

深层油气藏勘探前景分析

石 昕 戴金星 赵文智

(中国石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘 要:系统总结了国内外深层油气的最新研究进展和勘探成果,指出深层具备了形成油气藏的基本条件,并已发现了一系列的油气藏。在特定条件下,深层的砂砾岩、碳酸盐岩和火山岩等均能发育成为工业性油气储层。深部油气藏具有近源特征,垂向运聚成藏是其基本模式,由于构造运动的破坏,多期成藏较为常见。我国深部油气资源丰富,是含油气盆地油气勘探的重要接替领域。

关键词:深层油气藏;多期成藏;垂向运聚;油气勘探;中国

中图分类号: TE122 **文献标识码:** A

我国的石油勘探正面临“低、深、隐、难”的局面。“低”是指目的层多为低孔低渗储层;“深”是指目标的埋藏深度大;“隐”是指隐蔽油气藏;“难”是指勘探难度加大。一个老油田要维持生机,中浅层要深化勘探,勘探工作向深层领域延伸也成为发展的必然趋势。目前为止,许多学者对深层油气勘探已做了较多的研究,主要集中在以下几个方面:深层油气的温度;深层油气形成的物质基础;深层油气的稳定性;控制深部储层物性的主要因素;异常高压对油气成藏的影响以及对典型深部油气田(藏)石油地质条件的分析。本文力图通过对深部油气藏勘探开发的现状、油气藏分布特征等的综合分析,剖析深层油气成藏的关键控制因素,期望对勘探有所帮助。

1 国内外深层油气勘探与研究现状

1.1 国外深部油气藏勘探现状

目前国外在深层油气的勘探方面取得了喜人的成果,已在21个盆地中发现了75个埋深大于6000m的工业油气藏^[1]。美国西内盆地阿纳达科凹陷米尔斯兰奇气田7663~8083m的下奥陶统碳酸盐岩内发现了世界上最深的气藏;在美国湾岸(Gulf Coast)盆地6511m深处发现了世界上最深的油藏。

据不完全统计,目前国外正在生产的深层油气藏

(深度大于5000m)主要分布于北美洲墨西哥的Sureste盆地(28个)、南美洲阿根廷Tarija盆地(3个)、哥伦比亚Llanos-Barinas盆地(3个)、美国湾岸(Gulf Coast)盆地(3个)、委内瑞拉的东委内瑞拉盆地(4个)和马拉开波(Maracaibo)盆地(4个)、欧洲奥地利维也纳盆地(1个)、阿塞拜疆南里海盆地(5个)、德国西北盆地(8个)、意大利Peri-Apenninic西北前渊区(2个)、俄罗斯Indol-Kuban盆地(1个)、Terek-Caspian盆地(3个)、乌克兰第涅波—顿涅兹(Dnipro-Donets)盆地(3个)、乌兹别克斯坦费尔干纳(Fergana)盆地(2个)、亚洲的阿曼盆地(1个)。从深度来看,多数位于5000~5600m,最深的油藏位于美国湾岸盆地的Augur油田上新统(图1、表1)。

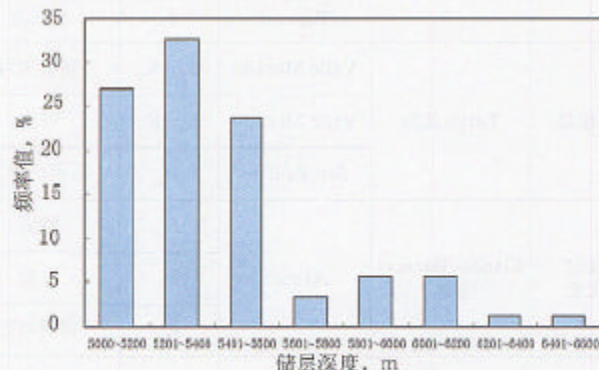


图1 世界深层油气藏储层深度分布频率图 (n = 88)
Fig.1 Depth distribution frequency of the world's deep oil and gas reservoirs

第一作者简介:石昕,女,2000年毕业于中国石油勘探开发研究院,博士,工程师,现主要从事构造控油与油气成藏研究工作。

收稿日期:2004-08-05;修改日期:2005-01-12

表1 国外主要深层油气藏特征表

Table 1 Characteristics of main deep oil and gas reservoirs abroad

国家	盆地名称	油气田名称	储层年代	储层岩性	储层深度 m	沉积相	流体 类型	相对密度 (10.5℃)	可采储量 10 ⁴ t
墨西哥	Sureste盆地	Pijije	K ₁	泥质灰岩	5250	浅海相	气		606.7
		Eden	J ₃	白云岩	5500	浅海相	气	0.806	992.6
		Jolote	J ₃	白云岩	5515	浅海相	气	0.806	887.4
		May	J ₃	白云岩	5500	浅海相	气	0.793	
		Mora	K ₁	白云岩	5150	深海相	油	0.835	1584.3
		Eden	K ₁ —J ₃	白云岩	5360	深海相	油	0.830	1181.6
		Jolote	K ₁	白云岩	5372	深海相	油	0.830	655.2
		Pijije	K ₁	泥质灰岩	5500	浅海相	油/气	0.788	588.0
		Luna	J ₃	白云岩	5141	浅海陆架	油/气	0.802	2709.5
		Palangre	K	泥质灰岩	5500	深海相	油/气	0.802	895.8
		Cardenas	K ₁ —J ₃	白云岩	5410	深海相	油/气	0.820	6081.7
		Chinchorro	J ₃	白云岩	5150	深海斜坡相	油/气	0.840	1765.6
		Paredon	K ₁	白云岩	5275	浅海相	油/气	0.830	6484.3
		Jacinto	K ₂ —J ₃	白云岩	5185	浅海相	油/气	0.802	2450.9
		Mora	J ₃	白云岩	5450	浅海相	油/气	0.835	2144.6
		Cardenas	J ₃	白云岩	5795	浅海相	油/气	0.820	2817.1
		Fenix	K—J ₃	灰岩	5450	浅海相	油/气	0.825	1585.7
		Puerto Celba	J ₃	碳酸盐岩	5495	浅海陆架	油/气	0.840	1687.0
		Bellota	K ₃	白云岩	5460	浅海陆架	油/气	0.816	1330.0
		Bellota	K ₄	白云岩	5225	浅海陆架	油/气	0.816	2087.4
阿根廷	Tarija盆地	Valle Morado	E ₁ —K ₂	鲕状灰岩	6044	湖泊、局限海相	气	0.816	57.3
		Valle Morado	E ₁ —K ₂	砂岩	5656	浅海相	气	0.788	54.4
		San Pedrito	D ₁	石英质砂岩	5276	滨海相	气		1120.0
哥伦比亚	Llanos- Barinas盆地	Arauca	E ₂	砂岩	5515	河流相	油/气	0.820	63.0
			E ₁	砂岩	5350	河流相	油/气	0.820	110.3
			K ₂	钙质砂岩	5836	浅海相	油/气	0.820	32.7
美国	密西西比冲积扇	Princess	N	砂岩	5500		油/气		2410.3
	湾岸(Gulf Coast)盆地	Conger	N	砂岩	6035	深海相	油/气	0.840	1049.9
		Auger	N	砂岩	6511	深海相	油/气	0.835	0.0
			E ₁	砂岩	6011	深海相	油/气	0.825	0.0

续表

国家	盆地名称	油气田名称	储层年代	储层岩性	储层深度 m	沉积相	流体 类型	相对密度 (10.5℃)	可采储量 10 ⁴ t
委内瑞拉	东委内瑞拉盆地	Boqueron	E ₃	砂岩	5040		油/气	0.882	3307.9
		San Luis	K ₂	砂岩	5243	河流相、浅海相	气	0.802	478.1
		Pato Este	E ₃	砂岩	5563	河流相、三角洲前缘	气/油	0.806	490.0
		Pato Este	N	砂岩	5111	三角洲平原	油/气		793.3
	马拉开波盆地	Sur Lago B	K ₂	灰岩	5273	深海相	油/气	0.898	793.3
		Tomoporo	E ₂	砂岩	5223	河流相	油/气		7420.0
		Sur Lago B	K ₁	灰岩	5344	浅海相	油/气		1190.0
		Suroeste Lago	K	灰岩	5200	浅海相	油/气	0.855	80.4
阿塞拜疆	南里海盆地	Sangachal-Duvanni-Hara Zir	E	砂岩	5300	三角洲平原	油/气	0.898	229.8
			E	砂岩	5400	三角洲平原	油/气	0.904	1642.7
			E	砂岩	5100	三角洲平原	气	0.763	4193.2
		8 Mart	E	砂岩	5580	冲积扇、三角洲平原	气	0.767	1088.7
			E	砂岩	5330		气/油	0.780	539.2
奥地利	维也纳盆地	Gaenserndorf-Ubertief	T ₁	白云岩	5824		气		2.3
德国	德国西北盆地	Mulmshorn Z-6/ Z-6A	P ₂	砂岩	5300	湖泊相	气		35.0
		Mulmshorn Z-3A	P ₂	砂岩	5900	湖泊相	气		70.0
		Ostervesede	P ₂	砂岩	5099	冲积扇	气	0.759	14.0
		Voelkersen	P ₂	砂岩	5200	风成相	气	0.759	233.4
		Voelkersen Nord	P ₂	砂岩	5200	风成相	气	0.759	105.0
		Boetersen(SE)	P ₂	砂岩	5250	风成相	气	0.759	35.0
		Voelkersen	P ₂	砂岩	5100	湖泊相	气	0.759	140.1
		Bleckmar	P ₂	砂岩	5100	风成相	气		46.7
俄罗斯	Terek-Caspian盆地	Novolak-Arkabashskoye	K ₂	粉质灰岩	5341	浅海陆架	气	0.751	171.3
		Gudermesskoye	K ₂	白云质灰岩	5200	浅海陆架	油/气	0.811	758.6
		Mineralnoye Severnoye	K ₃	白云质页岩	5200	浅海陆架	油/气	0.825	125.5
	因朵—库班盆地	Seversko-Zapadno-Afipskoye	E ₂	粉砂质石英砂岩	5184	深海海沟相	气	0.716	1029.0
乌克兰	Dnipro-Donets盆地	Klyns'k-Chervonoznamyanka	C ₁	磷质岩屑砂岩	5440	浅海陆架	气		46.4
		Kysivka	C	砂岩	5150	浅海陆架	气		59.0
		Andriyashivka	C ₁		5247		气		189.4
乌兹别克斯坦	费尔干纳盆地	Mingbulak	E	粉质石灰岩	5900	浅海相	油/气	0.876	59.3
			E ₃	含砾砂岩	5050	冲积扇	油	0.876	2464.0
意大利	Peri-Apenninic西北前洲区	Villafortuna-Trecate	T ₁	白云岩	5570	浅海陆架	油/气	0.825	221.7
			T ₂	白云岩	6053	浅海相	油/气	0.825	3850.0
阿曼	阿曼盆地	Zalzala	Є—Z	碳酸盐岩	5300	浅海相	油/气	0.876	1983.3

1.2 中国深部油气藏勘探现状

我国深部油气藏的勘探始于20世纪70年代末的渤海湾盆地,之后在中西部四川盆地、塔里木盆地、柴达木盆地、准噶尔等盆地深层也不断有油气发现(表2)。

表2 我国深层油气藏(深度大于3500m)分布
Table 2 Distribution of China's deep oil and gas reservoirs
(deeper than 3500m)

盆地	油藏个数	油藏最大埋深 m	气藏个数	气藏最大埋深 m
塔里木盆地	91	6029	35	5465
准噶尔盆地	18	4530	4	4257
柴达木盆地	11	4519		
吐哈盆地	3	3798		
四川盆地			47	5200
鄂尔多斯盆地			4	3672
渤海湾盆地	123	5300	30	5170

* 油气藏数据据全国探明储量表,截止于2003年。

(1) 塔里木盆地:我国于1998年初在塔里木盆地塔中构造带上完钻的塔参1井目前为亚洲第一深井,完钻井深为7200m,于4000m钻入奥陶系风化壳,并在5059~6930m钻遇12段油气显示层段。迄今为止,我国深度超过5000m的油藏主要集中于塔里木盆地,其探明储量约占塔里木盆地总储量的50%左右。塔北隆起的东河塘油田深度最大,油藏最大埋深达6130m,获得探明储量 3251×10^4 t。此外,位于满加尔凹陷的哈得4油田、塔北地区的牙哈油田、桑塔木油田、羊塔克油田、塔河油田均包含深度超过5000m的油藏。深度超过5000m的气藏同样集中于塔里木盆地,其中羊塔克气田规模最大,气藏最大埋深达5300m,获得探明储量为 249.07×10^8 m³。

(2) 准噶尔盆地:准噶尔盆地深层油气藏的勘探始于腹部地区。1994年在石西油田石炭系火山岩获得 3847×10^4 t的探明储量,油藏最大埋深为4530m。之后,在西北缘克拉玛依油田、车排子油田、玛北油田、南缘的呼图壁气田、卡因迪克油田及腹部的莫索湾凸起、莫北凸起深层不断有油气新发现,油气藏埋深多处于3500~4000m。近年来,中石化十分重视准噶尔盆地腹部深层的勘探,沙1井、永1井、董1井目的层段埋深均在5500m以上。

(3) 四川盆地:1989年发现的四川盆地最大的整

装气田——五百梯气田,最大埋深4595m,为一个大型地层—构造复合圈闭气藏,探明储量 587.11×10^8 m³。主要储层为石炭系黄龙组中部的白云岩。此外,我国最深的含气构造就位于四川盆地的老君庙,深度达7153.5~7175m^[2]。

(4) 鄂尔多斯盆地:鄂尔多斯盆地目前已发现5个大气田,其中靖边气田的主要储层奥陶系马家沟组马五段,部分位于3500m以下的深层,2001年马五¹⁺²获得 525.73×10^8 m³的探明储量,气藏最大埋深已达3600m。目前,深层已成为鄂尔多斯盆地增储上产的新领域。

(5) 渤海湾盆地:渤海湾盆地于1977年已开始进行深层油气藏的勘探,1985年在隶宁油田宁古1潜山的白云岩中获得 73×10^4 t的地质储量,其最大埋深为5300m。到目前为止,已发现深层油气藏数目超百个,探明的石油地质储量超过 2×10^8 t,是我国在深层探明石油储量最多的盆地。

(6) 松辽盆地:松辽盆地的主力油气层都是上白垩统的泉头组、青山口组、姚家组、嫩江组等中浅部地层,深层主要是指泉头组以下地层,埋深通常超过3000m,如徐家围子断陷北部西翼斜坡带高含CO₂气藏的昌德气田,气藏埋深已接近3600m。近年来,在松辽盆地深层火山岩天然气勘探获得一系列突破,徐家围子断陷徐深1井、卫深5井、肇深10井、汪深1井日产均超过 10×10^4 m³,一个上千亿立方米储量的气田已初具规模。

总之,我国的油气勘探向深层发展已成为一种趋势,越来越多盆地的深层勘探形势喜人。

2 深部油气成藏的理论基础

2.1 深部油气藏赋存的相态

传统的干酪根晚期成油理论认为液态烃形成的温度范围为60~120(即 $R_o = 0.6\% \sim 1.35\%$),当地层温度超过120($R_o > 1.35\%$)时,有机质和液态烃将发生分解形成以甲烷为主的气态烃类^[3]。这个温度界限形象地称为“液态窗”,而深层油气藏的温度已超出了“液态窗”。按照这一结论,找油的范围应在中浅层,这就自然限制了人们向更深的地下找油的思路。然而,近年来越来越多的勘探实践已越过了上述温度界限。如美国的华盛顿油田(油层深度6540m)、巴尔湖油田(油层深6060m)、墨西哥湾盆地的帕拉顿、列依克、别

尔油田以及密西西比拗陷的油层温度均已超过200℃。波斯湾马伦(Marun)油田产层的温度已超过了230℃^[1]。我国的大港油田在歧口—板桥地区4700m的深度,温度高达165℃,仍发现了液态石油;莺歌海盆地LD3011井在深度5000m左右,仍为液态烃分布区(实测地温173℃)^[4,5]。由此可见,在适合的地质地球化学条件下,当地层温度超过120℃($R_o > 1.35\%$)时,液态烃仍可稳定存在。

2.2 烃源岩

深层烃源岩的存在是深层油气藏形成不可缺少的条件。在大多数含油气盆地的深层,烃源岩分布广泛。烃源岩类型有陆源碎屑岩(泥岩、粉砂岩)、碳酸盐岩或两者之间的过渡类型,有机质含量较高,具有较大的生烃潜力。由表3可见,深层烃源岩有机碳含量的高低与埋深没有关系。

深层烃源岩的成熟程度、成熟期也受埋深速率的影响。晚期快速埋深与持续埋深相比,烃源岩成熟期晚、生成油气的速率大。

异常高压可以抑制或延迟油气生成和有机质成熟,一些地质实例的研究也证明高压延迟了油气的生成,使生成油气的深度加大^[6~8]。

表3 深部沉积岩中有机质含量统计表
Table 3 Statistics of organic matter content in deep sedimentary rock

含油气盆地及地区	深度, m	地层	有机碳含量 %	数据来源
西西伯利亚南部	4591	志留系	3.5	晏进才, 2002 ^[11]
滨里海	5250~5400	中石炭统	1.5~6.1	
加利福尼亚湾	6099	中新统	2.31	
墨西哥湾盆地	6894.9	侏罗系	0.95	
二叠盆地	7083~7394	下古生界	2.89~5.27	
阿纳达科盆地	8535	下石炭统一泥盆系	2~6	段毅等, 1999 ^[9]
	9247	寒武—奥陶系	0.27	
得克萨斯州 Jacobo-1	6400.8~7544.6		0.25~1.25	
俄克拉何马州 Rogers-1	8217~9588		0.11~3.59	
塔北隆起	5351~5985	奥陶系	6.2~18.6	周中毅等, 1997 ^[10]

2.3 储层

与中浅层一样,深层油气藏主要的储层类型是砂岩和碳酸盐岩(图2)。储层的沉积相类型多样,有深海相、滨浅海相、三角洲平原相、河流相、湖泊相、冲积扇相等,其中海相为主要的储集类型。

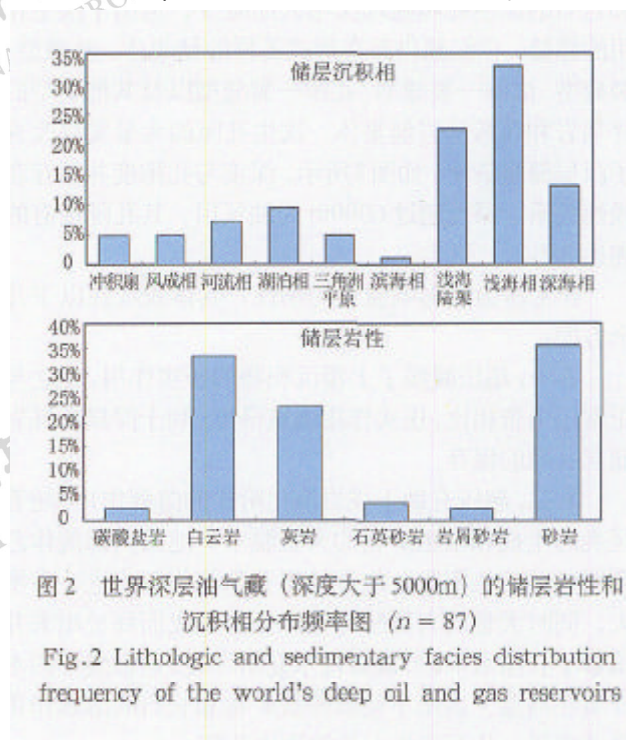


图2 世界深层油气藏(深度大于5000m)的储层岩性和沉积相分布频率图($n = 87$)

Fig.2 Lithologic and sedimentary facies distribution frequency of the world's deep oil and gas reservoirs

砂砾岩在深部由于异常压力、流体等作用,使原生孔隙得到保存和次生孔隙大量发育成为优质储层。如塔里木盆地埋深最大的东河塘油田,主要储层为石炭系东河砂岩段,孔隙度一般为12%~22%,岩石类型为中—细粒石英砂岩、粉砂岩,孔隙类型以次生的粒间溶孔为主。

碳酸盐岩具有刚性大、抗压性强和易溶蚀的特点,决定了在盆地深部碳酸盐岩是一种最主要的储层类型。如鄂尔多斯盆地中部气田,主要储层为奥陶系马家沟组的马五段,主要岩性为细粉晶白云岩、泥晶白云岩、砂屑白云岩和含灰云岩,为典型的风化壳储层,气田的形成主要受岩溶古地貌和沉积成岩作用控制。俄罗斯田吉兹巨型油田,埋深3900~5400m,储层为上泥盆统一中下石炭统碳酸盐岩,广泛发育的裂缝、淋滤孔与溶孔作用使储层具有良好的储集性能。塔里木盆地亿吨级的塔河油田主要储层为下奥陶统碳酸盐岩,主要是由泥晶和微晶灰岩组成的岩溶—缝洞型储层。

此外,我国松辽盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地等也发现了深层火山岩油气藏。火山岩储层岩石类型多样,如准噶尔盆地石西油田石炭系油藏,储层为安山岩、英安岩、火山角砾岩等;松辽盆地昌德气藏,储层为流纹岩。

成为有效的储层必须有良好的孔渗条件。虽然深部岩石的原生孔隙随埋深增大而减少,但由于次生作用的缘故,在深部仍存在形式多样的储集体:孔隙型、裂缝型、溶洞—裂缝型、孔隙—裂缝型以及其他类型的碎屑岩和碳酸盐岩储集体,次生孔隙的大量发育改善了深层储集条件。如图3所示,深度与孔隙度并不存在线性关系,深度超过6000m的油气田,其孔隙度有的高达25%。

异常压力也影响储层的物性,具体表现在以下几个方面:

第一 超压减缓了上覆沉积物的压实作用,使之与正常压力带相比,压实作用强度降低,利于深层砂砾岩储层孔隙的保存。

第二 超压有助于成岩演化阶段的溶解作用。随着烃类的生成和粘土矿物的大量脱水,地层内部流体急剧增加并受热膨胀,使得地层孔隙流体压力进一步增大,同时大量的有机酸随着烃类的生成而释放出来并溶解于孔隙水中,形成酸性水介质环境。这种酸性的水介质在高温、高压下使碳酸盐矿物和长石的溶解作用显著增强,从而产生大量的次生孔隙。

第三 超压不仅阻碍岩石的裂缝闭合,而且利于储层裂缝的发育,裂缝的发育可提高孔隙度并使渗透率

明显增大^[11],为深层油气高产创造条件。如据渤海湾盆地长芦、马西深层油田(均为高压异常)储层资料,埋深约4000~4200m时仍保持15%~20%的异常孔隙度,埋深约4500m时还存在孔隙度为10%~13%的储层,说明由于超压异常带的存在减缓了上覆层的强烈压实,使之保持着较高的异常储集空间^[12]。曹耀华等(1998)选择准噶尔盆地腹部的取心样品进行了岩石力学试验,实验结果表明如果地层因溶蚀作用发育较高的孔隙度,这样的储层不会因上覆地层压力而损失其孔隙性,如果不存在强烈的胶结作用,这种岩石孔隙可以在7000~8000m甚至更深的条件下得以保存^[13]。因此,深部和超深部地层也可发育高质量的油气储集空间。同时,超深钻井资料也表明,流体也沿深部地层裂缝和微破裂带运移并聚集,可形成大型油气藏。

早成藏对成岩起着抑制作用。具体地说,早成藏产生了大量烃类流体,而这些烃类流体大大超过了原来干酪根的体积,当孔隙空间充填了大量有机流体时,成岩作用受到了抑制,减缓了次生矿物的形成,或者不会发生。

此外,某些岩石具有抗压实性。总体上讲,压实作用使孔隙随深度的增加而减小。但一些岩石具有强的抗压实作用,其孔隙度受埋藏深度的影响小。如,火山岩的储集条件普遍优于同一埋藏深度的碎屑岩。通过对松辽盆地莺山—杏山侏罗系深层同一埋藏深度的火山岩和砂砾岩储集性能的比较,发现火山岩的孔渗性比砂岩体好。在3800m以下,砂砾岩的孔隙度低于6%,而火山岩的孔隙度仍保持在11%~15%^[14]。

3 深层油气藏特点及成藏特征

3.1 深层油气藏特点

深层油气藏在我国分布广泛。根据储层特点,大致可分为三类,即砂砾岩型、碳酸盐岩型、火山岩型(表4、图4)。油气类型多样,不仅有正常油、烃类气,还有轻质油、CO₂气等。

3.2 深层油气藏成藏特征

根据我国典型深部油气藏生储盖特征、成藏期、生油岩与储层关系、断裂作用等方面的特征,对深部油气藏的成藏模式进行分析。总的来看,深部油气藏具有近源特征,以垂向运聚成藏为主,但在源边部位或源外,短距离侧向运移成藏也是其主要特点。由于构造运动的破坏,多期成藏较为常见(表5)。

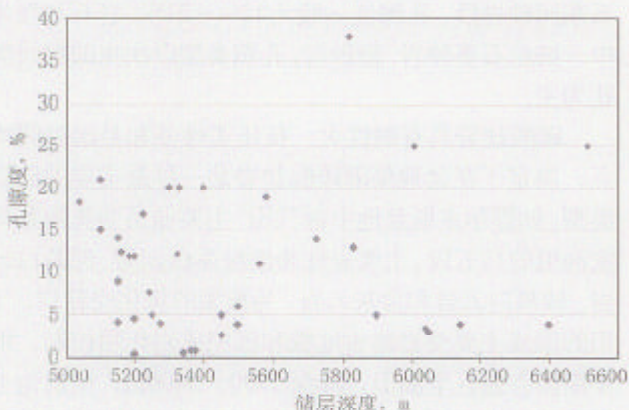


图3 世界深层油气田储层深度与孔隙度的关系 (n=43)

Fig.3 Relationship between depth and porosity of reservoirs for the world's deep oil and gas fields

表4 我国典型深部油气藏特征表

Table 4 Characteristics of China's typical deep oil and gas reservoirs

名称	类别	盆地名称	储层时代	储层岩性	圈闭岩性	埋深 m	油气类型	地层温度 ℃	地层压力 MPa
吕德气田	火山岩型	松辽盆地	J	酸性火山岩	古潜山	3314~3252	CO ₂ 气	137	38
石西油田	火山岩型	准噶尔盆地	C	中酸性火山岩	断裂岩性	4260~4530	正常油	65.38	120
东河塘油田	砂砾岩型	塔里木盆地	C	砂岩	背斜	5689~6029	正常油	140	63
呼图壁气田	砂砾岩型	准噶尔盆地	E ₁₋₂	细砂岩	断裂岩性	3530~3625	烃类气	93	33.92
靖边气田	碳酸盐岩型	鄂尔多斯盆地	O ₁	白云岩	岩性	3535~3672	烃类气	390	32
塔河油田	碳酸盐岩型	塔里木盆地	O ₁	灰岩	古潜山	5420~5720	正常油		
千米桥气田	碳酸盐岩型	渤海湾盆地	O ₂	灰岩	断块	4000~4700	烃类气	171	44.3
板桥油气田	砂砾岩型	渤海湾盆地	E _{3s}	砂岩、粗砂岩	断块、断裂岩性	3550~4250	轻原油	130	43

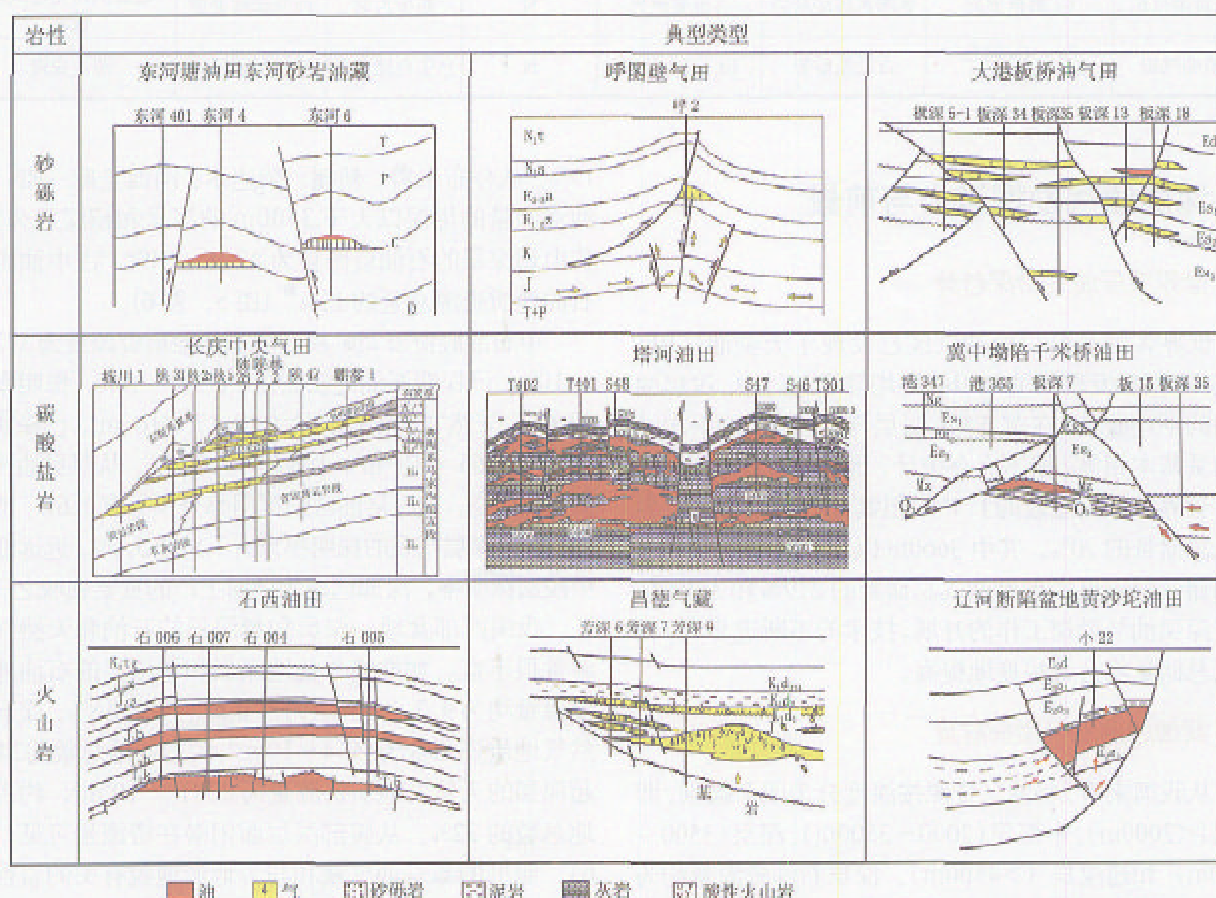


图4 典型深部油气藏剖面

Fig.4 Typical profile of deep oil and gas reservoirs

表5 深层油气藏成藏模式分析

Table 5 Analysis of migration and accumulation model of deep oil and gas reservoirs

油气田(藏)名称	形成条件			成藏期	生油岩与储层关系	断裂作用	成藏模式
	生油岩	储层	盖层				
吕德气田	深部幔源、侏罗系煤系	侏罗系火山岩	侏罗系煤系	K ₂ -E	下生上储、自生自储	油气运移通道	垂向运移成藏
石西油田	二叠系泥岩	石炭系火山岩	二叠系泥岩	T-J	上生下储	油气运移通道	侧向运移多期充注调整成藏模式
黄沙垅油田	Es ₁ 、Es ₂ 暗色泥岩	古近系粗面岩、玄武岩	Es ₁ 、Es ₂ 泥岩	N	下生上储、上生下储	油气运移通道	近源侧向、垂向运聚成藏
东河塘油田	Є-O ₂ 碳酸盐岩、O ₂ 台缘斜坡灰泥丘相泥灰岩	东河砂岩	二叠系泥岩	P-T	自生自储	油气运移通道	近源垂向运聚成藏
呼图壁气田	中下侏罗统煤岩和暗色泥岩	古近系紫泥泉子组砂岩	安集海河组泥岩	K	下生上储	破坏原生油藏及运移通道	源内垂向运聚成藏
靖边气田	C-P煤系、Є-O ₂ 碳酸盐岩	O ₁ m ⁶ 白云岩	石炭系泥岩和铝土岩	燕山中期	自生自储、上生下储	不发育	近源侧向充注成藏
塔河油田奥陶系油气藏	Є-O ₂ 碳酸盐岩	下奥陶统灰岩	石炭系巴楚组泥岩	海西运动晚期、燕山-喜马拉雅期	自生自储	油气运移通道	近源多期充注与调整成藏
千米桥油气田	Es ₃ 暗色泥岩	奥陶系碳酸盐岩	古近系泥岩	N	新生古储	油气运移通道	近源侧向充注成藏模式
板桥油气田	Es ₁ 、Es ₂ 暗色泥岩	古近系砂岩	Es ₁ 、Es ₂ 泥岩	N	自生自储自盖	油气运移通道	源内成藏

4 深层油气勘探潜力与前景

4.1 世界深层油气勘探趋势

世界各国在深层含油气区已发现了大量油气田。在美国,深层发现的油气田的平均储量超过中、浅层油气田的平均储量。在前苏联,深层与中、浅层的平均油气储量基本相等。据不完全统计,世界509个大油气田仅占世界油气田总数的1.7%,但其油气储量却占世界油气总储量的70%。其中3660m以下的大油田和大气田的储量分别仅占世界油气总储量的2.9%和3.1%^①,随着深层油气勘探工作的开展,技术的不断进步,深层油气总储量将会大幅度地提高。

4.2 我国深部油气勘探前景

从我国来看,将油气资源按深度分为四个级别,即浅层(<2000m)、中深层(2000~3500m)、深层(3500~4500m)和超深层(>4500m)。深层石油资源量约为 50.9×10^8 t,约占总数的12%;超深层的石油资源量约为 51.5×10^8 t,约占总数的12%。天然气资源以深层最为富集,资源量为 7.34×10^{12} m³,约占总数的32%;超深层天然气资源量为 4.25×10^{12} m³,约占总数的

19%。从分布来看,新疆、柴达木、河西走廊一带,石油资源量的埋深以大于3500m的深层和超深层为主,其中超深层的石油资源量为 47.9×10^8 t,占中油股份石油地质资源总量的11%^②(图5、图6)。

中石油股份公司矿权内的石油地质资源量为 372.1×10^8 t,已探明石油地质储量 147.3×10^8 t,探明率为39.6%;天然气地质资源量为 18.17×10^{12} m³,已探明地质储量 2.66×10^{12} m³,探明率为14.6%。从深层油气藏来看,深层、超深层油藏的探明率分别只有9.6%、8%;深层、超深层油气藏的探明率只有3.9%、5.7%,远远低于中浅层探明率。深部已成为增储上产的重要领域之一。

我国西部盆地,深层和超深层的石油和天然气资源量很丰富。如准噶尔盆地深层和超深层的石油地质资源量均为 9.7×10^8 t,约占盆地总数的18%。深层天然气地质资源量为 1564×10^8 m³,约占盆地总数的24%;超深层的天然气地质资源量为 2081×10^8 m³,约占盆地总数的32%。从腹部深层圈闭潜在资源量可见(表6),腹部的基岩油气藏和与古地形地貌有关的岩性油

① 胡秋平等,与我国渤海湾盆地类似的国外盆地石油地质特征研究,中国石油天然气集团公司信息研究所,1998。

② 主要含油气盆地油气资源评价项目组,中油股份公司主要含油气盆地油气资源评价报告,2003。

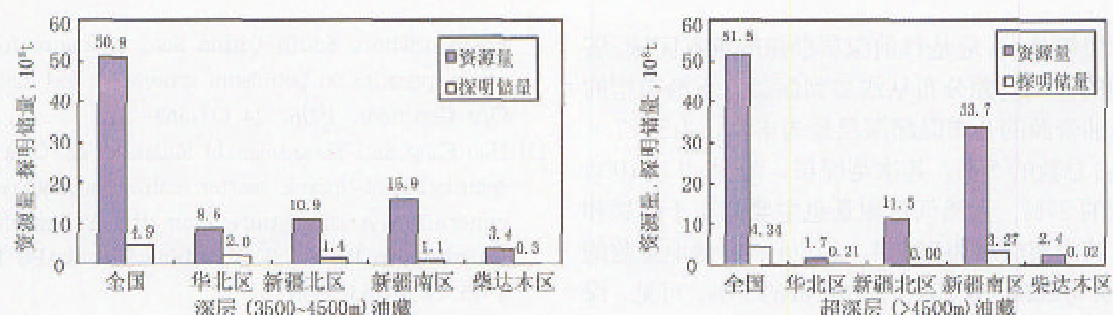


图5 我国深层和超深层油藏资源量和探明储量分布

Fig.5 Reserves and proven reserves distribution of China's deep-layer and super-deep oil reservoirs

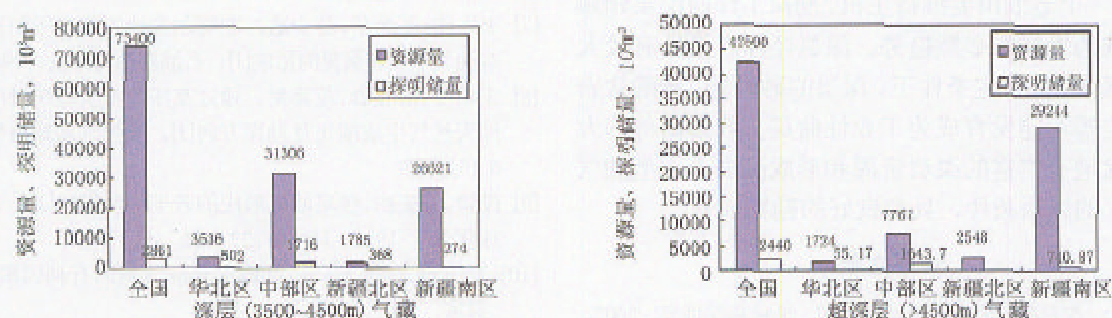


图6 我国深层和超深层气藏资源量和探明储量分布

Fig.6 Resources and proven reserves distribution of deep and super-deep gas reservoirs in China

表6 准噶尔盆地腹部深层(高点埋深>3500m)圈闭资源量(据新疆油田分公司,2004)

Table 6 Resources of deep (with the buried depth greater than 3500m) traps in interior of Junggar Basin (according to PetroChina Xinjiang Oil Field Company, 2004)

区带	圈闭名称	圈闭类型	地质层位	高点埋深 m	潜在资源量	
					油, 10 ⁴ t	气, 10 ⁸ m ³
达巴松凸起	夏盐2井南背斜	背斜	T ₁₊₂	4225	667	
			P ₁ w	4920	1338	
陆东地区	滴西3井南2号断鼻	断鼻	C, P ₁ b, P ₁ p	5496	3734	
陆西地区	玛东4号地层圈闭	地层	P ₁ x	4500	4226	
	石南13井南断鼻	断鼻	C	5082		325
莫索湾地区	莫10井东背斜	背斜	J ₁ s	3600	2826	
	莫5井北背斜		J ₁ s ₂	4180	527	
	莫北5井东1号地层圈闭	地层	J ₁ s ₂ ¹	4000	4263	
	莫索湾背斜	背斜 背斜	C	6880	41605	
			P ₁ f		14121	
			P ₂ x		7626	
			P ₂ w	6230	2123	
	盆5井西背斜		J ₁ s ₂	4275	389	
	盆5井西岩性圈闭	岩性	J ₁ s ₂ ¹	4224	1787	
玛湖西斜坡	玛湖背斜	背斜	P ₁ f	6160	6671	
			P ₁ j	6680	7585	

气藏潜在资源量大,应是目前深层勘探的重点区域。塔里木盆地的油气资源分布从浅层到深层有逐渐递增的趋势,石油资源的分布以超深层最为丰富,为 $33.7 \times 10^8 \text{t}$,约占总数的56%;其次是深层,为 $15.9 \times 10^8 \text{t}$,约占总数的27%。天然气资源量也主要分布于深层和超深层,其中超深层为 $29244 \times 10^8 \text{m}^3$,占盆地总数的37%;深层为 $26621 \times 10^8 \text{m}^3$,占总数的33%。可见,深层具有雄厚的资源基础。

总之,我国的石油勘探正面临“低、深、隐、难”的局面。一个老油田要维持生机,勘探工作向深层领域延伸已成为发展的必然趋势。深层烃源岩仍具有较大的生烃潜力。在特定条件下,深层的砂砾岩、碳酸盐岩和火山岩等均能发育成为工业性储层。我国西部的大型沉积盆地有丰富的深层资源和形成深层大中型油气田(藏)的地质条件,具有良好的勘探前景。

参考文献

- [1] 妥进才. 深层油气研究现状及进展[J]. 地球科学进展, 2002, 17(4): 565~570
- [2] 戴金星,戚厚发. 天然气地质学概述[M]. 北京:石油工业出版社, 1989
- [3] Hunt J. Generation and Migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1212
- [4] Hao Fang, Li Sitian, Sun Yongchuan, et al. Characteristics and origin of the gas and condensate in the Yinggehai Basin, offshore South China Sea: Evidence for effect of overpressure on petroleum generation and maturation. Org Geochem, 1996, 24 (3):363~375
- [5] Hao Fang, Sun Yongchuan, Li Sitian, et al. Overpressure retardation of organic matter maturation and petroleum generation: A case study from the Yinggerhe and Qingdongnan Basins, South China Sea. AAPG Bulletin, 1995, 79 (4):551~562
- [6] McTavish R A. Pressure retardation of vitrinite diagenesis, off-shore northwest Europe [J]. Nature, 1978, 271: 648~650
- [7] 王屿涛,范光华,蒋少斌. 准噶尔盆地腹部高压和异常高压对油气生成和聚集的影响[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21 (5)
- [8] 王屿涛,潘长春,范善发. 通过高压模拟实验探讨准噶尔盆地天然气生成演化及勘探方向[J]. 天然气地球科学, 1995, 6 (5):127
- [9] 段毅,王先彬. 深层油气形成的若干问题探讨[J]. 天然气地球化学, 1999, 10(6):22~26
- [10] 罗中毅,范善发,等. 盆地深部油气藏的有利因素 [J]. 勘探家, 1997, 2(1):7~11
- [11] . . . 著,王金槩译. 深部油气藏的形成和分布特征[J]. 石油地质信息, 1996, 17(3):133~139
- [12] 何海清,王兆云,韩品龙. 渤海湾盆地深层油气藏类型及油气分布规律[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(3):6~9
- [13] 曹耀华,张年富,林金凤,等. 深部储集层孔隙保存的岩石力学实验[J]. 新疆石油地质, 1998, 19(5):394~396
- [14] 罗群,刘为付,郑德山. 深层火山岩油气藏的分布规律[J]. 新疆石油地质, 2001, 22(3): 196~198

ABSTRACT

Analysis of Deep Oil and Gas Reservoirs Exploration Prospect/Shi Xin, Dai Jinxing and Zhao Wenzhi//*PetroChina Exploration & Development Research Institute, Beijing, 100083*

Abstract: This thesis systematically summarizes the latest research progress and petroleum exploration results in the deep oil and gas fields both at home and abroad. It points out that the deep layer has the basic conditions for forming the oil and gas reservoirs and a series of oil and gas reservoirs have been found in this field. Under the specific conditions, the deep-layer glutenite, carbonate rock and volcanic rock can develop into the commercial oil and gas reservoirs. The deep oil and gas reservoirs are characterized with the near-source property. The vertical migration and accumulation is the basic pattern for such reservoirs. The multi-stage oil and gas accumulation is quite common owing to destruction of structural activities. China is rich in the deep oil and gas resources. The deep field is an important substitute area for exploration of the oil and gas basins.

Key words: deep oil and gas reservoirs, multi-stage accumulation, vertical migration and accumulation, oil and gas exploration, China

Carboniferous Oil and Gas Abundance Conditions and Predicted Favorable Exploration Fields in Junggar Basin/Zhang Chaojun¹, Shi Xin¹, Wu Xiaozhi², Du Shekuan² and Guan Shuwei¹//*1 PetroChina Exploration & Development Research Institute, Beijing, 100083; 2 Exploration & Development Research Institute of PetroChina Xinjiang Oil Field Company, Karamayi City, Xinjiang, 834000*

Abstract: Petroleum exploration of Carboniferous in Junggar Basin started from the 1950s. As of the end of 2002, five oil fields and one gas field of Carboniferous have been found on the northwestern periphery of the basin as well as the eastern part and the hinterland of the basin. The Carboniferous reservoirs are mainly volcanic rock and volcanic clastic rock. The reservoir facies is the subfacies of lava flow near volcanic mouth, then the eruptive facies and then the volcanic gravity flow subfacies. Most of the Carboniferous oil reservoirs proven in Junggar basin are controlled by the fault activities. They are divided into three categories: faulted block oil and gas reservoirs, fault-lithologic oil and gas reservoirs and anticline oil and gas reservoirs. As for the main reservoir-caprock assemblage, the Carboniferous volcanic rock is the reservoir while the Permian and Triassic mudstone is the cap rock. In addition, this thesis summarizes the Carboniferous oil and gas abundance law of Junggar Basin and assesses "seven playes" as favorable prospect areas for exploration.

Key words: Junggar Basin, Carboniferous, oil and gas reservoir, abundance law, petroleum exploration fields

Structural Characteristics of Mosuowan Uplift in Junggar Basin/Zhou Lu¹, Zhang Yijie², Lei Dwen², He Dengfa³, Zhang Yueqian², Tang Yong² and Li Bohua³//*1 Southwest Petroleum Institute, Nanchong City, Sichuan Province, 628000; 2 PetroChina Xinjiang Oil Field Company, Karamayi City, Xinjiang, 834000; 3 PetroChina Exploration & Development Research Institute, Beijing, 100083*

Abstract: Mosuowan Uplift is a large uplift developed against the background of the Carboniferous "basement" uplift. The structural evolution experiences the six stages - Carboniferous preliminary uplift stage, Permian uplift development stage, Triassic-Middle Jurassic early stable burial stage, Middle Jurassic-Late Jurassic compresso-shear remoulding stage, Cretaceous- Lower Tertiary stable burial and adjustment stage, and Upper Tertiary shaping stage. The current Carboniferous top boundary is a giant anticline distributed in the northwest-western direction. The overlapped Permian-Jurassic System is a successive draped anticline. The anticline area and closure amplitude dwindle from the lower part to the upper part. The Lower Jurassic formation interface is only the low-amplitude anticline trap while the Jurassic top interface and the draped anticline above the interface disappear. The transition of the whole Mosuowan region is the monocline structure tilting southward. The Carboniferous palaeohigh does not come under destruction during the structural evolution process. The Carboniferous top anticline trap area and closure amplitude have the trend for gradual increase. The main body of the palaeohigh slowly migrates from southeast to northwest. The structural evolution characteristics of Mosuowan Uplift are favorable to forming and preserving of Carboniferous-Triassic oil and gas reservoirs. Therefore, the Carboniferous-Triassic deep-seated anticline trap of Mosuowan Uplift, the giant Carboniferous anticline trap in particular, is of great value to exploration.

Key words: Junggar basin, Mosuowan, deep reservoir, structural characteristics, faults, oil and gas exploration