

渤南凸起浅层高分辨率层序地层学研究

胡小强 石万忠 张新科 冯动军
(中国地质大学 武汉 430074)

摘要 以 Cross T A 领导的成因地层组提出的高分辨率层序地层分析方法为指导,利用钻井、地震资料、岩心和各种分析资料,对渤南凸起的层序进行了综合分析研究,建立了下第三系层序地层格架,并对可能的成藏组合进行了预测。

关键词 渤南凸起 层序地层学 层序格架 高分辨率 基准面旋回 成藏组合

渤南凸起位于渤中坳陷南部,南界黄河口和庙西凹陷,北界渤中和渤东凹陷,近东西走向,面积 4 500 km²(图 1),郯庐断裂的东西两分支纵贯渤南凸起形成“东西分块、南北分带”的格局。

1 高分辨率钻井层序地层格架及对比

随着盆地勘探与开发向复杂和深入发展,层序地层学研究正向高分辨率方向发展。高分辨率层序地层学是利用测井、岩心、地面露头等资料进行比常规地震层序地层学分析更为详尽地划分层序的技术与方法。本文主要采用 Cross T A 的基准面旋回分析技术进行钻井层序地层学研究。为了建立研究区的钻井层序地层格架及进行旋回对比,对研究区 a 井、b 井、c 井和 d 井 4 口井的资料进行了研究,并做出了相应的层序地层综合剖面图(图略)。

1.1 短期地层旋回的划分

短期地层旋回的起点选用了基准面由下降到上升的转换点。该

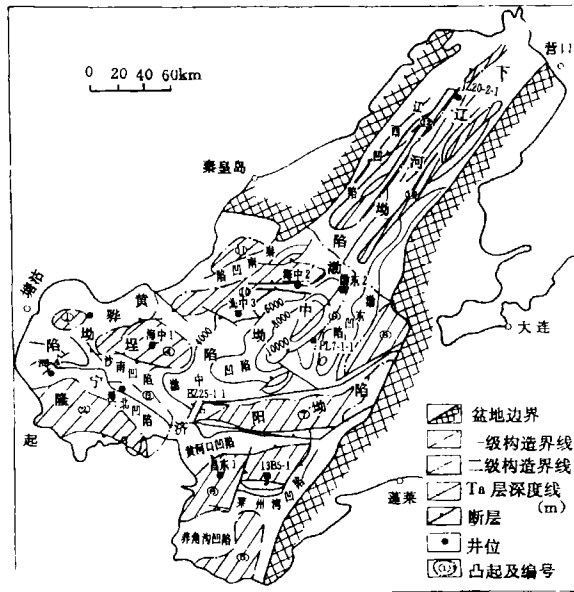


图 1 渤南凸起构造位置图

第一作者简介:胡小强,男,1976年5月生,硕士,主要从事层序地层学研究。
收稿日期:2000-10-20

点在测井曲线上较易识别,表现为低自然伽玛、低自然电位、高电阻率的特征,一般为水道底部的侵蚀面。研究区可划分出三种短期旋回:低可容纳空间的短期旋回、高可容纳空间的短期旋回及中等可容纳空间的短期旋回。

1.2 中期地层旋回的划分

中期基准面旋回的确定是在对短期基准面旋回叠加样式分析的基础上进行的。即在大致相似的地质背景下形成的一套成因上有联系的岩石组合。这些叠加样式常常具有鲜明的测井响应。故可依据以上三种短期基准面旋回叠加样式来划分中期旋回。本区中期旋回可划分烃下几种类型:

(1) 退积—进积对称型。该类型在测井曲线形态上表现为由退积叠加样式渐变过渡到进积叠加样式。对应的岩性剖面则表现为旋回的下部单层砂岩厚度向上逐渐变薄、泥岩增多, A/S 增大 $\rightarrow A/S$ 变小, 粒度变细, 泥质含量增多, 泥岩(夹层)厚度增厚; 旋回上部砂岩厚度逐渐增厚, 粒度变粗, 泥质含量减少, 泥岩夹层厚度减薄。旋回对称轴或基准面旋回是在上升到下降的转换位置, 位于中部泥岩最厚处, 即密集段的位置上(见图 2a)。如 d 井东一段 MSC3, b 井馆陶组 MSC5。

(2) 退积—进积非对称型。该类型在测井曲线形态上表现为由退积叠加样式渐变过渡到进积叠加样式。依退积—进积在中期旋回中所占的比例可分为如下两种类型。①以退积为主的退积—进积非对称型。在此类中期旋回的下部, 砂岩渐少, 泥岩增多, 上部砂岩逐渐增大, 泥岩逐渐减少, 旋回非对称轴位处泥岩最厚处, 该对称轴明显地位于下部(见图 2b)。代

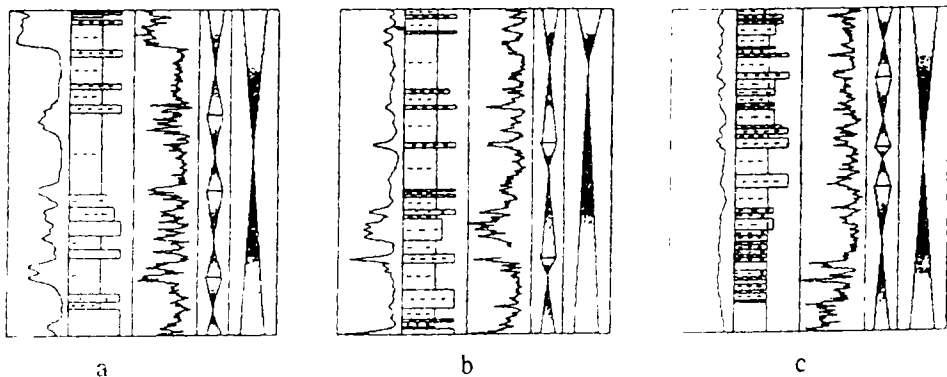


图 2 中期旋回类型

(a 为退积—进积对称型; b 为以退积为主非对称型; c 为以进积为主非对称型)

表井段有 c 井馆陶组 MSC6 和 d 井馆陶组 MSC5。②以进积为主的退积—进积非对称型。此类中期基准面旋回对称轴分上、下两部分, 以对称轴上部的进积为主, 旋回上部的短期旋回的数目远远大于旋回下部的短期旋回的个数, 旋回的上部泥岩向上减少, 砂岩增厚, 下部则相反(见图 2c)。如 d 井东一段 MSC3 中期基准面旋回。

(3) 极不对称型。此类基准面旋回仅发育基准面上升半旋回或基准面下降半旋回, 如退积型 MSC4 中期基准面旋回、进积型 MSC2 中期基准面旋回。

1.3 钻井层序地层格架

高分辨率钻井层序地层划分及层序地层格架的建立是在一剖面各级次地层旋回识别的

基础上进行,多级次地层旋回是各级次基准面旋回在沉积记录中的反映,在认识各级次地层旋回的基础上,相应地识别各级次基准旋回,从而建立高分辨率钻井层序地层格架。

下第三系东营组—上第三系馆陶组,可识别出 6 个中期基准面旋回,即东营组东三段 MSC1,东二段 MSC2,东一段 MSC3,馆陶组分为三段 MSC4、MSC5、MSC6。每个中期基准面旋回分别由 1~3 个短期基准面旋回构成,各级次基准面旋回的对称性因古地理环境而不同。根据识别出的 20 个短期旋回及组合成的 6 个中期旋回,可建立研究区钻井层序格架。东三段 MSC1 旋回由 SSC1、SSC2 两个短期基准面旋回组成。SSC1 是进积型极不对称旋回,SSC2 是以下降旋回为主的短期基准面旋回。MSC1 中期旋回,泥岩发育,具有明显较平直测井曲线,SP 表现为高的负幅值,GR 表现为正高值,主要反映了中浅湖环境的沉降特征。东二段 MSC2 旋回由 SSC3 和 SSC4 两个短期基准面旋回组成,他们都是以下降旋回为主,呈进积形式叠加。SSC3 是仅发育下降半旋回的非对称旋回;SSC4 以基准面下降旋回为主的短期基准面旋回。MSC2 只发育下降旋回,由下到上反映水体变浅,泥岩含量减少,砂岩含量增加,总体表现为滨浅湖相沉积。东一段 MSC3 中期基准面旋回由 SSC5~SSC8 4 个短期基准面旋回组成,这 4 个短期旋回有较完整的上升和下降旋回,呈加积形式组成 MSC3。MSC3 中期基准面旋回为退积—进积对称型,岩性剖面上砂岩含量明显增加并与泥岩频繁交互,反映了河流平原环境的沉积特征。

馆陶组岩性剖面上砂泥含量比增大,SP 曲线多呈箱形,是河流平原环境的沉积特征,形成了以低可容纳空间为主的旋回。

MSC4 中期基准面旋回仅发育基准面上升旋回,它由 SSC9、SSC10 及 SSC11 呈退积叠加形式组成,这三个短期基准面旋回也为非对称型,以退积为主。SSC11 仅发育上升旋回。MSC4 中期基准面旋回岩性剖面上砂、砾岩含量很大并与泥岩频繁互层,整体表现出河流环境的沉积特征。MSC5 中期基准面旋回由 SSC12~SSC16 5 个短期基准面旋回组成。这 5 个短期旋回呈加积形式叠加,故 MSC5 对称性较强。5 个短期旋回对称性也较好,整体上形成砂泥互层的曲流河沉积。MSC6 中期基准面旋回由 SSC17~SSC20 4 个短期旋回组成。它与 MSC5 中期基准面旋回特征相似,但砂、泥岩厚度普遍加大,砂、砾岩含量仍很高。MSC6 中期旋回仍为低可容纳空间的旋回。

1.4 高分辨率钻井层序地层对比

层序划分的主要任务是纵向上分出不同时期形成的地层单元,而层序对比的目的是在横向建立同一时期形成的地层单元之间的关系。本文以短期基准面旋回作为高分辨率钻井层序对比格架建立和对比的基础。因为:①短期基准面旋回虽然在平面上及厚度上有一定变化,但其对称性及组合特征相对稳定,可由此进行追踪和对比;②所谓高分辨率钻井层序地层应是钻井资料中能分辨出来和进行对比的,乃至可以作图的层序级别。本文短期基准面旋回基本上具备以上特征。

本文所研究的 a 井、b 井及 c 井等 4 口井位于凸起南部,大致呈线型自西向东分布,d 井位于上述 3 口井北部。因此,井间对比以东西向 3 口井为主,d 井另行讨论。

东三段 MSC1 中期基准面旋回由两个短期基准面旋回组成,并且旋回均以基准面下降的半旋回为主。东三段岩性较单一,除底部发育几套厚度不大的砂岩或砾岩外,其余都为泥岩且泥岩质地较纯,测井曲线变化幅度不大。a 井最为典型,厚度也最大。a 井、b 井及 c 井中的短期基准面旋回特征相似,但从西向东旋回厚度依次减薄,旋回顶部组合规律及厚度与 a

相似,表明当时它们具有较一致的地质背景。东二段 MSC2 中期基准面旋回是个仅发育基准面下降半旋回的中期旋回,它由 SSC3 和 SSC4 两个短期基准面旋回组成。从西向东自 a 井, b 井到 c 井旋回厚度依次变小,仍反映了沉积时东高西低的古地貌特征。d 井岩性剖面与 b 井最为相似,旋回特征也相近,说明 MSC2 旋回沉积时它们环境相似。各井东一段 MSC3 中期基准面旋回特征有所不同。a 井仅发育基准面上升半旋回,它由 SSC5、SSC6 及 SSC7 3 个短期基准面旋回组成; b 井 MSC3 中期旋回厚度最大,它由 SSC5~SSC8 4 个短期旋回组成,其砂砾岩含量较之 a 井少,且粒度较细; c 井 MSC3 旋回缺。d 井此时旋回特征仍与 b 井相似,但 SSC6 缺失。

通过对东营组进行旋回对比和岩性分析可知,东三段沉积时研究区物源主要来自东部, a 井此时处于构造较深处,所以形成巨厚泥岩。东二段沉积时,物源发生变化,主要来自研究区西侧,同时 a 井处较之 b 井、c 井沉积速率大,故 a 井在东二段形成了厚度很大的三角洲相的地层,并使研究区地貌发生了显著变化。在东二段以后,研究区地形由东高西低变成中间低两头跷起(东西向)。东一段研究区整体抬升,接受河流平原沉积, c 井此时处于地势较高处可能没有接受沉积或早期有少量沉积、后期又被剥蚀掉,因此其 MSC3 中期基准面旋回缺失。

研究区的馆陶组对应 MSC4、MSC5 和 MSC6 三个中期基准面旋回,整体表现为曲流河平原相沉积。 b 井所在位置仍较东西两侧深,这反映在短期旋回个数较多,砂砾岩含量低、粒度细,泥岩厚度大。 d 井总体特征与 b 井相近,局部表现出沉积时地势较 b 井高。

地层的旋回特征是基准面旋回的反映。将本文所研究的基准面旋回与前人划分的层序进行了对比,由于所用时深转换尺为渤南综合时深转换尺,因此在地震剖面上个别层序界面与基准面旋回转换位置有一定偏差,但总体来说对应关系较好。本文的中期基准面旋回 MSC1、MSC2 及 MSC3 与东营组三段地层一致, MSC4~MSC6 叠加构成馆陶组。

同时 a 井、b 井与 D83 过井地震剖面对比后发现,原先解释的馆陶组顶部 T_0 界面偏高(约 0.05 s)。所做 a 井、b 井层序地层综合剖面图上 T_0 界面对应为一套厚度较大的砂砾岩,且在地震剖面上有明显的反射特征,因此建议 D83 地震剖面 T_0 界面在这两井位置处相应下调。此外,通过 d 井与 PBZWT5 地震剖面的对比,原 T_0 界面应上调约 0.05 s。

2 储盖组合预测

地层的旋回特征是基准面旋回的反映。从研究基准面旋回理论和可容纳空间变化的动力学观点出发,较低级次基准面旋回在高级次基准面旋回中的位置很大程度上控制了旋回内部沉积物的地层学和沉积学特征,从而影响着油气的生储盖分布及含油气圈闭的类型等。因此将地震层序与钻井层序二者结合可以准确的判断和预测一个含油气盆地生储盖在三维空间的分布规律。

通过前面对研究区层序地层及钻井层序地层的分析和研究,本地区可能的成藏组合的特点为:两套区域性盖层形成三套储盖组合。

2.1 明化镇下段泥岩盖层

以 d 井为例,本井位于渤南凸起中西部,明下段地层为 1 042~1 912 m 井段,共 870 m,泥岩百分比 87%,厚度 40~60 m 的泥岩共 4 层,厚度 150 m、145 m 泥岩各有一层。其中在 1 416~1 712 m 井段 296 m 地层中,只有两个 0.8 m 砂岩夹层,泥岩百分含量达 99.46%,

为非常纯净的泥岩段。到c井,厚度20~30 m 泥岩共8层,其中厚度30~25 m 泥岩4层。本井明下段862~1 425 m,较d井位置更高。泥岩的百分含量为62%,比d井略差,但仍不失为良好的区域盖层。

2.2 东下段泥岩盖层

东下段泥岩在整个渤南凸起都较稳定,亦是渤南凸起的生油层。它在渤南凸起的周缘及中央大部分都有分布。渤南凸起及周边钻井揭示的东下段泥岩为一套非常稳定的泥岩。以d井为例,本井在2 990~2 769 m 钻遇东下段泥岩221 m,泥岩百分比为99.2%,c井在2 210~2 246 m 钻遇36 m 东下段,泥岩百分比为98.6%。而且根据声波曲线,东下段地层由上向下声波变大,可见东下段地层很可能是超压的,其盖层性质是非常优越的。

以上两套优质区域盖层构成了渤南凸起三套储盖组合。

(1) 上组合:明下段泥岩作盖层,明下段砂岩及馆陶组砂层作储层。馆陶组地层总体说是一套较粗的地层,以c井为例,其砂岩百分比为54%,在馆陶组井段中有砂层387层,最大单层厚度22 m,平均厚度6.24 m,渤南凸起从区域上是向东继承性抬升的,因此c井以东的广大区域内馆陶组可能为更好的储层。

(2) 潜山组合:东下段泥岩作盖层,第三系潜山作储层。在渤南地区有大范围的潜山储层存在,尤其在有东下泥岩分布地区这种组合更为发育。如d含油构造,在古生界潜山获得成功。潜山的前景将十分乐观。

(3) 下组合:东下段泥岩作盖层,沙河街组沙一段等砂岩作储层。本组合位于渤南凸起向渤中凹陷及黄河口凹陷过渡的边缘地带。由于这里离油源更近,是十分有前景的组合。

3 结 论

通过地震地层的研究,下第三系共划分出5个二级层序和10个三级层序。同时在钻井层序地层的分析中,从东营组和馆陶组划分出6个中期基准面旋回和20个短期基准面旋回。在这些旋回中识别出低可容纳空间、中等可容纳空间、高可容纳空间等3种短期基准面旋回和进积—退积对称型、非进积—退积对称型、极不对称型3种类型的中期基准面旋回。研究区以非进积—退积对称型旋回居多,基准面旋回的对称性受钻井所处的古地理位置影响。综合以上资料分析可以看出,研究区可能的成藏组合具有“两套区域性盖层形成三套储盖组合”的特点。

主 要 参 考 文 献

- 1 中国石油地质志(卷十六).石油工业出版社,1990.
- 2 C. K. 威尔格斯等编,徐怀大等译.层序地层学原理(海平面变化综合分析).北京:石油工业出版社,1992.
- 3 邓宏文.美国层序地层研究中的新学派——高分辨率层序地层学.石油天然气地质,1995,3(6).
- 4 Cross T A. 等编,杜宁平译.高分辨率层序地层学认识地层结构、对比概念、体积积分、相分异和储层的间隔单元划分.国外油气勘探,1996,8(3):285~294.
- 5 郭齐军.鄂尔多斯盆地北部上古生界层序地层学应用研究[博士论文].中国地质大学,1998.
- 6 周毅等.渤南凸起东段评价报告.渤海石油公司内部资料,1998.
- 7 马正.油气测井地质学.武汉:中国地质大学出版社,1992.
- 8 徐怀大等.地震地层学.北京:地质出版社,1990.
- 9 H. G. 里丁等编,周明鉴等译.沉积环境和相.北京:科学工业出版社,1985.

elements but also their dynamic relation. Yet the conception of complex petroleum system is the application of petroleum system is east oil-bearing basin, China. The technology of fluid inclusions pervades many aspects in petroleum system. The author mainly emphasizes fluid inclusions homogenization temperature in qualitatively studying petroleum migration passages and direction and periods or stages of petroleum migration and quantitatively studying the depth of petroleum migration.

Key words Petroleum system; Fault depression basin; Fluid inclusions; Homogenization temperature.

THE APPLICATIONS OF HIGH RESOLUTION SEQUENCE STRATIGRAPHY TO BONAN UPLIFT

HU Xiaoqiang, SHI Wangzhong, ZHANG Xinke, FENG Dongjun (*Department of petroleum, Institute of Resource, China University of Geosciences, Wuhan 430074*). *NATURAL GAS GEOSCIENCE*, Vol. 11, No. 6, pp 15~19.

Abstract With the development of the principle and approach of sequence stratigraphy. It could be used in all types of strata including marine, non-marine and mixed marine strata. The enhancement of stratigraphic correlation results that sequence stratigraphy can contribute directly to all stages of the exploration and development. Based on the principle of sequence stratigraphy, this article give the sequence stratigraphy framework and reservoir prediction of Paleogene in Bonan uplift, using drilling well, seismic data, core and other data. According to logs data of the region, 20 short-term base-level cycles (SSC) and 6 mediate-term base-level cycles(MSC) could be identified in studying region. There are three types of SSC which are low accommodation, middle accommodation and high accommodation and three types of MSC which are progradation-retrogradation symmetric, progra-

dation-retrogradation asymmetric and progradation-retrogradation extreme-asymmetric cycles in these cycles.

Key words Bonan uplift; Sequence stratigraphy; High-resolution; Sequence stratigraphic framework; Base level; Reservoir

THE RELATIONSHIP BETWEEN FORMING MECHANISM OF DAMINTUN DEPRESSION'S MUD CONE AND OIL AND GAS

AN Juhua, CHEN Zhenyan, CHANG Jinhuan, SONG Yujun (*Institute of Exploration and Development, Liaohe Petroleum Exploration Bureau, CNPC, Panjing 124010*). *NATURAL GAS GEOSCIENCE*, Vol. 11, No. 6, pp 20~28.

Abstract In this document we make the pattern of mud cone more obvious by deep migration processing 3D data in Da Mintun area. Through a vast amount of data researching, the author expounds the distribution characteristics; the mud cone in this area is distributed in the form of group, and the arch upward is different, the highest formation reaches later period of Dong Ying Zu. In this document, the author expounds the forming mechanism of mud cone from 5 aspects, thinks the forming of mud cone has direct relationship with the creation & elimination of hydrocarbon, and determines the forming time of mud cone. The forming of mud cone results a series of oil & gas reservoir forming around mud cone, including anticline reservoir formed on the upward arch and reservoir formed by means of side seal. There is a remarkable appearance, that is, in the thin sandstone formation in inner side of mud cone, there exists lithologic reservoir.

Altogether, the mud cone group development in Da Mintun depression makes the reservoir in this depression relatively rich, however, because the mud cone group is far away from material source area, so the sandstone is rela-