

<http://www.geojournals.cn/georev/ch/index.aspx>

济阳坳陷上第三系馆陶组上段 储盖层特征及其对天然气成藏条件的影响

国景星 戴启德 李继红

(石油大学勘探系, 山东东营)



济阳坳陷上第三系馆陶组是胜利油田的主要产油气层段。近些年来, 浅层气的勘探日益受到人们的重视。但是, 很少发现较大型的浅层气藏, 这与该层位的储量相比是不相配的, 造成这种现象的原因何在? 本文则想通过对浅层储集层及盖层条件的研究, 分析两者对浅层天然气分布的影响, 预测有利的浅层气分布地区。

关键词 济阳坳陷 馆陶组上段 储集层 盖层

济阳坳陷是渤海湾盆地内的一个重要坳陷, 其中分布着中国第二大油田——胜利油田。随着油田开发的不断深入, 人们逐渐认识到了浅层油气, 尤其是浅层天然气勘探与开发的重要性。就浅层馆陶组而言, 其探明天然气储量占整个坳陷天然气总储量的 31.35%, 而且这些天然气主要分布于馆陶组上段, 因此有必要对浅层, 尤其是馆陶组上段的天然气成藏条件进行研究。鉴于前人^①曾对浅层天然气的生成、运移、圈闭等做过较为系统的研究, 本文将重点从馆陶组上段的储集层及盖层两个方面入手, 讨论馆陶组上段的储盖层特征及其对天然气成藏条件的影响。

1 区域地质概况

济阳坳陷东西长约 200km, 南北宽约 130km, 总面积约 26 000km²。济阳坳陷从中生代开始发育, 早、中侏罗世发生的燕山运动二幕形成济阳坳陷的雏形, 其间低洼地区充填了上侏罗统至下白垩统的粗碎屑岩和巨厚的火山碎屑岩; 发生在中生代末期的燕山运动末幕, 使中生代火山岩之上覆盖着始新统孔店组, 其间可见到轻微的角度不整合。之后, 在早第三纪又发生了两次构造运动: 喜山运动济阳幕和喜山运动东营幕, 其中济阳幕运动期间各沉积凹陷边界断层的活动很不均衡, 往往是北强南弱, 边断边拗, 使各沉积凹陷呈“北断南超”的箕状凹陷, 而东营幕运动期间, 使这一“北断南超”的格局逐渐演化为“北超南剥”的箕状凹陷。到中新世, 整个华北地区进入坳陷发育阶段, 从而形成了现今的济阳坳陷。

济阳坳陷由东营、惠民、沾化、车镇等 4 个凹陷和宁津、无棣、义和庄、陈家庄、垦东—青坨

① 胜利石油管理局. 济阳块断盆地天然气藏形成条件和分布规律.

子、滨县、青城等十个凸起组成。具有向“南西收敛、北东撒开”的帚状构造格局和“北断南超”、“北深南浅”的凹陷演化模式。济阳坳陷目前钻遇的地层有太古界泰山群、古生界的寒武系、奥陶系、石炭—二叠系、中生界的侏罗系、白垩系、新生界的下第三系、上第三系和第四系,其中上第三系包括馆陶组和明化镇组,属河流—洪泛平原相为主的碎屑岩沉积,岩相自下而上依次为块状砂砾岩、砂泥岩不等厚互层,泥岩夹透镜状砂岩,总厚度可达 860—2 000 m。

2 馆陶组上段储层特征及其对天然气成藏条件的影响

济阳坳陷上第三系馆陶组上段以河流相沉积为主。其沉积早期(以下简称馆二段)为冲积扇—辫状河沉积体系,是辫状河普遍发育期,冲积扇仅分布于坳陷的周缘,如惠民凹陷的北缘、东营凹陷的东南缘和车镇凹陷的西北缘等。馆陶组上段沉积中后期(以下简称馆一段)为辫状河—低弯度曲流河沉积体系,辫状河主要分布于馆二段沉积期冲积扇发育的部位,其余广大地区为低弯度曲流河沉积。在这两大沉积体系中,主要发育了冲积扇、坡积带、辫状河心滩坝、河道充填、曲流河床、河道边缘、洪泛平原、道间滩地、道间洼地、废弃河道等 10 个亚相或微相。

2.1 储集层岩性及结构特征

根据临 38 井、孤东 14 井、渤 107 井等岩心观察及其它录井资料可知,济阳坳陷上第三系馆陶组上段的储集层岩性以细砂岩、粉—细砂岩、粉砂岩为主,长石含量较高,一般在 35%—40%,岩屑含量一般在 10%—20%之间,属成份成熟度较低的岩屑质长石砂岩,胶结物以泥质为主,同时,由于河流相沉积的多变性、复杂性,使得不同相带上的砂岩体之间岩性变化较大。心滩微相岩性较粗,粒度中值一般在 0.15—0.30mm 之间,平均值为 0.16mm,粒度较均质,变异系数为 0.29;废弃河道砂岩体岩性相对较细,粒度中值平均为 0.12mm,粒度变异系数为 0.25;而河道充填、曲流河床、河道边缘等亚相或微相,岩性均质性较差,粒度中值变化大,变异系数高,一般在 0.40 以上(表 1)。由粒度分析资料可知,概率累计曲线呈两段式为主,跳跃组分占 60%—80%,且不同相带的砂岩体跳跃组分含量不等(表 1)。在 C—M 图上,有较发育的 PQ、QR、RS 段。垂向上自下而上粒度逐渐变细,显示出明显的正韵律特征。同时,砂体中发育各种类型的沉积构造,河床底部多具底冲刷现象,向上发育槽状交错层理、板状交错层理、低角度斜层理、波状层理、水平—波状层理等。

2.2 储层储集物性特征

储层的储集物性与沉积环境密切相关。不同沉积环境下形成不同的储层类型,而且不同的储层类型其储集物性各不相同。辫状河心滩微相的储层分选中等,砂层累计厚度、单砂层最大厚度均较大,孔隙度平均值为 36%,渗透率平均值为 $1800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,两者均较高,储集物性最好。辫状河的河道充填微相,曲流河床亚相、河道边缘亚相等,储层孔隙度在 31.5%—33%,渗透率在 $(800—1300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,但孔隙度变异系数大(表 2),均质程度较差,因而储集物性较心滩砂体差。洪泛平原、道间沉积亚相砂体,颗粒细、厚度小、且分布不稳定,孔隙度一般小于 30%,渗透率小于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,两者均较低,储集物性最差。

表 1 不同沉积相砂岩体粒度特征

Table 1 Grain-size character of different sedimentary subfacies (sand body)

砂岩体 类型	粒度中值 平均值(mm)	分选 系数	概率曲线特征			粒度 变异系数
			构成	截点*	跳跃组分含量	
心滩	0.16	1.71	二段式 三段式	2.0—3.0Φ	75%—85%	0.29
河道充填	0.13	1.83	二段式	2.5—3.5Φ	70%—80%	0.44
曲流河床	0.14	1.62	二段式	2.5—3.5Φ	70%—80%	0.43
河道边缘	0.09	1.65	二段式 三段式	2.5—3.5Φ	50%—60%	0.52
泛滥平原	0.07	1.64	二段式	3.0—4.0Φ	<35%	0.40
废弃河道	0.12	1.49	二段式	2.5—3.5Φ	55%—70%	0.25

* 截点——跳跃组分与悬浮组分的截点

表 2 不同类型砂岩体的孔隙度和渗透率特征

Table 2 Character of porosity and permeability of different sand body

砂体 类型	孔隙度特征		渗透率特征			
	平均值 (%)	变异系数	平均值 ($\times 10^{-3}\mu\text{m}$)	变异系数	级差	突进系数
心滩砂体	36.0	0.06	1800	0.61	17.0	2.3
河道充填砂体	33.0	0.15	1300	0.75	29.0	4.9
曲流河床砂体	31.6	0.12	1298	1.86	113.8	3.4
河道边缘砂体	32.8	0.15	800	2.01	119.6	5.9
洪泛平原砂体	28.7	0.16	123	0.94	11.0	2.7
废弃河道砂体	37.2	0.04				

2.3 储层的纵横向连续性及其非均质性

沉积环境决定了砂体的展布特征,也决定了砂体间的连通性质及非均质程度。河流相沉积必然导致其砂体在平面上主要呈条带状分布(图 1、图 2),如河道砂岩体,在平行河道方向上,砂体连续性好,厚度变化小,厚度变异系数小于 0.3,加之孔隙度、渗透率相对较高且变化较小,因此其连通性好。而垂直于河道方向上,砂体间连续性较差,厚度变化大、厚度变异系数大于 0.5,孔隙度、渗透率变化大,因此,垂直于河道方向上,砂体间连通性较差。同时,就辫状河心滩砂体而言,与其它河流相砂体相比,其储集物性最好,但是并不是说心滩砂体每一个部位储集物性均好,是一个绝对的均质体。研究表明,心滩砂体中下部物性最好,孔隙度、渗透率高,

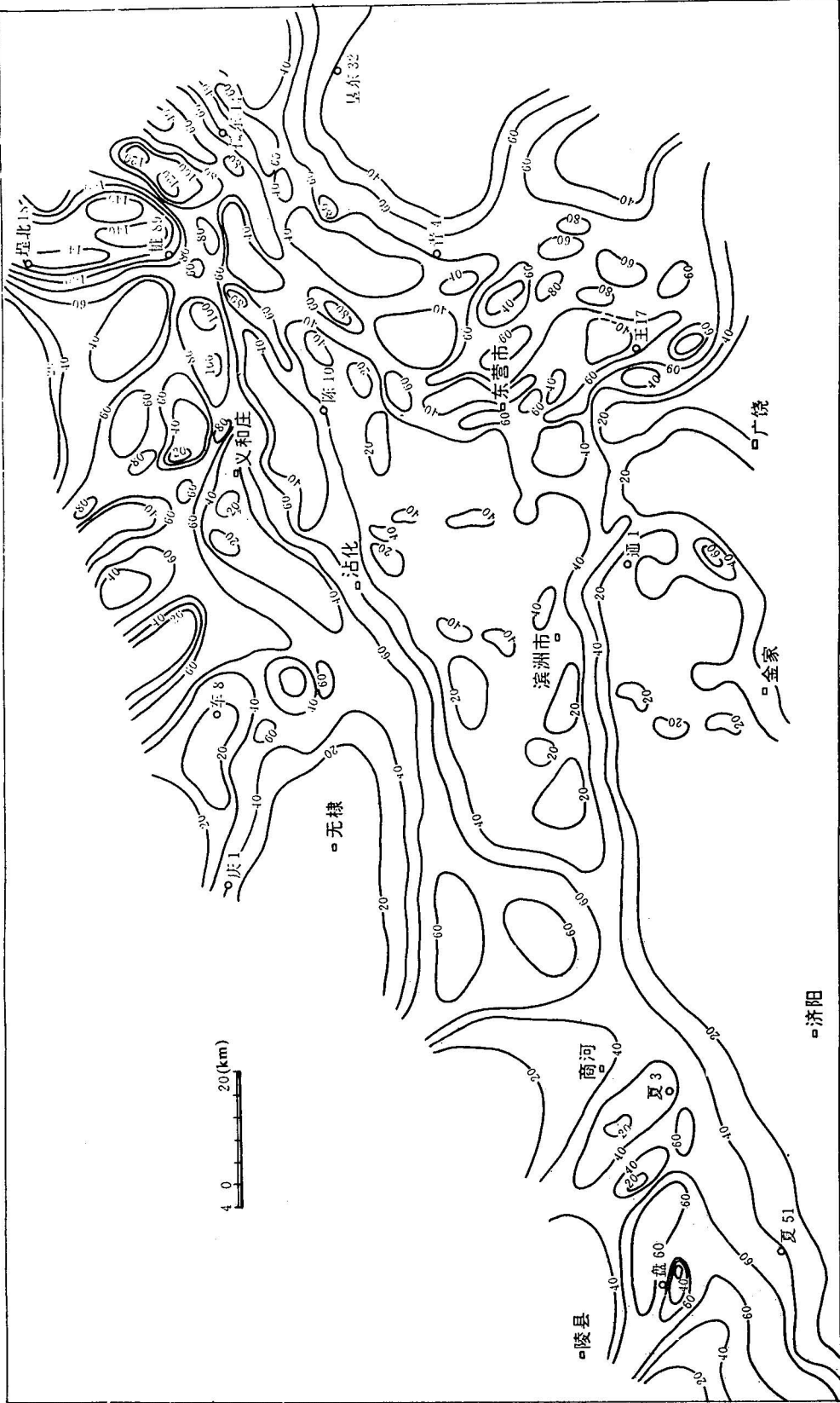


图1 济阳坳陷上第三系馆二砂层厚度分布图 (单位:m)

Fig. 1 Isopach map of sandstone of Ng_2 in the Jiyang depression (unit:m)

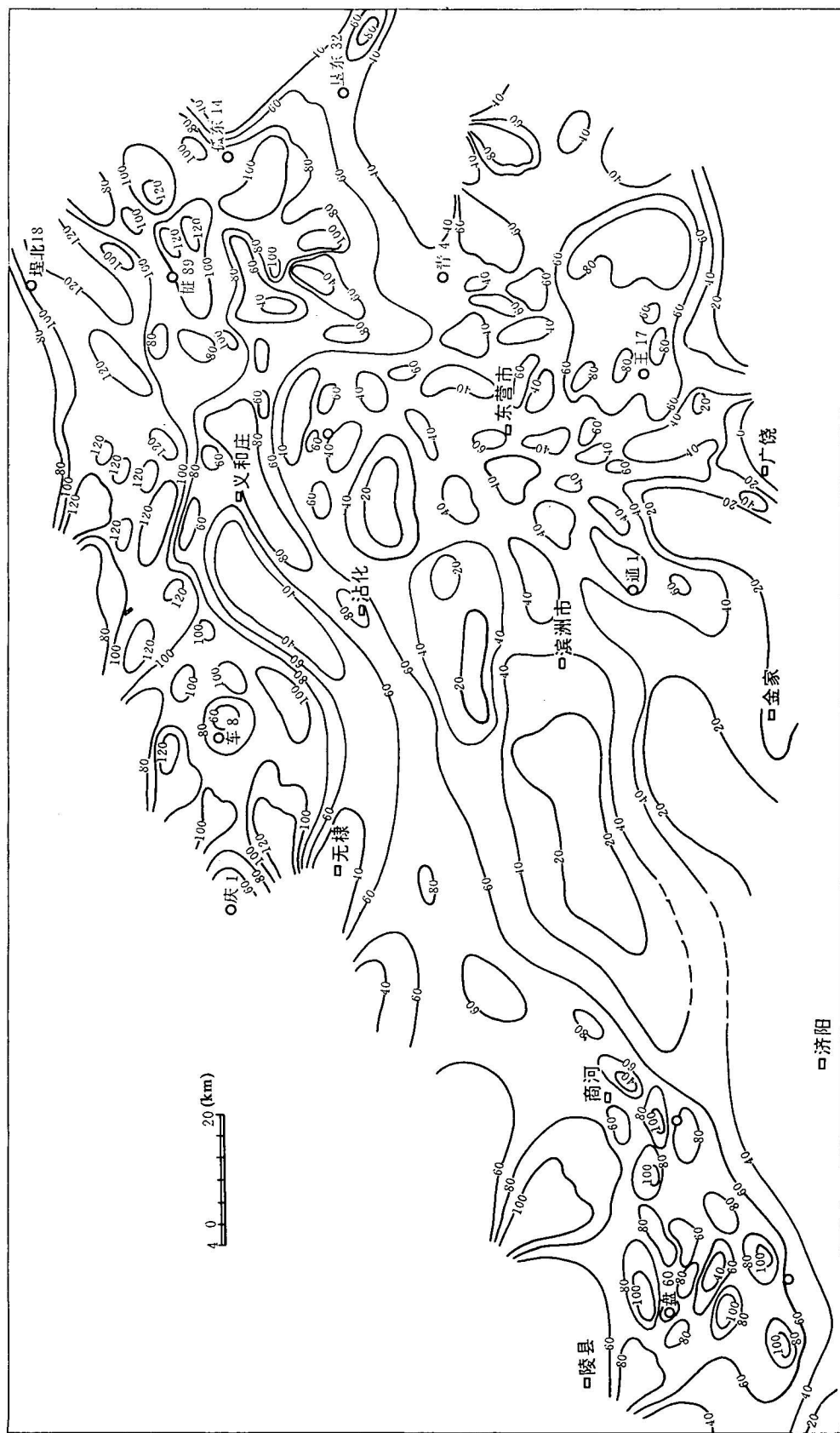


图 2 济阳坳陷上第三系馆一段砂层厚度分布图 (单位:m)

Fig. 2 Isopach map of sandstone of Ng₁ in the Jiyang depression (unit:m)

向上因泥质增多, 颗粒稍细而导致物性变差。除此之外, 垂直于心滩砂体剖面上, 中心部位厚度较大、粒度较粗、泥质含量低、储集物性好; 向两侧厚度减薄、泥质成份增多、粒度稍细、物性变差。

2.4 沉积相带、储层类型对天然气成藏条件的影响

根据前面的分析可知, 河流相砂体当中, 辫状河心滩砂体储集物性最好, 河道充填、曲流河床及河道边缘亚相的砂体储集物性较好, 而洪泛平原、道间沉积亚相的砂体储集物性最差。就储层储集物性这一单方面因素对天然气聚集条件而言, 很明显心滩砂体对天然气藏形成最为有利, 洪泛平原亚相砂体对天然气藏形成最为不利。但是, 通过对全区试气及天然气生产资料的统计分析表明, 平面上天然气主要分布于洪泛平原亚相, 河道边缘亚相及河道充填亚相(图3)。这就说明, 天然气的聚集成藏条件对储集层储集条件的要求并不很高, 即储层储集物性的好坏并不是十分关键的因素。天然气分布可能主要受构造、盖层、运移等条件的控制。

3 盖层特征及其对天然气成藏条件的影响

3.1 岩性及结构特征

济阳坳陷上第三系馆陶组上段以河流相沉积为主, 其盖层岩性以泥岩、粉砂质泥岩为主。根据X-衍射分析可知, 泥岩以粘土矿物为主, 占泥岩总量的46%—88%, 平均67.2%。粘土矿物中以蒙脱石为主, 占粘土矿物的82.5%, 其次是伊—蒙混层, 伊利石和绿泥石含量相对较小。此外, 泥岩中有部分石英、长石, 但含量一般小于30%。从结构上看, 泥岩结构有三种, 一种是网状结构, 粘土矿物的层片交叉搭成网状, 其间微孔极为发育, 该结构的主要成份为蒙脱石; 第二种为棉絮状, 其成份也主要是蒙脱石, 蒙脱石层片参差不齐地叠置在一起, 扫描电镜下形似棉絮; 第三种为波片状, 波片的边缘有些弯曲, 该结构以伊—蒙混层为特征。正是由于以上结构特征, 使得矿物之间的微孔隙发育。此外, 泥岩中还经常可以见到微裂缝发育。

3.2 泥岩盖层的空间展布特征

从剖面上看, 馆二段泥岩厚度分布不稳定, 普遍较薄; 而馆一段泥岩厚度在整个坳陷发育稳定, 且厚度较大, 其中东营凹陷泥岩累计厚度在60m左右, 惠民凹陷在30m左右。从平面上看(图4、图5), 无论是泥岩厚度分布图还是最大单层泥岩厚度分布图, 馆二段泥岩分布不稳定, 厚度较小, 一般在25—75m, 最大单层泥岩厚度一般在10—30m之间。而馆一段泥岩分布稳定, 厚度大, 其厚度一般在75—125m, 最大单层泥岩厚度一般在20—50m。各凹陷具体特征见表3。

3.3 天然气分布与盖层的关系

从理论上讲, 只要盖层的突破压力大于所封盖油气藏逸散的动力, 那么盖层的厚度是无紧要的^[1]。但是, 由目前已知产气井及气测资料统计表明, 济阳坳陷上第三系汪层气的分布与盖层厚度之间存在着较为密切的关系。河道亚相, 砂体较发育, 但泥岩盖层厚度较小, 并不一定能成为良好的天然气储集圈闭; 而河道边缘亚相、洪泛平原亚相等, 砂体相对较薄, 且颗粒较

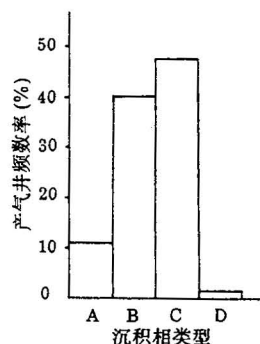


图3 不同沉积亚相(砂体)产气井频率直方图

Fig. 3 Histogram of productive gas wells in different sedimentary subfacies (sandstone body)

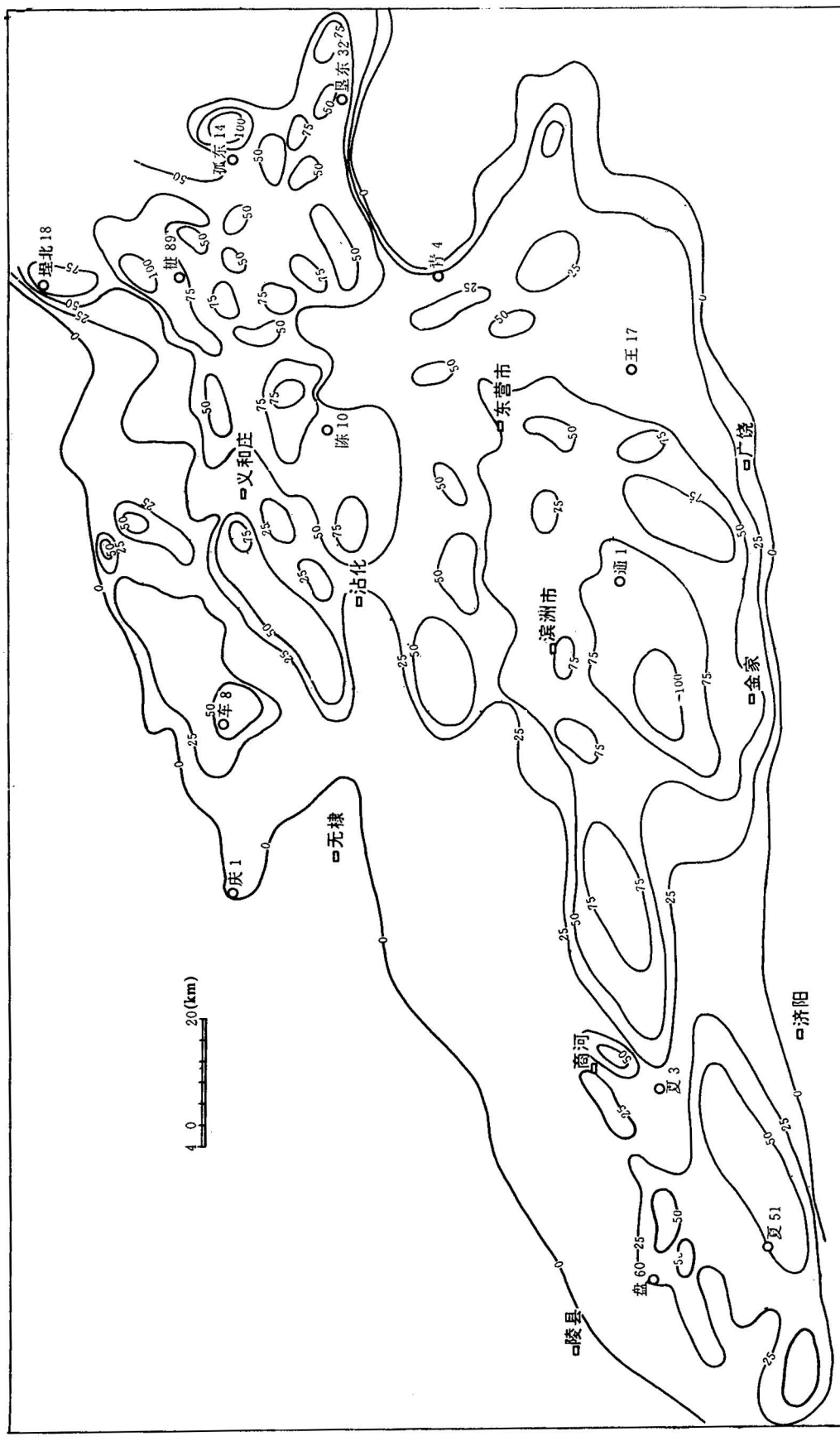


图 4 济阳坳陷上第三系馆二段泥岩厚度分布图 (单位:m)

Fig. 4 Isopach map of mudstone of Ng₂ in the Jiyang depression (unit:m)

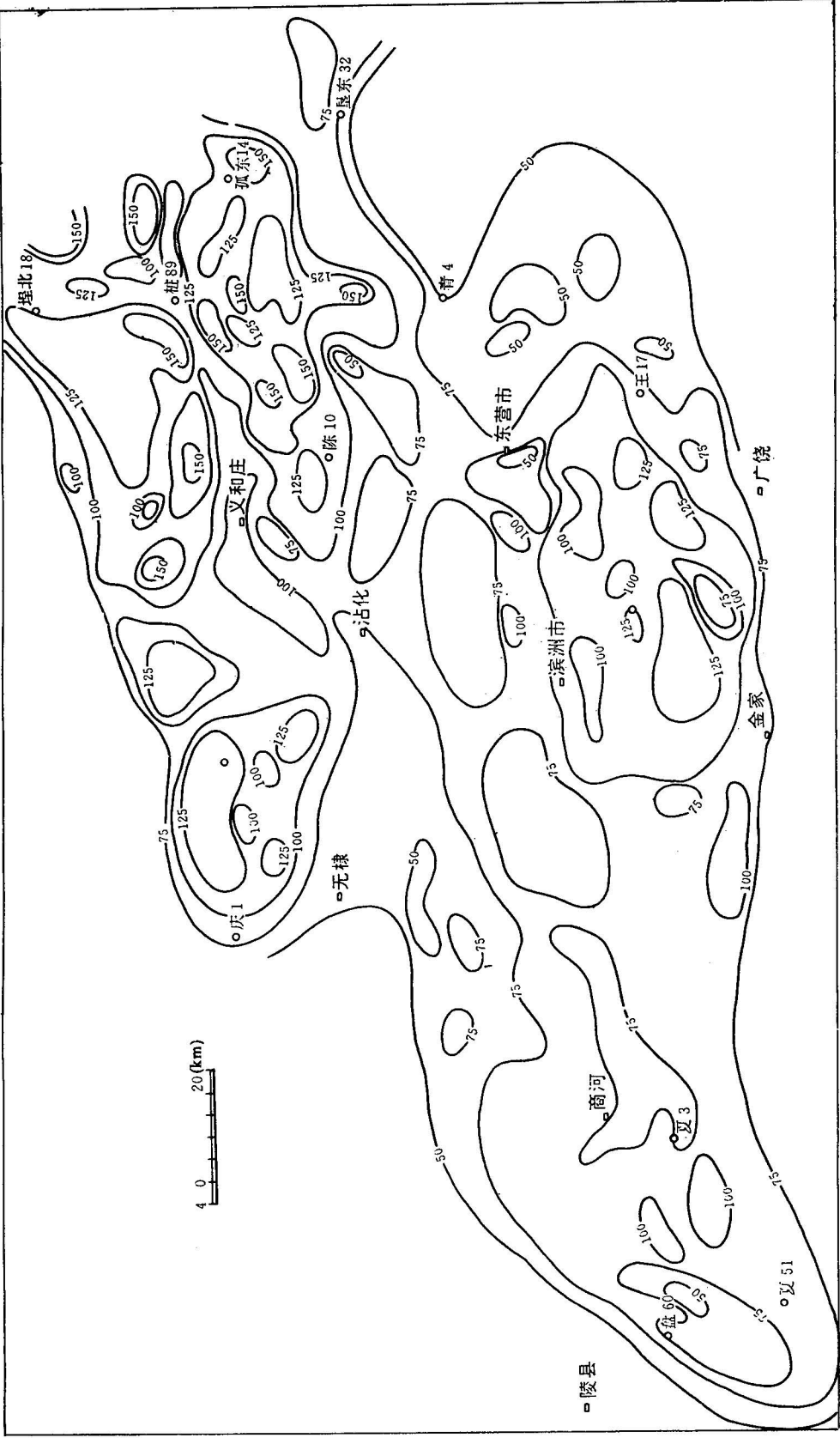


图 5 济阳坳陷上第三系馆一段泥岩厚度分布图 (单位:m)

Fig. 5 Isopach map of mudstone of Ng₁ in the Jiyang depression (unit:m)

细,但是泥岩盖层厚度大,却可成为良好的天然气储集场所。

表 3 济阳拗陷上第三系馆陶组上段各凹陷泥岩盖层发育特征

Table 3 Mudstone character of different sags of Ng_{1+2} in the Jiyang depression

层段	地区	泥岩厚度(m)		最大单层泥岩厚度(m)		
		一般	平均	一般	平均	与相带关系
馆一亚段	东营	50—125	75	10—60	40	$A < 30m; B: 30—40m; C > 40m; D: 20—25m$
	沾化	75—150	110	20—60	45	$A < 30m; B: 30—40m; C > 40m; D: 25—60m$
	车镇	75—150	100	20—60	40	$A < 30m; B: 30—35m; C > 40m$
	惠民	50—100	70	10—50	35	$A < 20m; B: 20—40m; C > 30—40m$
馆二亚段	东营	25—100	50	0—40	20	$A < 20m; B: 20—30m; C_1 > 30m; C_1$ 不稳定
	沾化	25—100	50	0—30	15	A、B 相分布不稳定; $10—20m; C_1 > 20m$
	车镇	0—60	20	0—30	15	$A: 10—20m; B: 10—30m; C_1 > 20—30m$
	惠民	0—50	20	0—30	15	$F < 10m; A、B$ 相泥岩分布不稳定; $C_1: 20—50m$

A—河道亚相; B—河道边缘亚相; D—废弃河道亚相; F—冲积扇相; C—洪泛平原亚相; C_1 —一道间沉积; C_1 —斜坡洪泛沉积

3.4 盖层评价

通过对济阳拗陷上第三系馆陶组上段泥岩结构参数的统计(图 4)。参照游秀玲^[2]对我国主要天然气泥岩结构参数分布聚集分析结果,结合孔隙度所提出的我国含油气盆地泥岩盖层分类评价,及李学田等人^[3,4]对天然气藏盖层质量研究,认为济阳拗陷上第三系天然气的盖层属于第五类——低压突破型盖层。但是,由于济阳拗陷浅层气藏的剩余压力(ΔP)普遍较小(绝大多数小于 0.5 MPa),而盖层的突破压力(P_A)一般大于剩余压力。因此,上第三系馆陶组上段的泥岩能够对浅层低压气藏起到一定的封盖作用。结合盖层岩性、分布等特征,认为馆一段普遍发育较好的泥岩盖层,馆二段盖层条件相对较差。

表 4 济阳拗陷上第三系馆陶组上段泥岩盖层结构参数统计表

Table 4 Statistical table of texture parameters of mudstone of Ng_{1+2} in the Jiyang depression

	突破压力 (MPa)	突破时间 (a/m)	气柱高度 (m)	遮盖系数 (%)	比表面 (m^2/g)	孔隙流体能 (J/g)	孔隙中值半径 ($\times 10^{-10}m$)
最小值	0.10	0.002	13	11	41.29	2.89	94.5
最大值	1.75	0.510	157	107	600.11	42.01	1 087.8
平均值	0.80	0.161	74	77	163.18	11.42	353.9

具体来看,沾化凹陷中的潜山披覆构造带(如孤东、孤岛、埕东等)具有近气源、构造面积大、圈闭构造比较简单、泥岩厚度较大(一般大于 100m)、最大单层泥岩厚度大于 30m、砂地比基本上小于 0.2、且具有埋藏深度适当的特点。东营凹陷的胜坨油田处于凹陷的北部紧靠凹陷的生油气中心,泥岩厚度也较大(大于 90m),经过泥岩的微观孔隙分析,馆一段泥岩盖层突破压力较大。说明各凹陷中央隆起带部位的盖层条件相对最好。因此,济阳拗陷的东营凹陷和沾

化凹陷的中央隆起带,潜山披覆构造带是最有利的天然气保存地区。

各凹陷外围的低凸起地带,如陈家庄、滨县、林樊家、青城、义和庄等,上第三系沉积之前曾一度遭受剥蚀,馆陶组上段基本上为填平补齐阶段,沉积地层相对较薄,埋藏深度较浅,各段泥岩厚度一般在60—80m,最大单层泥岩厚度一般大于20m。但是,这些低凸起带多处于水动力条件相对低能的洪泛平原亚相,其砂地比较小(一般小于0.2),且构造较简单,多形成超覆型气藏,故这些地区为较有利的天然气保存地区。而惠民凹陷、车镇凹陷的西北部,馆陶组上段,尤其是馆二段沉积期,为物源供应区,成份成熟度低、粒度较粗、泥岩厚度一般小于25m,最大单层泥岩厚度小于10m,因此为不利的天然气保存区。

4 结论

济阳坳陷上第三系馆上段的沉积相类型决定了其储集层特征,砂体类型的多样性及非均质性,储层岩性以细砂岩、粉—细砂岩、粉砂岩为主;原生孔隙发育,泥质胶结,成岩作用弱,储集物性好。同时,不同亚相或微相的砂岩体储集物性又存在差异。

泥岩盖层属低压突破型,影响盖层质量的主要因素有岩石成份、沉积环境、微观孔隙结构、埋藏深度、盖层厚度等,其中泥岩厚度对馆上段天然气的保存起着举足轻重的作用。泥岩厚度大,砂地比值小的洪泛平原亚相为天然气保存的有利地带;泥岩厚度小、砂地比值大的河道亚相天然气保存条件差;河道边缘、废弃河道亚相居中。

以上说明,天然气的聚集和保存对储集体的储集条件要求更具广泛性,而与盖层条件关系密切,同时还与油气生成、运移及构造条件存在着密切关系。

参 考 文 献

- 1 戴金星,戚厚发,郝石生编著.天然气地质学概论.北京:石油工业出版社.1989.
- 2 游秀玲.天然气盖层评价方法探讨.石油与天然气地质,1991,12(3):261—274.
- 3 李学田,戴贤忠,张文达,肖无然.孤岛浅层气藏的盖层评价与成因机制.石油实验地质,1990,13(3):307—314.
- 4 李学田,张义纲.天然气盖层质量的影响因素及盖层形成时间的探讨.石油实验地质,1992,14(3):282—289.

THE CHARACTERISTICS OF RESERVOIR AND CAP ROCKS OF THE UPPER MEMBER OF THE NEOGENE GUANTAO FORMATION IN THE JIYANG DEPRESSION AND THEIR INFLUENCE ON THE CONDITIONS FOR THE FORMATION OF GAS POOLS

Guo Jingxing, Dai Qide and Li Jihong

(*Department of Exploration, University of Petroleum, Dongying, Shandong*)

Abstract

the Neogene Guantao Formation is the main oil and gas pay horizon in the Jiyang depression. In last few years, people have paid more and more attention to exploration of shallow gas, but it is difficult to find large-scale shallow gas pools, which does not match with the reserves of this horizon. What is the cause? In this paper, an attempt is made to analyse the influence of shallow reservoir and cap rocks on the distribution of shallow gas and predict the areas favorable for the distribution of shallow gas.

Key words: Jiyang depression, upper member of the Guantao Formation, reservoir bed, cap rock

作者简介

国景星。生于 1963 年 12 月。1986 年毕业于华东石油学院勘探系地质专业, 1993 年获石油地质专业硕士学位。现为石油大学(华东)勘探系讲师, 从事教学及储层地质学、油气分布规律研究。通讯地址: 山东省东营市石油大学勘探系。邮政编码: 257062。