

# 中国大中型气田主要地球化学 和地质特征<sup>①</sup>

宋岩<sup>\*</sup> 戴金星 李先奇 洪峰

(石油勘探开发科学研究院 北京)

**摘要** 对中国已发现的探明储量大于  $100 \times 10^8 \text{m}^3$  大中型气田的主要地球化学和地质特征进行了分析和总结;中国大中型气田的天然气可分为煤成气、油型气和生物气三种类型,各类天然气具有各自的组分和碳同位素特征,其中乙烷等重烃气的碳同位素是区分煤成气和油型气的有效指标。中国大中型气田的主要地质特征为:①强烃源充注,生气强度均大于  $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ;②中、低孔渗储集层,孔隙率  $< 15\%$  的约占  $70\%$ ,渗透率为  $(0.1 \sim 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的占  $88\%$ ;③以构造圈闭型为主,又可细分为早期或同期构造圈闭型和后期构造圈闭型;④生烃高峰期和成藏期较晚,除下古生界源岩形成的气田生烃高峰期和成藏期稍早外,其它气田均在第三纪和第四纪形成。

**关键词** 中国 大中型 气田 地化特征 地质特征

## 1 前言

所谓大中型气田系指探明储量大于  $100 \times 10^8 \text{m}^3$  的气田。高速发展天然气工业的前提和基础是不断发现一批批大中型气田。近十年来,我国发现大中型气田的数量迅速增加,从而推动了天然气工业的高速发展。至今,我国已发现大中型气田 33 个。对这些气田的主要地质特征进行分析和研究,有助于发现更多的大中型气田。

## 2 大中型气田天然气的主要地球化学特征

通过对已发现的大中型气田天然气的组分和碳同位素特征分析,可划分为三种成因类型:煤成气、油型气和生物气。三种类型天然气的组分、碳同位素部分数据列于表 1。

表 1 中国部分大中型气田天然气成因类型及其地球化学特征

Table 1 The characteristics of geochemistry and origin types of natural gases in China's medium-large gas fields

盆地	气田	气体组分 (%)					碳同位素 (‰)			成因类型
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>3</sub>	
渤海湾	苏桥	86.80	5.90	4.00	1.80	1.20	-36.50	-26.50	-23.70	煤成气
	文留	95.12	2.70	0.38	0.72	1.01	-27.90	-26.15	25.72	
塔里木	英买7	86.63	8.01	1.38			-33.53	-22.05	-23.93	
	牙哈	76.55	14.91	4.88			-32.89	-24.68	-21.17	
吐一哈	丘东	82.53	8.00	5.78			-41.20	-27.10	-26.10	
四川	中坝	87.86	6.53	2.12	0.39	0.28	-36.73	-25.51	-23.45	

① 国家“八五”科技攻关项目(85-102)。

\* 宋岩,1982年毕业于石油大学。现为石油勘探开发科学研究院地质所天然气室主任,高级工程师。通讯地址:北京学院路910信箱。邮政编码:100083。

续表

盆地	气田	气体组分 (%)					碳同位素 (‰)			成因类型
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>3</sub>	
莺—琼	崖13—1	85.03	1.27	1.33	9.60		-35.80	-25.20	-24.20	煤成气
	东方1—1	70.40	0.79	0.24	0.12	27.40	-38.00	-25.40	-24.70	
鄂尔多斯	中部	98.41	0.97			0.47	-35.55	-25.57	-25.03	煤成气
鄂尔多斯	中部	94.35	0.23		1.60	3.81	-33.84	-31.33	-27.08	
渤海湾	板桥	76.56	11.22	5.97	1.40	0.74	-48.28	-27.99	-24.84	油型气
	兴隆台	96.34	1.33				-44.01			
塔里木	吉拉克	76.15	6.52	4.73	0.04	7.17	-36.09	34.60	-32.14	油型气
	雅克拉	85.46	5.76	2.19			-40.43	-32.71	-30.68	
四川	卧龙河	92.53	0.83	0.21	0.74	0.58	-32.77	-28.71	-23.55	油型气
	威远	86.74	0.12		4.50	7.08	-32.42	-31.61		
	铁山	97.53	0.20		0.80	0.76	-32.24	-31.89		
柴达木	台南	99.93	0.06	0.01			-67.66	-36.30	-23.95	生物气
	涩北1	99.26	0.08	0.02			-68.51			
	涩北2	99.21	0.25	0.06	0.04		-64.90			

## 2.1 碳同位素特征

图1为中国大中型气田三种成因类型天然气的甲烷碳同位素直方图,图中煤成气的甲烷碳同位素分布区间为-27‰~-42‰;油型气的为-31‰~-49‰;生物气的为-64‰~-69‰。从区间分布值来看,煤成气甲烷碳同位素值较油型气的偏重,这与碳同位素的继承性是一致的。但是,由图1可见,二者的甲烷碳同位素分布峰值则相反,其主要原因是二者的成熟度不同所致:中国形成大中型气田的油型气主要是过成熟阶段形成的油型裂解气,由于高变质作用可使碳同位素变重的效应,致使油型裂解气较煤成热解气碳同位素偏重。由此可见由于成熟度的影响,煤成气和油型气的甲烷碳同位素值不仅分布区间重叠,而且有时甚至与煤成气重、油型气轻的正常碳同位素系列相反。

与甲烷相比,乙烷等重烃气的碳同位素具有较强的稳定性和母质类型继承性,虽然也受到成熟度的影响,但仍继承了原始母质的碳同位素特征,明显反映出煤成气具重碳同位素、油型气具轻碳同位素的特点。图2为中国大中型气田乙烷碳同位素分布直方图,图中三种成因类型的天然气的δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub>值明显分布在不同区间内。由此可见,利用重烃的碳同位素值能较有效地区分煤成气和油型气。

对于生物气来说,由于其为未成熟阶段的产物,其甲烷及其重烃的碳同位素均较成熟期后形成的煤成气和油型气轻,所以较易鉴别。国内外利用甲烷碳同位素区分生物气的界限值一般为<-55‰<sup>[1]</sup>。

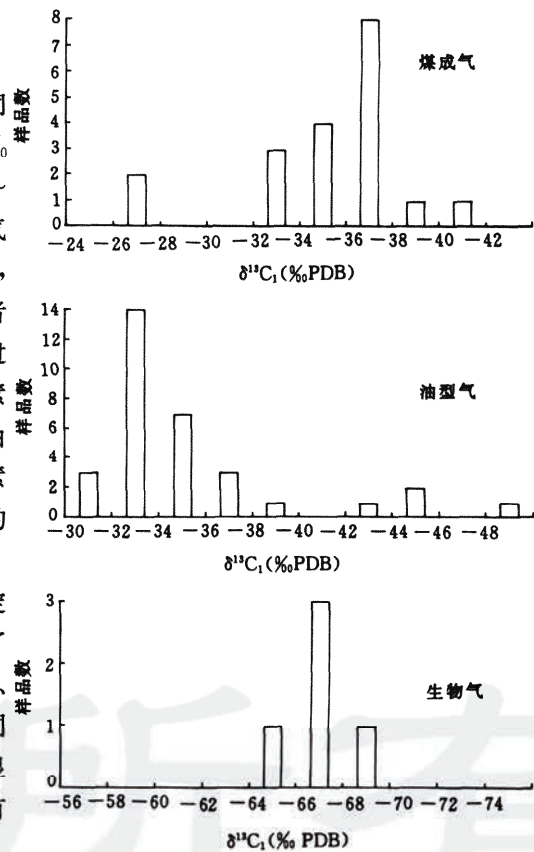


图1 中国大中型气田不同成因天然气甲烷碳同位素(δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub>)分布直方图

Fig. 1 The histogram of methane carbon isotopes(δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub>) of various origins for China's medium-large gas fields

## 2.2 组分特征

天然气的组分也与热演化程度和母质类型有关,在未成熟和过成熟阶段形成的生物气和裂解气主要以甲烷为主,为干气;在成熟阶段形成的热解气除甲烷外尚有部分重烃,多为湿气,而且此阶段的油型气较煤成气重烃含量更高<sup>[2]</sup>。如前所述,我国形成大中型气田的油型气多为裂解气,煤成气多为热解气,由于成熟度的影响造成二者的甲烷碳同位素重叠,但其组分特征则不相同,即在油型裂解气和煤成热解气甲烷碳同位素相同的情况下,前者较后者组分偏干。

## 2.3 氦同位素特征

天然气中的氦主要有两种成因:①地壳中的铀钍放射性成因氦, $^3\text{He}/^4\text{He}$  值约为  $2 \times 10^{-8}$ ;②地幔岩浆脱气成因氦, $^3\text{He}/^4\text{He}$  值大于  $1.1 \times 10^{-5}$ <sup>[3]</sup>;空气中的氦被看成是上述两种氦的混合,其 $^3\text{He}/^4\text{He}$  值为  $1.40 \times 10^{-6}$ 。因此,将天然气中的氦同位素值与空气中氦同位素值进行对比,当  $R/Ra > 1$  时,表明以幔源氦为主;当  $R/Ra < 1$  时,表明以壳源氦为主。在构造活动区,断裂和岩浆活动发育,为幔源氦的形成提供了有利条件, $R/Ra$  可达  $2 \sim 4$ ;在构造稳定区, $R/Ra$  一般  $< 0.05$ 。表 2 为中国发育大中型气田的盆地天然气的氦同位素数据,表中 $^3\text{He}/^4\text{He}$  值在  $10^{-7} \sim 10^{-8}$  数量级内,样品的氦同位素值与空气的氦同位素值之比 ( $R/Ra$ ) 大部分在 0.05 以下,表明大中型气田主要分布在构造稳定的地区。

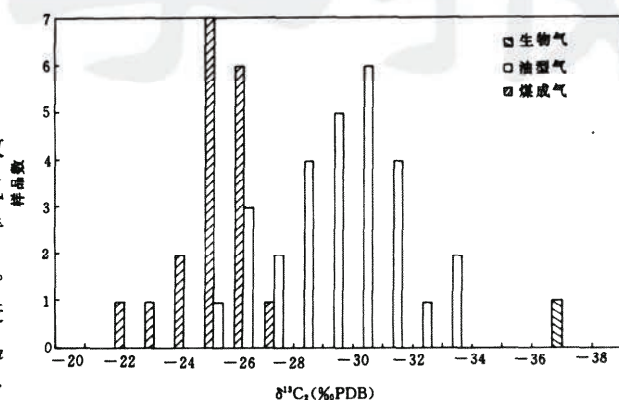


图 2 中国大中型气田不同成因天然气乙烷碳同位素 ( $\delta^{13}\text{C}_2$ ) 分布直方图

Fig. 2 The histogram of ethane carbon isotopes ( $\delta^{13}\text{C}_2$ ) of various origins in China's medium-large gas fields

表 2 发育大中型气田的主要盆地氦同位素数据

Table 2 Helium isotope data of China's main basins in medium-large gas fields

盆 地	$^3\text{He}/^4\text{He}$	$R/Ra$
塔 里 木	$(4.43 \pm 0.20) \times 10^{-8} \sim (7.23 \pm 0.29) \times 10^{-8}$	0.03~0.052
柴 达 木	$(4.27 \pm 0.13) \times 10^{-8} \sim (1.80 \pm 0.54) \times 10^{-7}$	0.035~0.13
四 川	$(1.52 \pm 0.25) \times 10^{-8} \sim (3.29 \pm 0.45) \times 10^{-8}$	0.01~0.02
鄂 尔 多 斯	$(2.01 \pm 0.25) \times 10^{-8} \sim (7.70 \pm 0.30) \times 10^{-8}$	0.01~0.05

## 3 大中型气田的主要地质特征

### 3.1 强烃源充注

由于天然气具有易运移、易散失的特性,所以天然气藏的形成较油藏对烃源岩的充注条件要求更高。只有持续、强大的气源供给,才能形成较大规模的天然气田。据我国已发现的大中型气田的烃源生气强度的统计,生气强度低值均大于  $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ,也就是说生气强度大于  $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$  的烃源岩分布区才有利于形成大中型气田。

事实证明,大中型气田一般发育在生气中心及其周缘<sup>[4]</sup>。例如:中国最大的气田——鄂尔多斯盆地中部气田位于石炭—二叠系南北两个生气中心的鞍部,同时又位于奥陶系生气中心之内,具石炭—二叠系煤成气和奥陶系油型气双气源的供给;四川盆地川东气区发现的 8 个大中型气田均位于主要气源岩志留系的生气中心及其周缘,生气强度最大可达  $125 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

### 3.2 中—低孔渗储集层

中国大中型气田的储集层岩性以砂岩为主, 次为碳酸盐岩。孔隙类型均为孔隙型。图3为中国大中型气田储集层孔隙率和渗透率分布直方图, 由该图可见, 大中型气田的储集层孔隙率 $<15\%$ 的约占70%, 渗透率88%的分布在 $(0.1\sim 500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 范围内, 按照常规储层划分标准, 为中—低孔渗储层。由此可见, 天然气田的形成对储集层的物性要求不是很高, 并非孔隙性越高越有利于形成大中型气田, 中—低孔渗性岩层亦能作为良好的储集层而形成规模较大的气田。

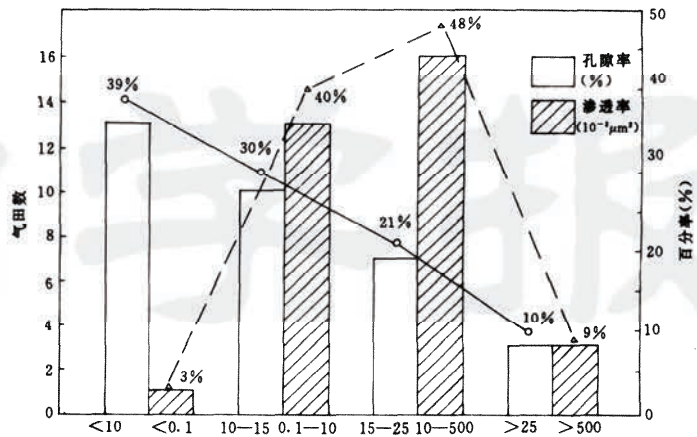


图3 中国大中型气田储集层孔渗特征

Fig. 3 The characters of reservoir porosity and permeability in China's medium-large gas fields

### 3.3 以构造圈闭型为主

中国大中型气田的圈闭类型可分为三种<sup>[5]</sup>:

构造圈闭型、古风化壳型和泥底辟型。其中, 鄂尔多斯盆地中部气田为古风化壳型; 莺歌海盆地东方1-1和乐东15-1气田为泥底辟型; 其它大中型气田均为构造圈闭型或构造—地层(岩性)复合型。根据圈闭形成期与主要成烃期的配置关系, 构造圈闭型又分为早期或同期构造圈闭型和后期构造圈闭型。早期或同期构造圈闭型系指圈闭形成早于烃源岩的主要生烃、排烃期或者与其同期, 此类气藏的成藏特点是烃源岩的主要生、排烃期与气藏的形成是同步的。我国多数的气田属于此种类型。后期构造圈闭型系指圈闭的形成晚于烃源岩的主要生、排烃期, 即烃类的形成和圈闭成藏不是同步的, 此类气藏的成藏特征是经历了早期天然气富集保存和后期圈闭成藏的两期成藏过程, 在烃类的第一次聚集成藏中, 古隆起或古圈闭对烃类的聚集和保存起决定性作用。例如, 四川盆地川东地区的大中型气田就是开江古隆起的古气藏重新分配、二次成藏的结果<sup>[5]</sup>。

### 3.4 生烃高峰期和成藏期较晚

根据动平衡的原理<sup>[6]</sup>, 气藏的形成存在着两个同时发生的过程, 即源岩中生成的天然气通过运移进入圈闭; 聚集在圈闭中的天然气因扩散等原因不断通过盖层逸散。当来自源岩的补充量大于通过盖层的散失量时, 圈闭中的天然气才能不断富集形成气藏。天然气藏一直处于这种“动态平衡”之中。因此, 成藏期越晚, 天然气的散失时间越短, 散失量越少。而成藏期的早晚又决定于主要烃源岩生烃高峰的时间, 生烃高峰期晚一方面控制成藏时间晚, 另一方面可保持现今仍有气源供给, 以弥补气藏的散失量。由图4可见, 我国大中型气田中, 除了以下古生界为气源的四川盆地诸气田、鄂尔多斯盆地中部气田(奥陶系)及塔里木盆地吉拉克气田生烃高峰期较早, 其它气田生烃高峰期均在第三纪—第四纪。大部分气田源岩的镜质体反射率小于2%, 表现现今仍有气的生成和排出。而上述以下古生界为气源的气田的源岩镜质体反射率平均为2.5%~3.5%, 主要生气期已过。这使我们认识到: 我国广泛分布的下古生界海相地层, 尽管成烃期较早, 但也能形成大中型气田, 关键在于: 在其成烃高峰期有无与之配套的有利于烃类聚集和保存的条件和后期的构造运动是否有利于天然气藏的保存或二次成藏。

## 4 结论

1. 中国大中型气田的天然气有三种成因类型: 煤成气、油型气和生物气。
2. 天然气的甲烷碳同位素易受成熟度影响。乙烷等重烃碳同位素具有较强的稳定性和母质类型继承性, 是划分煤成气和油型气的有效指标。

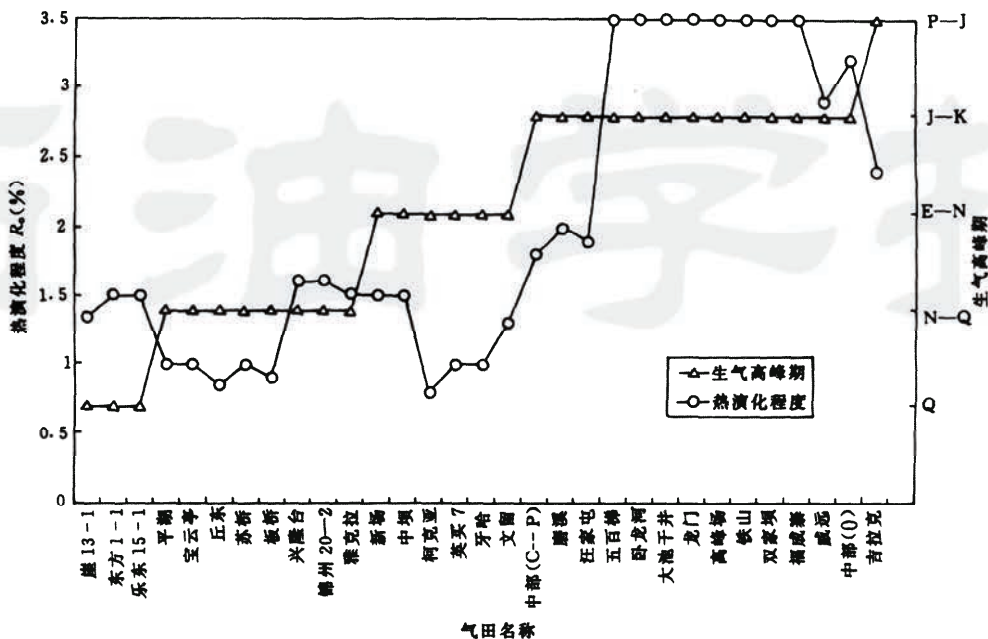


图 4 中国大中型气田的生烃高峰期和现今热演化程度

Fig. 4 The present thermal maturity and gas generating peak periods in China's medium-large gas fields

3. 中国大中型气田的主要地质特征:强烃源充注、中—低孔渗储集层、以构造圈闭型为主、生烃高峰期和成藏期较晚。

参 考 文 献

- 1 戴金星,陈英. 中国生物气中烷烃组分的碳同位素特征及其鉴别标志. 中国科学 B 辑,1993,23(3).
- 2 宋岩. 影响天然气组分变化的主要因素. 石油勘探与开发,1991,18(2).
- 3 戴金星,宋岩等. 中国东部无机成因气及其气藏形成条件. 北京:科学出版社,1995.
- 4 戴金星,宋岩,张厚福. 我国大中型气田形成的主要控制因素. 中国科学 D 辑,1996,26(6).
- 5 宋岩,戴金星等. 我国大中型气田主要成藏模式及其分布规律. 中国科学 D 辑,1996,26(6).
- 6 郝石生,陈章明等. 天然气藏的形成和保存. 北京:石油工业出版社,1995.

(本文收到日期 1997-04-20 编辑 孟伟铭)

版权所有

## ACTA PETROLEI SINICA Vol. 19 No. 1 1998

## ABSTRACTS

## PETROLEUM EXPLORATION

## MAIN CHARACTERISTICS OF GEOCHEMISTRY AND GEOLOGY IN CHINA'S MEDIUM- LARGE GAS FIELDS ACTA 1998,19(1)

Song Yan et al. (*Scientific Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing*)

This paper focuses on the major characteristics of geochemical and geology in China's ever found medium-large gas fields with proved reserves above  $100 \times 10^8 \text{m}^3$ . The natural gases can be categorized into three types, namely coal-formed gas, oil-type gas and biogenic gas on gas composition and carbon isotopes, of which the carbon isotopic values of ethane and other higher hydrocarbon gases may act as effective origin indicators. The main geological features are as follows: ① strong gas generation intensity, generally over  $20 \times 10^8 \text{m}^3$ ; ② low-medium porosity and permeability, about 70% with porosity below 15%, and 88% with permeability from  $0.1 \times 10^3 \mu\text{m}^2$  to  $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; ③ mainly structural traps which can be further divided into early-present, contemporary and late structures ④ late period of gas generation in large quantity and reservoir formation, chiefly within Quaternary and Tertiary except for those originated from the lower Palaeozoic source rocks.

**Key words** China medium-large gas field geochemistry geology

## TERTIARY SALT STRUCTURES AND HYDROCARBONS IN KUCHE DEPRESSION OF TARIM BASIN ACTA 1998,19(1)

Zhang Chaojun et al. (*Scientific Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing*)

Over one thousand meter-thick evaporate rocks that are highly plastic were deposited in the Tertiary salt lake in Kuche depression of Tarim Basin. During the middle-late stage of Himalayan orogeny, a large number of salt structures were formed and disharmonized the above structures from the below. The types of salt structure were identified, including salt dome, salt arch, salt flare, salt ax and salt ridge. Salt structure is widely developed in the Kuka fault-folded belt, Baicheng synclinal belt, Qiulitake fault-folded belt, Yangtake-Yaken anticlinal belt. The salt structures were evolved through two different ways according to their position. Salt rock is an exceedingly good regional cap formation to preserve hydrocarbons. Moreover, salt rock has a series of excellent characteristics that can improve the property of subsalt reservoirs. Triassic-Jurassic hydrocarbon source rocks that lie below the salt layer can directly provide oil and gas to subsalt structure traps. Thus it can be seen that subsalt structure traps are favorable exploration targets. Compared with other petroliferous basins in the world, the authors find the oil fields in Iran have similar structure features and the ways of oil accumulation with the Kuche depression. It is suggested that efforts should be done to look for subsalt traps.

**Key words** Tertiary salt structure hydrocarbon Kuche depression Tarim Basin

## STRUCTURAL CHARACTERISTICS AND OIL &amp; GAS OF THRUST BELTS IN TARIM BASIN ACTA 1998,19(1)

Wei Guoqi et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang Branch*)

In the process of superimposed-compound tectonic development in Tarim Basin, four thrust belts were formed during three different periods, including southern Tarim thrust belt developed from Silurian to Devonian, northern Tarim thrust-strike slip belt in Permian, Kuche and southwest Tarim thrust belt from Neogene to Quaternary. The basis of distribution of these thrust belts and regional tectonic settings, the basic structural characteristics, the relationships between thrust belts and oil & gas in