部强波峰越多,能

量越强,砂体发育则越好,这与实际地震剖面特征一致,同时发现40 Hz以上主频能够较好地识别薄砂体发育区。

从图7的连井地震剖面中可以发现同样的特征,凉高山组中上部波峰反射能量明显强于下部,

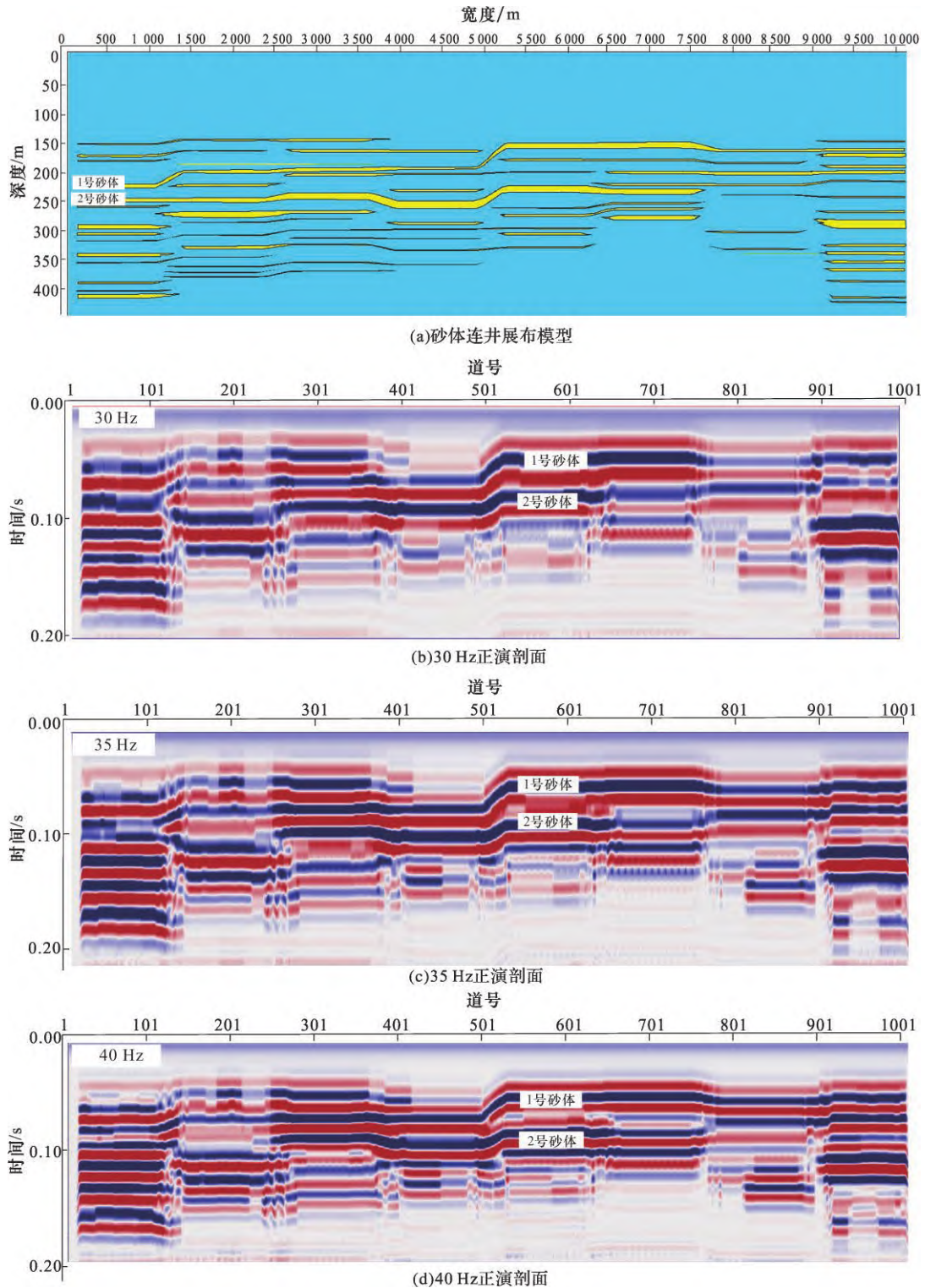


图6 优势砂体模型正演分析

Fig.6 Forward modeling analysis of dominant sand body model

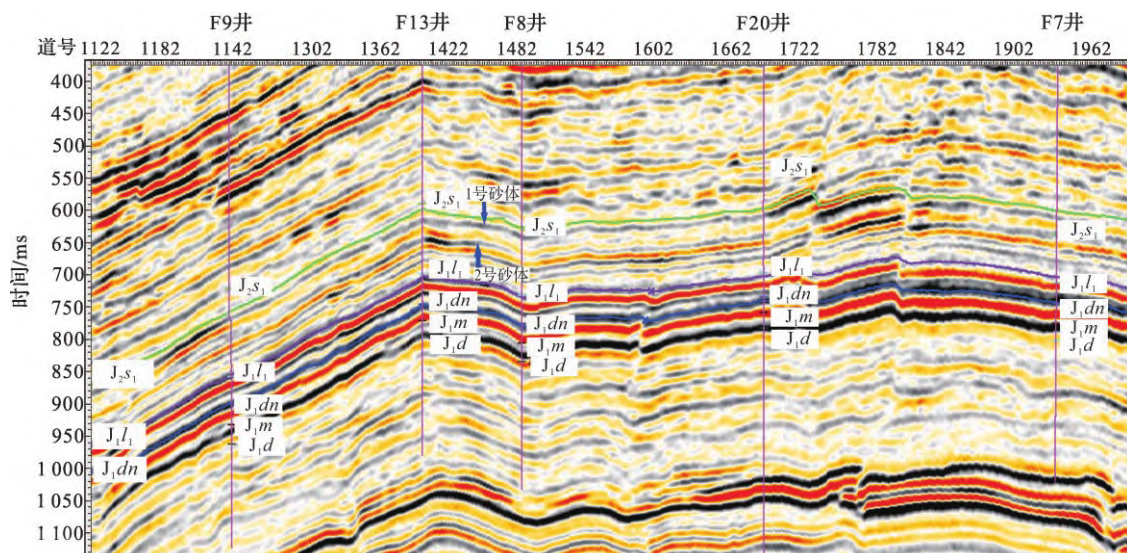


图7 连井地震剖面

Fig.7 Seismic profile of well connection

且连续性较好,反映内部存在多套砂体,但单个砂体的横向能量强弱存在差异,分析认为其是由不同的沉积微相造成的。针对这一问题,选择了中上部2个优势砂体作为研究对象(1号砂体在上和2号砂体在下),分别进行层位精细解释,并提取了均方根振幅属性(图8,时窗上下10 ms),图形显示2期河道宽度在1.5~3 km之间,都为宽缓河道。由于凉高山组中晚期物源来自于北方的大巴山和东部的江南古陆,因此1号河道下游宽度有所增加,2号河道整体较为稳定。

1号砂体位于顶部,横向非均质性较强,在河道的下游(研究区西南侧)受水动力减弱的影响,河道变宽,沙坝欠发育(图8),分析认为是河道横向摆动形成的辫状河沙坝,地震反射能量弱,物性变差,整体物性正韵律特征不明显(图4),其物源主要来自于北部。图8显示F20井和F1井位于河道内,沙坝发育,而图4(a)和图4(b)柱状图中显示这2口井分别在1310 m和1410 m处1号砂体发育,水下分流河道微相。而图8中位于河道间的F003-5井和F13井在单井解释同为水下分流河道间微相,井震一致。

2号砂体位于中上部,反射能量强,优于1号砂体,物性以正韵律特征为主(图4),图8显示河道内部沙坝发育好,在河道外侧存在小范围的决口扇,物源主要来自于东部,同时在F003-2井附近有一条小型的曲流河发育。位于2号河道内的F1井砂体相对较厚,沙坝发育,测井解释水下分流河道微相,砂厚在15 m左右,同时录井显示该井黑灰色砂质页岩

灰色粉—细粒砂岩呈不等厚互层,斜层理发育,佐证了研究区内河道的侧向加积作用。而F13井位于2号河道侧缘,测井解释水下分流河道及河道间微相,整体砂厚在15 m左右,中间有2~3 m的泥岩;同样位于河道侧缘的F20井,则发育较纯的砂体,厚度在17 m左右。位于河道外的F003-5井在图8中显示西北侧有小范围的沙坝发育,而图4(a)同样显示该井1860 m处有20 m左右的河口坝发育,泥质含量高于其他3口井,录井显示该处气测异常。结合单井分析及波阻抗反演(图9)可以看出,河道砂体发育的位置,波阻抗在 $(1.1\sim 1.2)\times [10^6 \text{ g}/(\text{cm}^2\cdot\text{s})]$ 之间,明显低于其他部位(河道间),综合分析认为由于受砂体含气性影响,含气砂体波阻抗值会降低,这说明凉高山组优势砂体为中阻砂(甜点区),这为后期的储层预测提供了方向。

为了进一步分析河道砂体的地震特征,选择了1号和2号砂体典型剖面进行分析(图8中蓝色箭头,需要说明的是地震数据Xline编号为从右向左依次增大,因此图8中测线方向与以下地震剖面方向相反),从图10中可以看出1号河道范围较宽,河道沙坝在地震剖面中表现为多个断续的强波峰反射,强反射之间能量弱(砂体欠发育区),同时河道侧缘同为强反射区,与河道沙坝的区别是河道侧缘位于高部位,河道沙坝位于低部位。

图11剖面穿过主河道和决口扇,从地震剖面上可以发现主河道沙坝、河道侧缘和决口扇都为强波峰反射,河道侧缘位于古地貌高部位,沙坝和决口

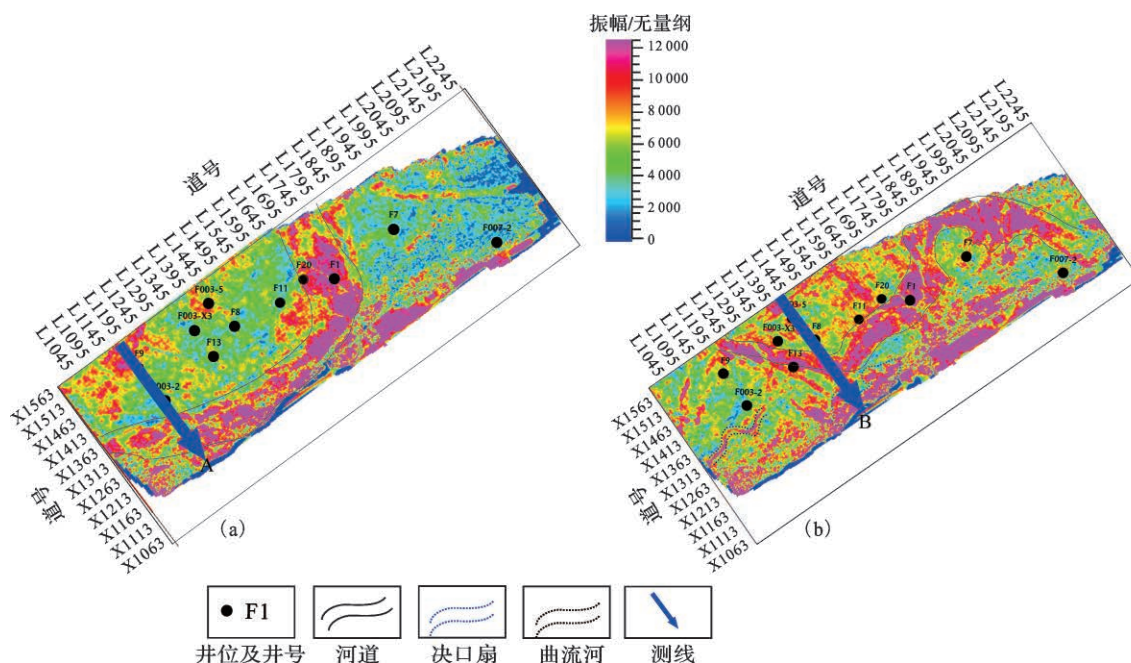


图8 1号(a)与2号(b)砂体均方根振幅平面

Fig.8 RMS amplitude plane of No. 1 (a) and No. 2 (b) sand bodies

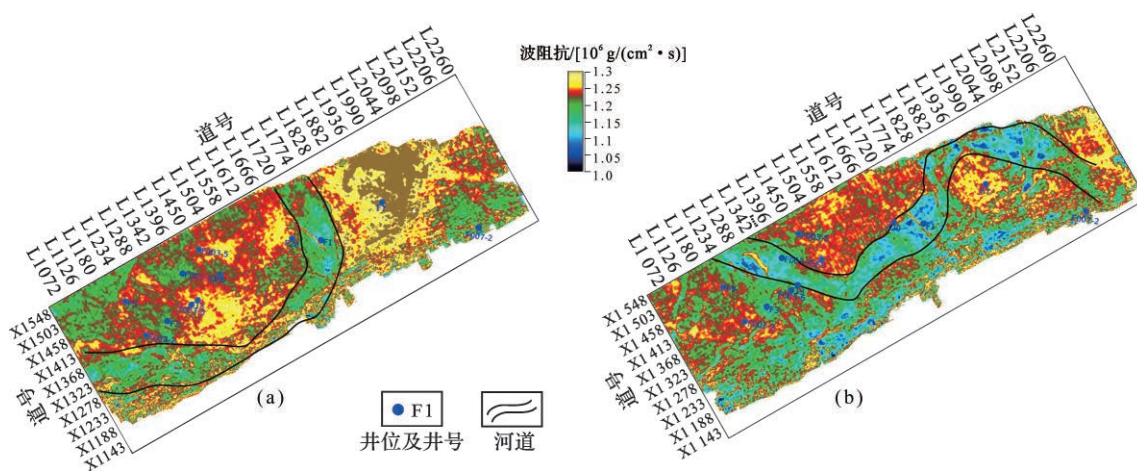


图9 1号(a)与2号(b)砂体波阻抗反演平面图

Fig.9 Wave impedance inversion plane of No. 1 (a) and No. 2 (b) sand bodies

扇位于低部位,而在平面图中决口扇为小范围片状强振幅区,主河道则为连续的强振幅条带(图8)。在河道内侧存在侧向加积的边滩(透镜状强波峰),而水下分流河道间微相则泥岩发育,几乎无强反射(图11),同时从图8和图9中可以看出2号河道宽度较为稳定。

4 裂缝发育特征

从以上分析可以看出,凉高山组致密砂岩地震地质特征明显,河道沙坝为储层发育的甜点区。然而裂缝是致密储层甜点区域预测的关键因素,研究

区凉高山组整体埋深较浅,呈单斜构造,构造高部位已出露地表,小断层发育,断层走向为北西—南东向,断层延伸范围小,因此向斜区是致密储层发育的甜点区。但由于地层埋深浅,通天断层对于油气保存至关重要,图12(a)最大似然裂缝预测剖面中看出研究区存在2条通天断层的(蓝色实线),断层的落差和断距较小,具有一定的隐蔽性,仔细分析后发现该断层倾角大,断层面一直延伸到地表,势必影响油气的保存。同时可以发现凉高山组内部裂缝欠发育,但断层附近裂缝发育好,因此井位应选择未通天的小断层附近,并在后期开发中还需

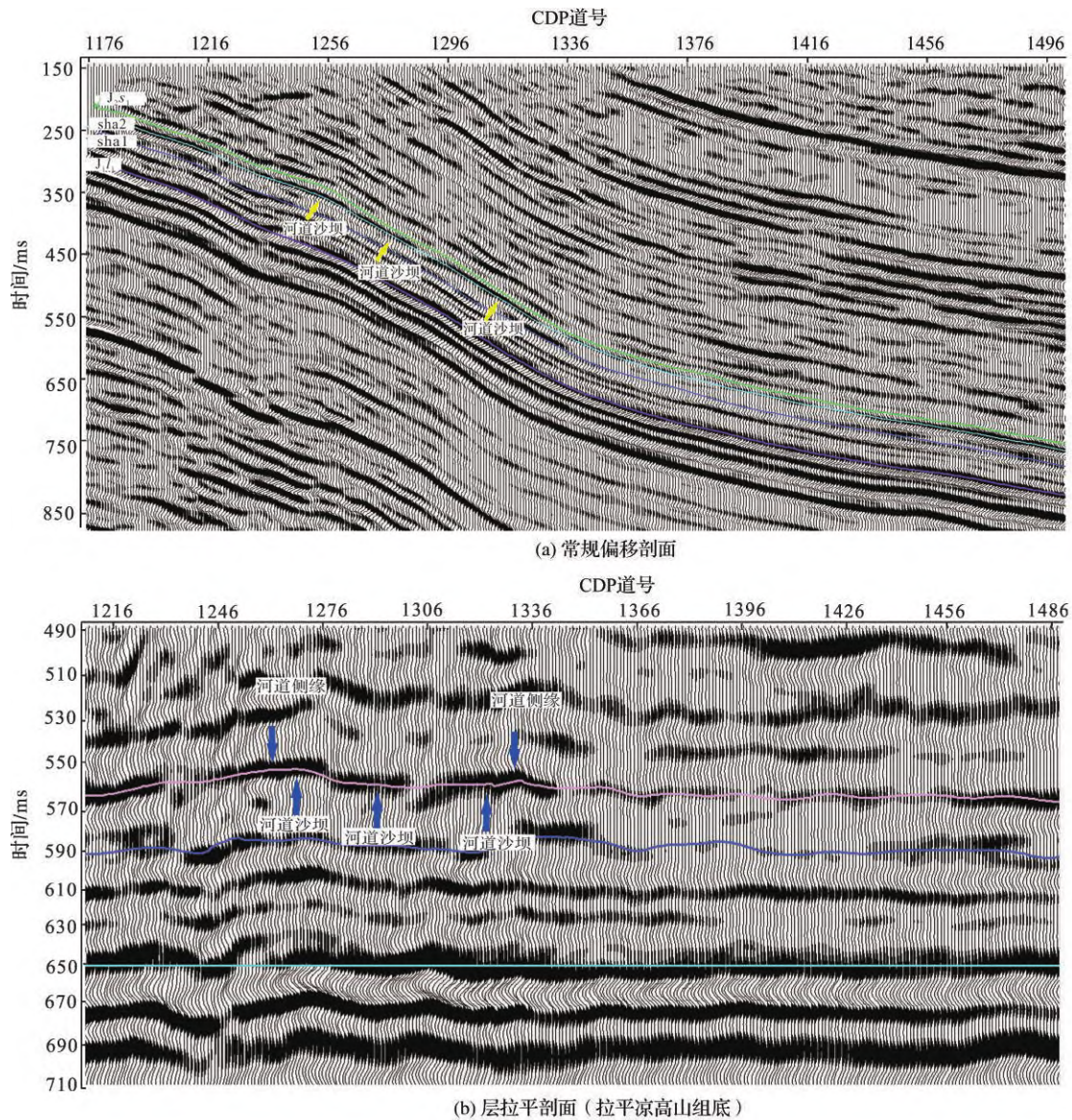


图10 地震剖面(1号河道砂空间展布特征,据图8(a),A测线)

Fig.10 Seismic profile (spatial distribution characteristics of sand in No. 1, according to Fig.8(a),line A)

考虑水平井增加产量。从裂缝发育的平面特征来看[图12(b)],2号河道的中游存在通天断层,下游小断层附近裂缝较发育,同时该区域河道沙坝发育,砂体厚度大,为致密储层发育的甜点区。1号河道由于埋深浅,发育在凉高山组顶部,物性劣于2号河道,为非有利区。

5 有利区综合评价及勘探前景分析

在以上分析基础上,建立了波阻抗与孔隙度之间的数学模型,并进行了储层地震反演与解释,形成了图13储层厚度预测图,图形显示凉高山组中上部1号砂体和2号砂体储层累积厚度都在30 m左右,2号砂体整体优于1号砂体,储层在河道内连续

分布,1号砂体河道内储层分布连续性差,与前文分析是一致的。同时在2号砂体的主河道外侧局部发育厚储层,分析是由于河道迁移过程中形成的局部沙坝(图13黑色虚线)。而1号砂体在河道的下游未能发育连续性好的厚储层(图13蓝色箭头)。综合测井、地质、裂缝、地震属性和储层反演等因素,绘制了研究区致密砂岩储层发育的有利区(图14)。最有利区为2号河道的心滩(储层厚度大)、下游裂缝发育区。

综合来看,凉高山组目前基础地质资料较少,但其油气显示好,厚砂体发育,生储组合好,而裂缝可以对储层物性进行一定程度上改造,因此具有较大的勘探前景,但其物性致密,裂缝欠发育,应着重

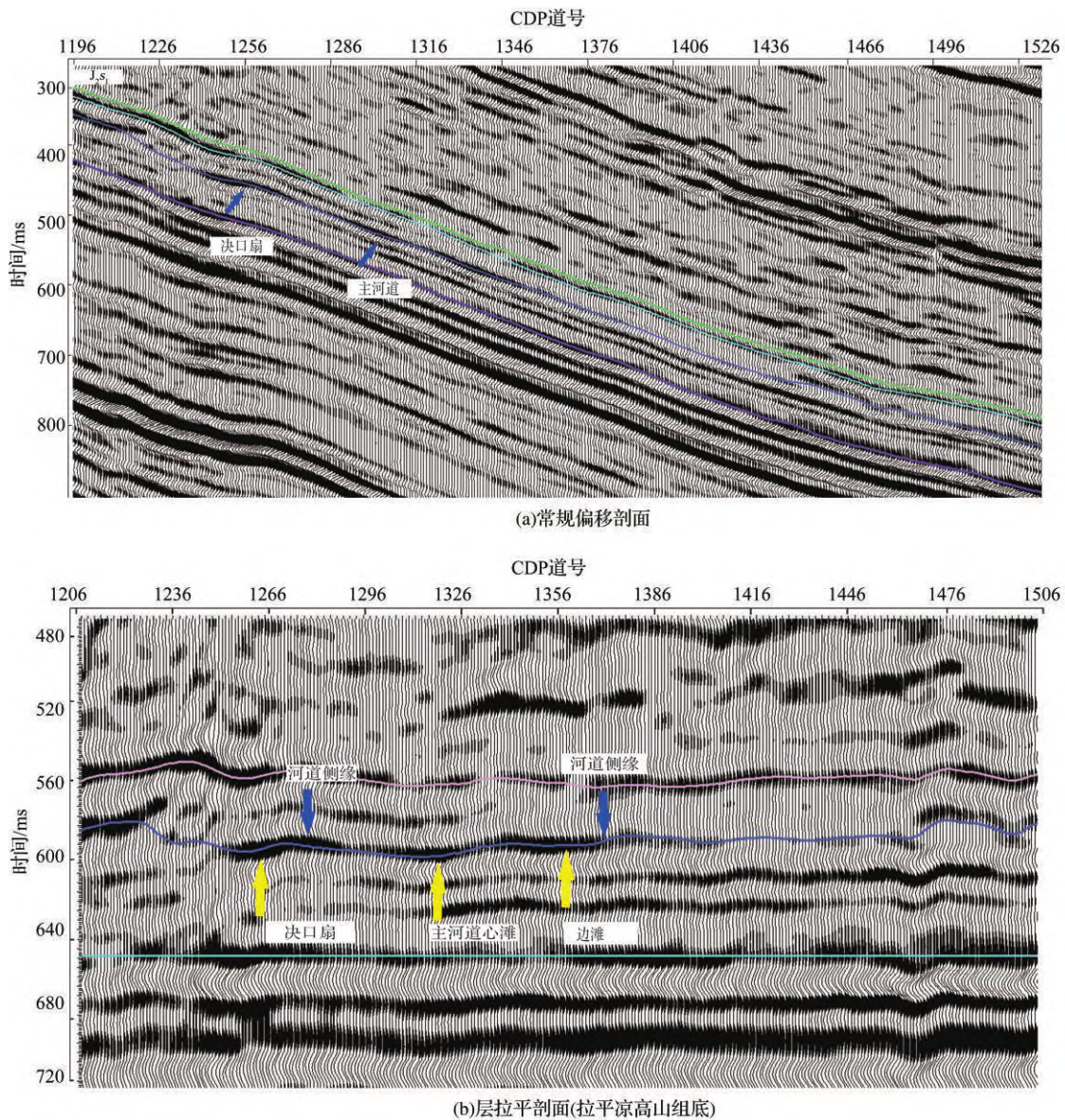


图 11 地震剖面(2号河道砂空间展布特征,据图 8(b),B 测线)

Fig.11 Seismic profile (spatial distribution characteristics of sand in No. 2 river channel, according to Fig.8(b),line B)

研究甜点区预测方法。

6 结论

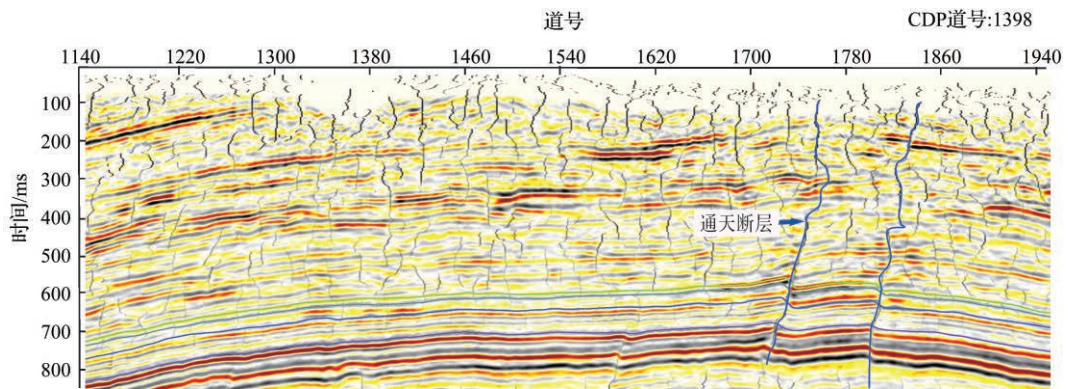
(1)川东地区凉高山组以页岩、砂岩、粉砂岩为主,斜层理发育,胶结致密,是典型的致密砂岩储层,但已有的地质资料发现其油气显示较好,多期河道发育,并有多层砂体发育,砂层累积厚度大,生储组合好,勘探潜力较大。

(2)受沉积环境影响,凉高山组砂体由下往上呈现出较厚—薄—厚的特征,优势砂体发育在中上部,中下部泥页岩较发育,整体上呈现砂泥岩互层

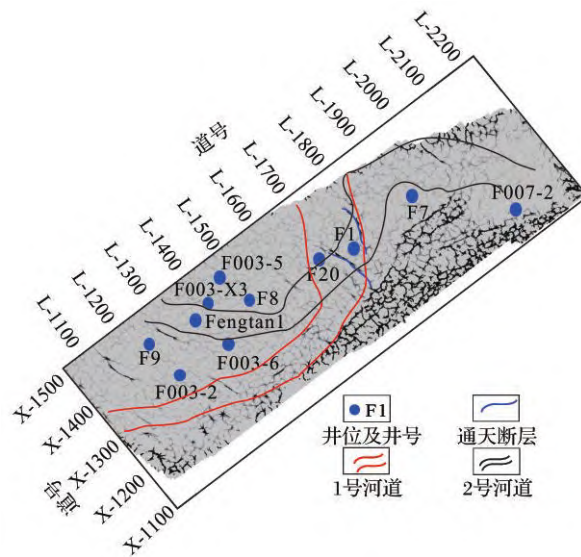
的特征,烃源和油气保存条件较好。有利的沉积微相为水下分流河道和河口坝,河道宽度较大,河道中沙坝呈块状分布,局部发育决口扇,河道沙坝是厚砂体发育的最有利区域。

(3)研究发现凉高山组致密砂岩储层甜点区受相带控制特征明显,储层以中阻抗砂体为主,并且由于地层埋深浅,构造高部位已出露地表,综合分析认为甜点区为向斜区、河道沙坝、纵向源储组合好、中阻抗、高孔隙度和裂缝发育区(未通天的小断层附近)。

(4)总体来看,甜点区地震特征纵向上表现为



(a) 最大似然裂缝剖面中通天断层地震特征



(b) 平面中通天断层地震特征(最大似然裂缝预测图)

图 12 通天断层地震特征

Fig.12 Seismic characteristics of faults that extend to the surface

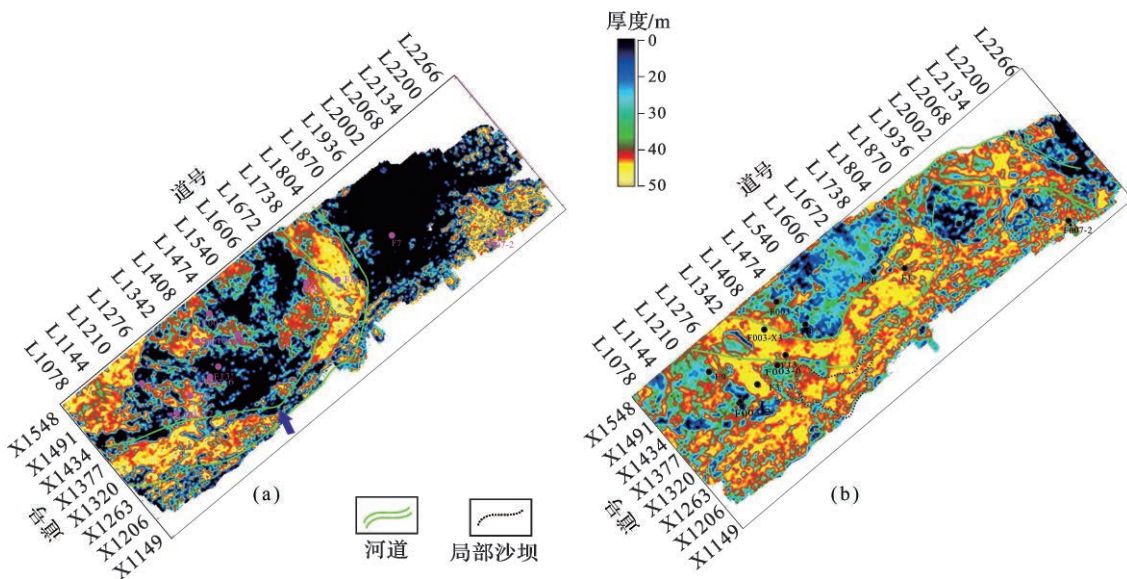


图 13 1号(a)与2号(b)河道储层厚度预测

Fig.13 Thickness prediction of channel reservoir in No. 1 (a) and No. 2 (b)

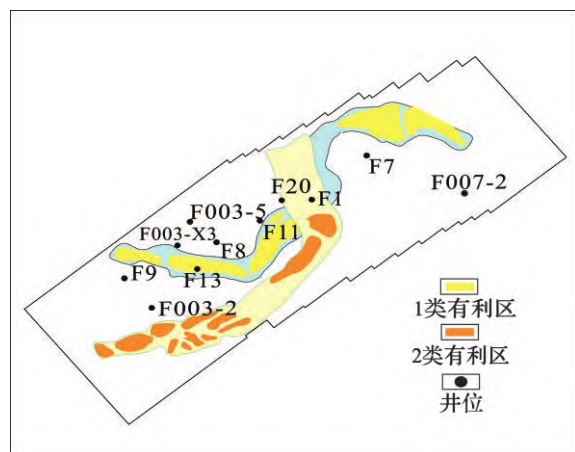


图 14 凉高山组勘探有利区预测

Fig.14 Prediction of favorable exploration area of Lianggaoshan Formation

强波峰反射,且砂体越厚,反射能量越强;横向上发育在河道心滩,地震特征为均方根振幅强、中波阻抗,微地貌特征为“两侧高中间低”。针对川东地区凉高山组致密砂岩特征,研究认为致密砂岩地震综合预测应在相控模式下进行,其中单井分析、地震正演、地震反演、裂缝预测、微地貌分析是可行且必不可少的预测技术。

参考文献(References)

- [1] 陈宗清.论川东地区侏罗系油气藏勘探[J].石油与天然气地质,1990,11(3):304-312
CHEN Z Q. Jurassic hydrocarbon exploration in east Sichuan [J]. Oil and Gas Geology, 1990, 11(3):304-312.
- [2] 蒋欲强,漆麟,邓海波,等.四川盆地侏罗系油气成藏条件及勘探潜力[J].天然气工业,2010,30(3):22-26.
JIANG Y Q, QI L, DENG H B, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potentials of the Jurassic reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(3): 22-26.
- [3] 李军,陶士振,汪泽成,等.川东北地区侏罗系油气地质特征与成藏主控因素[J].天然气地球科学,2010,21(5):732-741.
LI J, TAO S Z, WANG Z C, et al. Characteristics of Jurassic petroleum geology and main factors of hydrocarbon accumulation in NE Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(5): 732-741.
- [4] 李军,王世谦,四川盆地平昌—阆中地区侏罗系油气成藏主控因素与勘探对策[J].天然气工业,2010,30(3):16-21.
LI J, WANG S Q. The main factors controlling hydrocarbon accumulation in the Jurassic of Pingchang-Langzhong area in the Sichuan Basin and its exploration strategies[J]. Natural Gas

Industry, 2010, 30(3):16-21.

- [5] 陈世加,高兴军,王力,等.川中地区侏罗系凉高山组致密砂岩含油性控制因素[J].石油勘探与开发,2014,41(4):421-427.
CHEN S J, GAO X J, WANG L, et al. Factors controlling oiliness of Jurassic Lianggaoshan tight sands in central Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4): 421-427.
- [6] 张天舒,陶士振,吴因业,等.层序演化对三角洲—滩坝沉积体系有利储层类型与分布的控制作用[J].天然气地球科学,2019,30(9):1286-1300.
ZHANG T S, TAO S Z, WU Y Y, et al. Control of sequence stratigraphic evolution on the types and distribution of favorable reservoir in the delta and beach-bar sedimentary system: Case study of Jurassic Lianggaoshan Formation in central Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(9): 1286-1300.
- [7] 廖群山,胡华,林建平,等.四川盆地川中侏罗系致密储层石油勘探前景[J].石油与天然气地质,2011,32(6):815-822,838.
LIAO Q S, HU H, LIN J P, et al. Petroleum exploration prospect of the Jurassic tight reservoirs in central Sichuan Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2011, 32(6):815-822,838.
- [8] 邹娟,金涛,李雪松,等.川东地区下侏罗统勘探潜力评价[J].中国石油勘探,2018,23(4):30-38.
ZOU J, JIN T, LI X S, et al. Evaluation on exploration potentials of Lower Jurassic reservoirs in eastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(4):30-38.
- [9] 厚刚福,陈薇,谷明峰,等.川中地区凉高山组滩坝沉积特征及模式[J].世界地质,2017,36(4):1152-1160.
HOU G F, CHEN W, GU M F, et al. Sedimentary characteristics and model of beach-bar in Lianggaoshan Formation in central Sichuan Basin[J]. World Geology, 2017, 36(4):1152-1160.
- [10] CHOPRA S, MARFURT K J. Seismic attributes: A historical perspective[J]. Geophysics, 2005, 70(5): 3-28.
- [11] MUKERJI T, JORSTAD A, AVSETH P, et al. Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: Seismic inversions and statistical rock physics[J]. Geophysics, 2001, 66(4): 988-1001.
- [12] ZENG H. Geologic significance of anomalous instantaneous frequency[J]. Geophysics, 2010, 75(3): 23-30.
- [13] MAHOB P N, CASTAGNA J P. AVO polarization and hodograms: AVO strength and polarization product[J]. Geophysics, 2003, 68(3): 849-862.
- [14] HENDERSON J, PURVES S J, LEPPARD C. Automated delineation of geological elements from 3D seismic data through analysis of multichannel, volumetric spectral decompo-

- sition data[J]. *First Break*, 2007, 25(3):87-93.
- [15] MCARDLE N J, ACKERS M A. Understanding seismic thin-bed responses using frequency decomposition and RGB blending[J]. *First Break*, 2012, 30: 1956.
- [16] LIU L F, SUN S Z, WANG H, et al. A new reservoir prediction method: PCA value-weighted attribute optimization[C]// SEG Technical Program Expanded Abstracts 2011. Society of Exploration Geophysicists, 2011: 2024-2028.
- [17] LI W, YUE D, WU S, et al. Thickness prediction for high-resolution stratigraphic interpretation by fusing seismic attributes of target and neighboring zones with an SVR algorithm[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 113: 104153.
- [18] LI W, YUE D, COLOMBERA L, et al. Quantitative prediction of fluvial sandbodies by combining seismic attributes of neighboring zones[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 107749.

Seismic geological characteristics and exploration prospect of tight sandstone in Lianggaoshan Formation of Gaofengchang block, eastern Sichuan Basin, China

ZHAO Hu^{1,2}, FENG Yidan², WANG Yi³, LI Shilin⁴, XU Liangjun⁴, DI Zhixin⁵, ZHU Binrui⁶

(1. *Sichuan Province University Key Laboratory of Natural Gas Geology, SWPU, Chengdu 610500, China;*

2. *School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;*

3. *Exploration Division, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610041, China;*

4. *Chongqing Gas District, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chongqing 400707, China;*

5. *Research Center, SINOPEC Geophysical Corporation, Nanjing 210000, China;*

6. *Southwest Geophysical Research Institute of CNPC Eastern Geophysical Company, Chengdu 610213, China)*

Abstract: In recent years, as the national oil and gas demand has further increased, tight reservoirs have gradually become a research hotspot. The Lianggaoshan Formation in eastern Sichuan Basin is a typical tight sandstone reservoir, which has the advantages of multiple layers, large scale of river channels, thick sand bodies, good source-reservoir assemblage and abundant hydrocarbon sources, and has good prospects for exploration. However, there are also problems such as tight reservoir lithology, low porosity and permeability, and low degree of exploration. In response to these problems, this article starts with seismic geological data and analyzes in detail the seismic geological characteristics of vertical and horizontal sandstone reservoirs in the Lianggaoshan Formation, and the research finds that dominant sand bodies are developed in the middle and upper parts of Lianggaoshan Formation, source rocks are well developed in the middle and lower parts of Lianggaoshan Formation. The underwater distributary channels and estuary dams are the main reservoirs, the channel width is large, and the channel sand dams are distributed in blocky discontinuity, and the oil and gas preservation conditions are good. Reservoir sweet spots are obviously controlled by facies belts, and syncline areas far away from the Tongtian fault, sand bars in river channels, and fracture-developed areas are the most favorable exploration areas.

Key words: Eastern Sichuan Basin; Lianggaoshan Formation; Tight reservoir; Seismic and geological characteristics

Foundation item: The Science and Technology Cooperation Project of the CNPC-SWPU Innovation Alliance (Grant No. 2020CX010201).