

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

中国低丰度大型岩性油气田 形成条件和分布规律

邹才能, 陶士振, 谷志东

中国石油勘探开发研究院, 北京, 100083

内容提要: 我国低丰度岩性油气田具有很大的资源潜力和储量规模, 在中、古生代地层均有广泛的分布, 具备良好的油气地质背景和成藏条件, 是未来油气勘探的重点领域, 其形成条件及富集规律不明。本文在大量统计分析和地质研究的基础上, 探讨了低丰度大油气田的形成条件、分布特征、富集规律和未来的勘探领域。研究指出了低丰度大型岩性油气田形成的几个地质背景: 大面积高丰度烃源岩; 平缓的构造格局; 稳定的沉积背景; 大规模的沉积体系; 建设性成岩环境。系统分析了油气田形成控制因素和分布规律: ①陆相(或海陆交互相)大型三角洲平原—前缘主河道砂体、海相高能相带(台缘礁滩、滨岸砂体)是大型岩性油气藏的有利分布区; ②次生溶蚀相、白云岩化相、风化淋滤相、绿泥石薄膜胶结相和 TSR 相等建设性成岩作用是优质储层及大油气田分布的有利区; ③古地形(古隆起、斜坡、起伏带、鼻隆等)、断裂(层/褶/坡/陷/块)带、构造反转带、裂缝发育带和地层剥蚀尖灭带是大型油气田形成的有利构造条件和富集地区; ④低丰度大型岩性油气田的分布和富集普遍受控于构造、沉积和成岩三因素控制的“甜点”。研究成果可为寻找油气勘探的后备领域和储量接替提供理论基础和科学依据。

关键词: 低丰度; 大型岩性油气田; 形成条件; 主控因素; 分布规律; “甜点”

近年来, 油气勘探开发面临的双重压力越来越大。一方面, 随着社会经济的发展, 油气需求与日俱增, 全球供应空前紧张; 另一方面, 国内油气勘探高丰度的富集区块越来越少, 勘探领域日趋转向低孔渗低丰度油气区(张子枢, 1990; 王金琪, 1993; 张文昭, 1997; 查全衡等, 2003; 田昌炳等, 2004), 全国低丰度难动用储量高达 60 亿 t。其中长庆苏里格气田探明储量就达 $6000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上, 四川盆地上三叠统总资源量高达 $9000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上, 其他盆地如松辽盆地三角洲前缘带及塔里木盆地石炭系滨岸砂岩油藏也具有大规模低丰度的特征(王金琪, 2000; 田昌炳等, 2003; 张抗, 2002, 2004; 古莉等, 2004)。因此, 低丰度大油气田是未来油气勘探开发的主攻方向之一。

我国已发现的许多油气田具有低丰度的特征, 不仅大型油气田如此, 包括一大批中小型油气田也具有低丰度的特征。目前高丰度大气田的气藏特征和分布规律已基本明确, 而低丰度大油气田具有很大的资源潜力和储量规模, 是未来油气勘探的重点领域, 其形成条件及富集规律有待进一步深入研究。

本文基于大量统计分析和地质研究, 探讨了低丰度大油气田的形成条件、分布特征、富集规律和未来的勘探领域。鉴于低丰度大油气田主要为岩性油气田, 故这里着重讨论低丰度大型岩性油气田的形成条件和分布规律。以期寻找油气储量的接替区块和稳产增产拓展勘探思路, 提供理论依据。

1 低丰度大油气田的内涵

按照我国储量规模分类规范, 特大型、大型、中型、小型和特小型油田的原油可采储量分别为 $\geq 25000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $25000 \sim 2500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $2500 \sim 250 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $250 \sim 25 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $< 25 \times 10^4 \text{ m}^3$ (表 1), 对应的气田天然气可采储量分别为 $\geq 2500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $2500 \sim 250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $250 \sim 25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $25 \sim 2.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $< 2.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。本文主要对陆上大型油气田的形成条件及富集规律进行探讨。

1.1 低孔低渗低丰度指标

在储层物性的分类规范中, 将孔隙度 15%~25%、渗透率 $50 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的碎屑岩储层称为低孔低渗储层, 将孔隙度 10%~15%、渗透

注: 本文为中国石油天然气股份有限公司科技信息部项目“岩性地层油气藏形成理论与勘探实践”(编号 040501-09)资助成果。

收稿日期: 2006-04-12; 改回日期: 2006-08-31; 责任编辑: 周健。

作者简介: 邹才能, 男, 1963 年生, 博士, 教授级高级工程师, 中国石油勘探开发研究院副总地质师, 从事岩性油气藏理论等石油地质综合研究工作。通讯地址: 100083, 北京市 910 信箱, 石油地质研究所; 电话: 010-62097543; Email: zcn@petrochina.com.cn。

率 $5 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的碎屑岩储层称为特低孔特低渗储层(表 2)。在储量丰度分类中,将原油可采储量丰度 $8 \times 10^4 \sim 25 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ 、天然气可采储量丰度 $0.8 \times 10^8 \sim 2.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 的称为低丰度油气田,将原油可采储量丰度小于 $8 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ 、天然气可采储量丰度小于 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 的称为特低丰度油气田。

表 1 石油天然气储量规模分类表

Table 1 The classification of reserves scale of petroleum and natural gas

分类	原油可采储量 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	天然气可采储量 ($\times 10^8 \text{m}^3$)
特大型	≥ 25000	≥ 2500
大型	$25000 \sim 2500$	$2500 \sim 250$
中型	$2500 \sim 250$	$250 \sim 25$
小型	$250 \sim 25$	$25 \sim 2.5$
特小型	< 25	< 2.5

1.2 我国已发现情况

目前我国已发现的大中型油气田,有相当一部分为低丰度油气田(图 1、2),并且发现率逐年提高,无论是油田还是气田,也无论是大型还是中小型规模,均呈持续增长的趋势。

(1)低丰度大油田:目前已发现的典型的低丰度岩性油田主要是松辽盆地长垣外围的白垩系油田、鄂尔多斯盆地三叠系延长组油田、准噶尔腹部侏罗—白垩系油田等(表 3)。高丰度的多数为构造油气藏(如东营凹陷)或潜山油藏(渤海湾盆地华北、大港等探区),约占 33%(表 4)。而低丰度油田主要是岩性油气藏或构造岩性复合油气藏,中低丰度油田占 67%。大型油田中以构造型为主的油田个数占 55%,而以岩性型为主的油田占 45%。这些陆相低丰度大型岩性或构造岩性复合油田主要发育于三角洲前缘带。储量丰度低,可采储量丰度多数在 $20 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ 以下。大庆外围油田剩余未动用储量主要

分布在萨尔图、葡萄花、高台子油层和扶杨油层,其储量丰度要远低于大庆长垣油田。除喇嘛甸、杏树岗、萨尔图、扶余等构造油藏以外,其余各油田可采储量丰度均在 $25 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ 以下,包括大量的尚未统计在内的中小型油田绝大多数为低丰度油田。鄂尔多斯盆地上三叠统延长组油田可采储量丰度在 $8 \times 10^4 \sim 12 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$,均为低丰度油田。还有塔海相油田亦属低丰度($9.34 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$)之列。

(2)低丰度大气田:相对于油田来说,低丰度气田在我国分布更为广泛,已探明的低丰度天然气地质储量在 $15000 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上,占总储量的 65%左右。已发现的大型气田中,从类型上来说,构造类气田占 32%,岩性类气田占 68%(表 4);从储量丰度分布来看,高丰度气田仅占 36%,而其余的 64%属于中低丰度气田。可见,我国目前发现的气田大部分属中低丰度(可采储量丰度小于 $8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$),其中低丰度气田(小于 $2.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)主要发育于鄂尔多斯上古生界、四川盆地上三叠统须家河组和莺-琼盆地新生界(表 5)。因此,随着勘探程度的提高,低丰度气藏将成为我国天然气勘探开发的主要对象。

1.3 低丰度和高丰度油气区都能形成大型油气田

这里的高丰度和低丰度是指目前勘探已发现的、可采储量丰度,而非资源丰度。从图 1 和图 2 中大型油气田储量丰度与规模的关系来看,可采储量丰度的明显变化,而对应的可采储量规模的变化不明显,即同等规模的油气田可以是低丰度的,也可以是高丰度的。可见低丰度和高丰度油气区都能形成大型油气田。对于中小型油气田也同样如此。一个油气田储量规模的大小取决于供烃量和储集体规模,大型油气田的形成要具备较高的生烃强度(以保证充足的油气注入量)和大规模储集体,而与储量丰度非正相关。只是低孔渗储集体形成大型低丰度油气田,

表 2 石油天然气储量丰度、产能和孔渗级别分类表

Table 2 The classification of reserves abundance, producing capacity and hole-penetrability distinction of petroleum and natural gas

分类	储量丰度		产能		储层孔隙度		储层渗透率	
	原油可采储量丰度 ($\times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$)	天然气可采储量丰度 ($\times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)	油藏千米井深稳定产量 ($\times \text{t}/\text{km} \cdot \text{d}$)	气藏千米井深稳定产量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{km} \cdot \text{d}$)	碎屑岩孔隙度(%)	非碎屑岩基质孔隙度(%)	油空气渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	气空气渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
高	≥ 80	≥ 8	≥ 15	≥ 10	≥ 30		≥ 1000	≥ 500
中	$\geq 25 \sim < 80$	$\geq 2.5 \sim < 8$	$\geq 5 \sim < 15$	$\geq 3 \sim < 10$	$\geq 25 \sim < 30$	≥ 10	$\geq 500 \sim < 1000$	$\geq 100 \sim < 500$
低	$\geq 8 \sim < 25$	$\geq 0.8 \sim < 2.5$	$\geq 1 \sim < 5$	$\geq 0.3 \sim < 3$	$\geq 15 \sim < 25$	$\geq 5 \sim < 10$	$\geq 50 \sim < 500$	$\geq 10 \sim < 100$
特低	< 8	< 0.8	< 1	< 0.3	$\geq 10 \sim < 15$	$\geq 2 \sim < 5$	$\geq 5 \sim < 50$	$\geq 1.0 \sim < 10$

表 3 中国大型油田储量丰度统计表

Table 3 The statistics of reserves abundance of large oil fields in China

盆地	油田	层位	面积 (km ²)	探明储量 (×10 ⁴ t)	可采储量 (×10 ⁴ t)	可采储量丰度 (×10 ⁴ t/km ²)
松辽	葡萄花	Kf、Kh、Kp	320.5	18209	6470.7	20.19
	朝阳沟	Kf、Kp、Ky	231.1	16168	3186.6	13.79
	宋芳屯	Kf、Kp	323.8	11125	2557.4	7.90
	肇州	Kf、Kp、Ky	339	17675	3133.6	9.24
	永乐	Kf、Kp、Ky	511.2	15837	2995.7	5.86
	喇嘛甸	K ₂	100	81472	31497	314.97
	杏树岗	K ₂	357.4	79016	45186	126.43
	葡萄花	Kf、Kh、Kp	302.5	18209	6470.7	21.39
	萨尔图	K ₂	462.9	256938	126879	274.10
	大情字井	K _{1p} 、K _{1g} 、K	308.4	12559	2636.8	8.55
渤海湾	扶余	K _{1q} ⁴ 、K _{1q}	85.9	15494	4060.2	47.27
	兴隆台	E ₂ 、E ₃	56.8	8239	3169.5	55.80
	高升	E ₂ 、E ₃	35.2	13414	2652.1	75.34
	曙光	Es、Mz、N ₁	174.3	51444	10872.6	62.38
	欢喜岭	Ar、Es、Mz	171.6	431117	11688.8	68.12
	静安堡	Ar、E ₂ 、E ₃	89.3	18622	4519.9	50.61
	任丘	E ₃ 、H ₁ 、Jx	80.6	40652	12989.7	161.16
	港东	Nm、Ng、Ed	25.5	5835	2969.5	116.45
	港西	Nm、Ng、Ed	34.8	7543	2297.2	66.01
	胜坨	Ng、Ed、Es	81.6	48633	17779.6	217.89
	东辛	Ng、Ed、Es	103.9	27835	9287.4	89.39
	孤岛	Ng、Ed、Es	96.8	39930	12815.7	132.39
	孤东	Ng、Ed、Es	66.4	27185	6882.3	103.65
	埕岛	Ng、Ed、Es	166.5	41492	7861.5	47.22
	埕东	Ng、Ed、Es	37.1	6843	2787	75.12
	渤南	Ed、Es、O	97.6	13941	2630.6	26.95
	临盘	Ng、Ed、Es	79.7	15704	4462	55.98
	八面河	E _{3s}	80	13778	2757.7	34.47
	濮城	E _{3s}	60.1	14359	4875.4	81.12
	蓬莱 19-3	N ₁ 、N ₂	32.5	32448	5788.3	178.10
	绥中 36-1	E ₃	43.4	28844	6212	143.13
	QHD32-6	N ₁ 、N ₂	43	17034	3509.8	81.62
	双河	E ₃	33.8	10176	4467.8	132.18
鄂尔多斯	西峰	T ₃	328.5	17624	3444.6	10.49
	马岭	J ₁ 、J ₂ 、T ₃	191.3	8930	2522.9	13.19
	安塞	T ₃	756.2	34668	6563.3	8.68
	靖安	J ₁ 、T ₃	509.8	31175	5999.3	11.77
柴达木	尕斯库勒	E _{3g} 、N ₁ 、N ₂	58.4	13220	3515.2	60.19
准噶尔	克拉玛依	C、P、T、J ₁ 、J	578.9	83398	21229.9	36.67
	百口泉	C、J ₁ 、P ₂ 、T	90.7	16272	4149.2	45.75
	陆梁	J ₂ 、K ₁	42.9	11990	2880.1	67.14
塔里木	哈得 4	C	168.6	8202	2122.1	12.60
	塔河	C ₁ 、O、O ₁	723.3	5256.7	6752.8	9.34

注:储量数据来源于国家储委公布的储量公报(截止到 2005 年),储量丰度根据可采储量与叠合面积统计计算所得。

而高孔渗储集体形成大型高丰度油气田。对于高丰度油气田,圈闭面积虽不一定很大,但烃源岩厚度大,生排烃量和油气充注强度高。而低丰度油气区虽然储量丰度低,但圈闭面积大,有效烃源岩分布面积广,砂体和烃源岩大面积充分接触,充注效率高,完

全可以弥补孔渗相对较低的不足,从而可以形成大型油气田。

2 低丰度大型岩性油气田形成背景

低丰度大型岩性油气田包括三个方面的内涵,

表 4 大型油气田储量丰度及油气藏类型统计表

Table 4 The statistics of reserves abundance and oil-gas reservoirs types of large oil-gas fields

油气藏类型比例	类型	构造油气藏	岩性油气藏
	油田	55%	45%
	气田	32%	68%
可采储量丰度级别比例 (气田: $\times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$) (油田: $\times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$)	类型	中低丰度	高丰度
	油田	67%	33%
	气田	64%	36%

一是可采储量规模大;二是储量丰度低;三是储油气圈闭为岩性或以岩性为主的圈闭。这些决定了形成背景具有以下特征。

2.1 广布的烃源岩和较高的资源丰度

大面积低丰度大油气田中储量丰度低,但资源丰度不能过低,否则不能满足形成大型油气田所需要的生排烃量和充注量(周荔等,2001)。稳定、广布的成熟有效的烃源岩是形成大型油气田的物质基

础。烃源岩生烃总量大,为各类砂体油气充注和成藏提供了丰富的物质基础(表 6),根据目前的勘探成果统计,形成大油气田的区带资源丰度多在 $1 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ 以上(随着勘探和研究程度的深入,这一指标可能会发生一些变化),表明大油气田分布区都具有较好的烃源岩条件。同时,必须有大面积广布的有效烃源岩,使有利砂体与烃源岩充分接触,有利于油气运聚成藏、叠合连片,形成大面积低丰度岩性油气田。当然,大面积广布的有效烃源岩是形成大面积低丰度岩性地层油气田的必要条件,而非充分条件。要形成大型油气田必须要有大面积广布的有效烃源岩,而具备了这一条件能否形成大气田?还要看是否有其它成藏条件相匹配(如文中的四条主控因素及其时空配置),才能确定是否有可能形成大型油气田。

大型油气田要求要有足够的供烃量,即要求有

表 5 中国大(中)型气田储量丰度统计表

Table 5 The statistics of reserves abundance and large gas fields in China

盆地	油田	层位	面积 (km^2)	探明储量 ($\times 10^8 \text{m}^3$)	可采储量 ($\times 10^8 \text{m}^3$)	可采储量丰度 ($\times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)
东海	春晓	E, E_2, E_3	19.3	330.43	206.87	10.72
	番禺 30-1	N_1	26.4	300.92	199.81	7.57
	崖城 13-1	E, N	54.5	978.51	754.45	13.84
	东方 1-1	R_z	287.7	996.8	697.76	2.43
	乐东 22-1	R_z	165.8	431.04	250.02	1.51
鄂尔多斯	苏里格	P_1	4067.2	5336.52	3330.68	0.82
	长庆	O_2, P_1	6651.5	6230.61	4091.69	0.62
	长东	P_1	478.3	358.48	205.09	0.43
	大牛地	C_3, P_1	1016.9	2615.71	1183.86	1.16
四川	威远	P_1, Z		408.61	147.82	
	罗家寨	T_1	76.9	581.08	435.81	5.67
	铁山坡	T_1	24.9	373.97	280.48	11.26
	卧龙河	C_2, P_1, P_2, T	92.1	380.52	305.35	3.32
	八角场	J_1, T_3	69.6	351.36	136.97	1.97
	磨溪	T_2, T_3	226.5	375.72	175.68	0.78
	五百梯	C_2, P_2	138.6	409	274.77	1.98
	沙坪场	C_2	70.6	397.71	274.42	3.89
	渡口河	T_1	33.8	359	269.25	7.97
	普光	T_1	27.2	1143.63	857.73	31.53
	新场	J_2, J_3	99.3	652.04	396.68	3.99
	洛带	J_3	153.3	306.46	151.43	0.99
柴达木	涩北一号	$Q_{1+2}q$	46.7	990.61	535.99	11.48
	涩北二号	$Q_{1+2}q$	44.6	826.33	432.96	9.71
	台南	$Q_{1+2}q$	35.9	951.62	536.72	14.95
塔里木	迪那 2	E	52.5	807.61	565.32	10.77
	和田河	$C_{1-2}k, C_{1b}$	143.4	616.94	445.73	3.11
	牙哈	$E_{1-2}km, K_1$	57.8	376.45	252.14	4.36
	克拉 2	$E_{1-2}km$	48.1	2840.29	2130.22	44.29
	柯克亚	E, N_1	27.5	339.24	198.91	7.23

注:储量数据来源于国家储委公布的储量公报(截止到 2005 年),储量丰度根据可采储量与叠合面积统计计算所得。

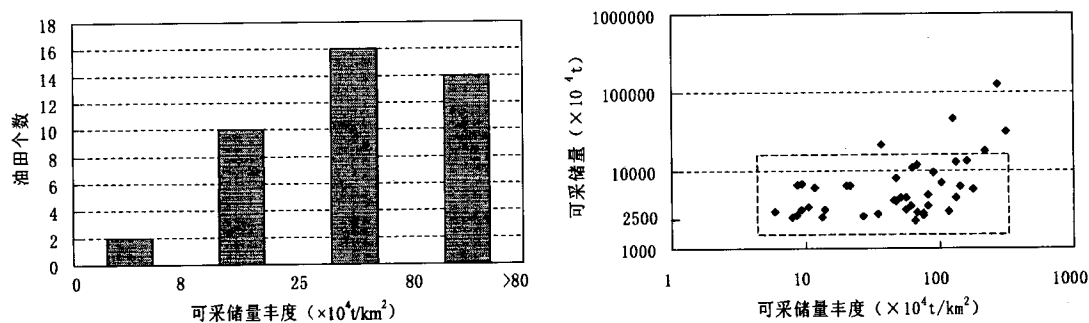


图 1 中国油田可采储量规模及其丰度分布特征

Fig. 1 The distribution of exploitable reserves and their abundance of oil fields in China

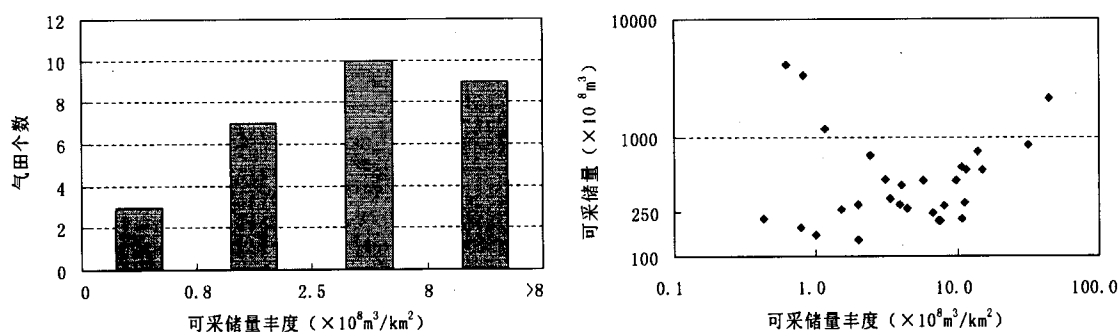


图 2 中国气田可采储量规模及其丰度分布特征

Fig. 2 The distribution of exploitable reserves and their abundance of gas fields in China

较高的资源丰度,地质上是一个统计规律,由于引起散失和保存的因素和机制复杂,很难精确定义多大的资源丰度能够形成大型油气田。表 6 中是根据已发现的油气田实例进行统计分析,资源丰度会随着勘探的推进有所变化,但大气田的形成无疑需要较高的资源丰度。本文将资源丰度作为大型岩性油气田形成的一个条件,意在强调要形成大型油气田,必须具有较高的资源丰度(即烃源岩具有较高的生

排烃潜力),这是大型油气田形成和存在的物质基础。而表 4 和表 5 中的储量丰度的高低是由储层的孔渗条件决定的,在具有较高的资源丰度的情况下,低孔渗储层形成低储量丰度的大型油气田,而高孔渗储层则形成高储量丰度的大型油气田。

2.2 平缓的构造格局

低丰度大型油气田多数形成于平缓的构造格局,主要发育于拗陷盆地、克拉通后海陆交互相盆

表 6 部分盆地单元油气资源丰度表

Table 6 The statistics of unit resource abundance of several basins

构造单元	面积(km ²)	油(×10 ⁸ t)	气(×10 ⁸ m ³)	总资源量(×10 ⁸ t)	资源丰度(×10 ⁴ t/km ²)
塔里木库车坳陷	26953	6.09	31566.81	31.24	11.59
塔里木塔北隆起	45228	18.16	8203.91	24.7	5.46
塔里木中央隆起	109888	14.76	11931.62	24.27	2.21
塔里木西南坳陷	146490	9.36	17011.5	22.91	1.56
塔里木北部坳陷	117715	8.63	7461.91	14.57	1.24
塔里木哈得逊	2836	0.64	600.3	1.12	3.94
塔里木满加尔凹陷	62855	6.05	760.51	6.66	1.06
松辽扶新隆起带	4004.3	6.34		6.34	15.83
松辽长岭凹陷	6096	4.52		4.52	7.41
鄂尔多斯志靖—安塞	33230.29	21.88		21.88	6.58
鄂尔多斯陇东	28960.98	14.11		14.11	4.87

地、前陆盆地斜坡—隆起带(如川西前陆盆地)及海相滨岸(塔里木哈得逊石炭系东河砂岩油藏)等,而以坳陷盆地最具典型和特色。燕山期以来,中国东北部由强烈的伸展裂陷进入整体沉降为主的稳定时期(赵文智等,1999,2005),是坳陷盆地的形成阶段。而中生代以来,我国东部处于拉张应力场,西部处于挤压应力场,而中部则是两种构造应力场过渡减弱的地区,构造活动性相对稳定且平缓,是陆相坳陷盆地发育的地区,如鄂尔多斯盆地和四川盆地。同时,西部地区在大型活动型造山幕之间的相对稳定时期也具有坳陷盆地的形成条件,准噶尔腹部侏罗—白垩纪坳陷。坳陷盆地构造活动较弱,以垂向振荡运动为主。沉积体系类型较为单一、规模大、分布广,岩性岩相和沉积厚度分布较为稳定。湖水进退波及范围广,湖岸线摆动幅度大,砂体与湖泛层泥岩在垂向上交替出现,在侧向上交错分布,控制着大面积低丰度岩性油气藏的形成。大范围水进超覆,水退与退覆剥蚀是形成低丰度地层油气藏的沉积背景。海陆交互相构造背景与坳陷盆地相似,构造均较为平缓,如鄂尔多斯上古生界海陆交互相和川中上三叠统须家河组前陆坳陷沉积阶段具有相似的平缓构造背景,前者三角洲平原和前缘河道砂与煤系烃源岩间互或交互接触,有利于大面积低丰度岩性气藏的形成,后者也具有非常相近的特征。我国低丰度气藏的圈闭类型主要有构造—岩性、岩性—构造、地层—构造和构造圈闭等。统计表明,气藏探明储量的 66.5% 赋存于构造—岩性复合圈闭中,65.2% 的气藏属于构造—岩性复合圈闭气藏(田昌炳等,2003)。

平缓的构造格局有利于形成大面积低丰度岩性油气藏或复合型油气藏,主要表现在四个方面。一方面平缓的构造格局控制了沉积砂体的大面积展布,从而为大面积低丰度油气藏的形成提供了物质载体和基础;另一方面,整体稳定沉降控制了储层埋藏过程中成岩作用的发生和次生孔隙的发育,从而控制了大面积低孔低渗类储层的形成;第三方面平缓的构造格局下油气聚集程度低,相对分散,故具有低丰度的特征;第四方面,局部构造薄弱带,如断层裂缝发育带、变形相对强烈带等成为大面积低孔低渗背景中高渗透的“甜点”。

在平缓的构造格局下,长期继承性整体升降运动下形成的稳定广阔斜坡背景,控制着沉积背景、成岩环境、油气成藏和大面积分布。以鄂尔多斯盆地为例,在以整体升降运动为主导的动力机制控制下长期保持稳定沉积状态和仅有微弱构造变形提供了形

成岩性油气藏的构造沉积背景(刘池洋等,2005)。盆地整体抬升期形成的重要剥蚀不整合面(O_2 及 T_3 顶面)是形成岩性油气藏的古地貌背景。北高南低、相对平缓的古地貌背景下形成的河流三角洲沉积体系是岩性油气藏的沉积条件和主要储集体成因类型。

2.3 稳定的沉积背景

研究和统计表明,大面积低丰度岩性油气藏多数富集于坳陷盆地,包括裂谷后坳陷(松辽白垩系、渤海湾新近系)、克拉通后坳陷(鄂尔多斯盆地三叠系延长组)、褶皱基底坳陷(准噶尔盆地腹部)、大陆边缘坳陷(南海北部诸盆地如珠江口古近系—第四系盆地、东海盆地新近系)和造山带内后期挤压坳陷(吐哈、三塘湖、民乐等盆地),其次是海陆交互相盆地、前陆盆地的斜坡—隆起带和海相滨岸砂体。

之所以上述盆地类型有利于大面积低丰度大型岩性油气藏的形成,是因为这些盆地发育大规模广布的砂体。因此,大面积低丰度油气田的形成要有稳定的沉积背景,包括稳定的物源供应、稳定的沉降速率和沉积速率(图 3、4)。统计表明,我国低丰度气藏在陆相、海相和基岩中都有分布,但主要分布于陆相沉积储层中,其中河流相和河流—三角洲体系储层占主导地位,约为 78%,占陆相低丰度气藏探明储量的 88%。一般大型的沉积体系如三角洲体系是在湖盆发育中期以后,即湖盆经过深陷期回返之后,盆地趋于稳定发育阶段,地形渐趋平缓,河流流域扩大,水体变浅,才适于大型三角洲及低丰度大型油气田的形成,尤其是坳陷期盆地长轴方向最有利于大型三角洲发育,如松辽盆地早白垩世和鄂尔多斯盆地三叠系延长组大型三角洲均形成于稳定的沉积背景中。

松辽盆地白垩纪进入坳陷演化阶段,构造稳定,以整体沉降为主,表现为平缓稳定的湖水进退,及整体沉降沉积或抬升剥蚀,表现出稳定的沉积背景,具有稳定的物源供应和相对稳定的沉积速率,沉积演化具有一定的继承性,不同时期沉积体系的宏观展布格局相近(图 4),展布规模较大。鄂尔多斯盆地三叠系延长组也具有相似的沉积特征,构造—沉积演化具有相对稳定性和继承性,沉积古地形平坦而稳定,具有稳定的物源供应和沉积演化过程。

稳定的沉积背景对低丰度气藏形成的控制作用主要表现在两方面。一方面稳定的物源供应和沉积充填速率决定储层的矿物成分、粒度大小和分选磨圆较好,成分成熟度较高,从而决定孔隙结构成熟度

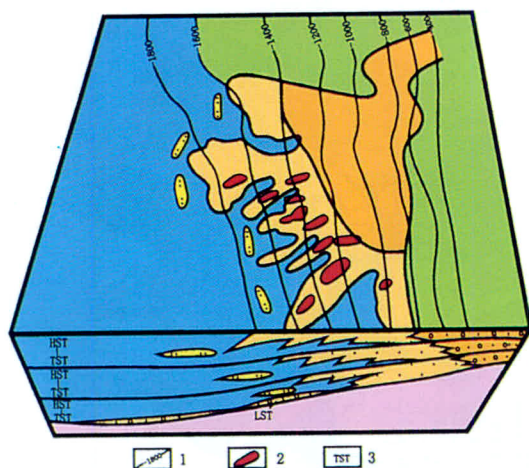


图 3 鄂尔多斯盆地北东水系构造—层序成藏组合模式图

Fig. 3 The assemblage mode map of structure-sequence-reservoir formation of northeast water system of Triassic in Ordos Basin
1—构造等高线(m); 2—油田; 3—体系域
1—Structure contour line (m); 2—oil field;
3—system tract

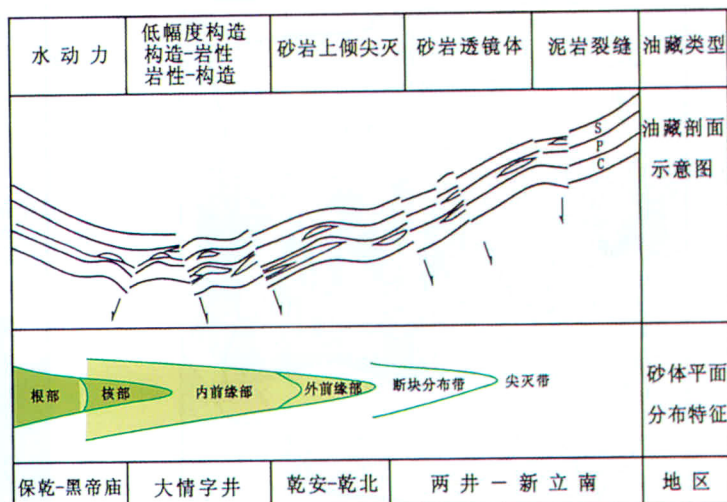


图 7 松辽盆地南部中部组合岩性气藏类型分布与构造背景图

Fig. 7 Lithological oil-gas reservoir types and structure background of middle assemblage of Cretaceous in southern Songliao Basin

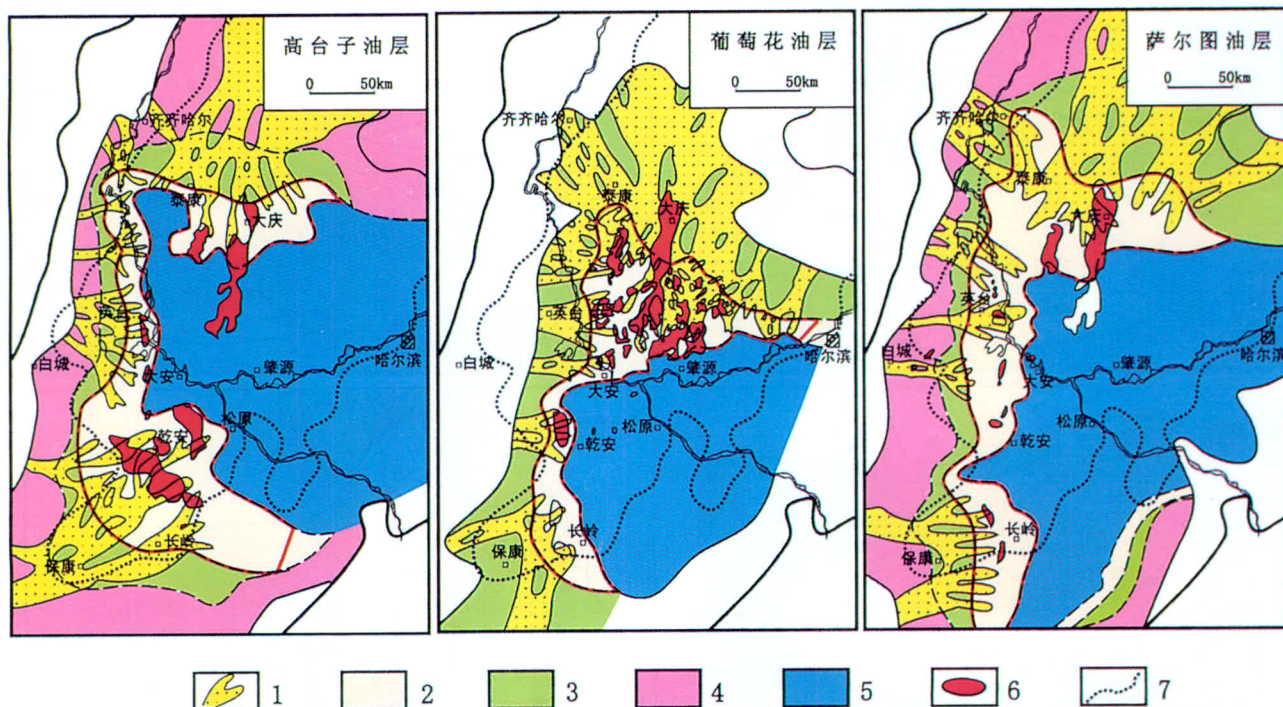


图 4 松辽盆地白垩系中部组合沉积体系及油气分布图

Fig. 4 The distribution of sediment system and oil-gas of middle assemblage of Cretaceous in Songliao Basin
1—河道、水下分流河道; 2—三角洲前缘; 3—三角洲平原; 4—冲积扇、河流相; 5—湖相; 6—油田; 7—有效烃源岩分布范围
1—Riverway, underwater diffuence riverway; 2—delta front margin; 3—delta flat; 4—alluvial fan, river; 5—lake facies;
6—oil field; 7—distributive range of effective hydrocarbon source rock

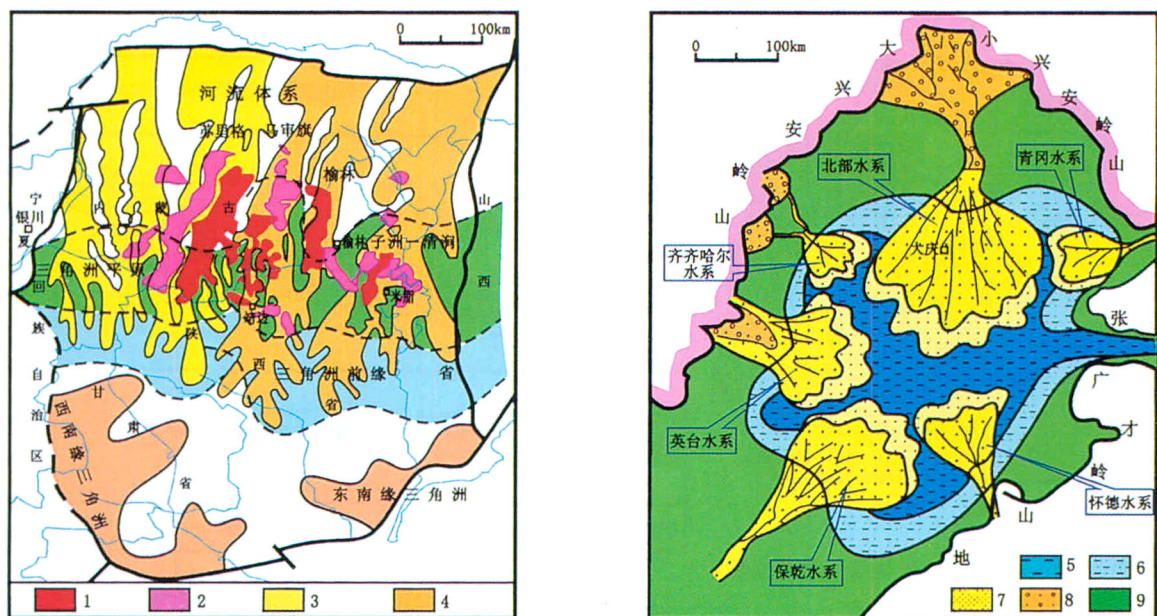


图 5 鄂尔多斯、松辽盆地大规模沉积体系与大型低丰度油气图

Fig. 5 Large low abundance oil-gas fields and extensive sediment system in Songliao and Erdos Basins

- 1—探明储量; 2—控制+预测储量; 3—盒 8 三角洲; 4—山 2 三角洲; 5—湖相; 6—滨浅湖; 7—三角洲; 8—冲积平原; 9—冲积扇
1—Proved reserves; 2—control and predictive reserves; 3—delta of Shihezi-8 Formation in Permian; 4—delta of Shanxi-2 Formation in Permian; 5—lake facies; 6—shore-shallow lake facies; 7—delta; 8—alluvial flat; 9—alluvial fan

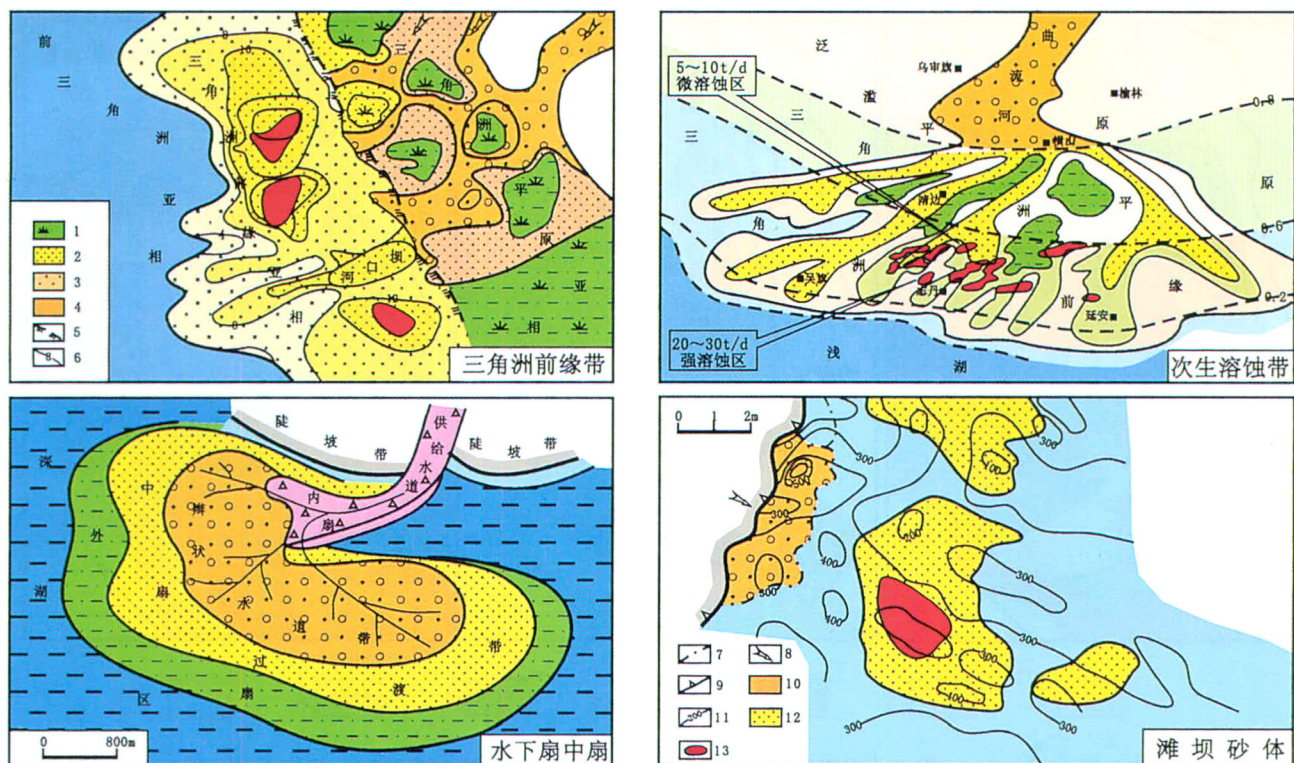


图 6 有利沉积相和成岩相控制油气分布和富集

Fig. 6 Favorable sediment facies and diagenetic facies control the distribution and enrichment of oil-gas

- 1—河漫滩; 2—河口坝; 3—低速河床; 4—高速河床; 5—湖岸线; 6—砂岩等厚度线(m); 7—相分区线; 8—主要物源; 9—地层尖灭线;
10—水下扇; 11—地层厚度线(m); 12—滩坝; 13—油田
1—Fluvialite flood-plain; 2—mouth bar; 3—low speed river bed; 4—high speed river bed; 5—lake shoreline; 6—sand body thickness (m) isoline; 7—facies borderline; 8—dominating material source; 9—stratigraphic pinchout line;
10—underwater fan; 11—stratigraphic thickness isoline (m); 12—beach bar; 13—oil field

亦较高,控制孔隙毛管力大小,影响流体渗流特征,即相对渗透率和含气饱和度高低,直接影响储层原始物性特征变化。一般来说,低丰度气藏的储层以三角洲相和河流相为主,储集砂岩岩石类型以长石砂岩为主,岩石矿物中长石和岩屑含量较高,泥质含量高,储层孔隙结构复杂,毛管力大,造成孔隙中含水饱和度增高,含气饱和度降低,致使气藏储量丰度低,产能低。另一方面,稳定的沉积过程和沉积体系决定成岩作用类型和强度。岩屑、长石含量高,易碎易变形使孔道变小,成岩作用中、晚期储层受到白云石、铁白云石、石膏、沸石的充填或交代,自生绿泥石和水云母充填或包围颗粒形成薄膜,又使得大面积低孔渗储层的孔渗结构得到一定程度的改造。

2.4 大规模的沉积体系

平缓的构造格局和稳定的沉积背景决定了大规模沉积体系的形成(图 5)。平缓稳定的沉积背景造就了单一的沉积中心和沉积体系的继承性发育。地形平缓,使得沉积相带宽。沉积物厚度较薄,厚度梯度和沉积速率较小。如我国东部的松辽拗陷、中部的鄂尔多斯拗陷和川西前陆拗陷盆地,地形开阔而平缓,沉积物分异较充分,因而反映盆地内部次级地貌单元的沉积相带较为宽广,沉积背景以缓慢沉降为主,沉积物的供给与沉降处于均衡状态,湖区经常处于浅水环境,深水区仅位于湖盆中部。

拗陷盆地沉积体系规模大,最有利于低丰度大型岩性油气藏的形成。无论是近海的潮湿拗陷还是内陆的干旱拗陷,都具有大规模展布的砂体和大范围的烃源岩及较高的有机质丰度。例如近海的松辽白垩纪拗陷,在潮湿气候环境下,植被繁茂,水系广布,砂体大面积发育($0.6 \times 10^4 \sim 1 \times 10^4 \text{ km}^2$),湖盆开阔,水生生物种属繁多,数量丰富。鄂尔多斯近海内陆拗陷也具有类似的特征。对于干旱—半干旱内陆拗陷,如第三纪的柴达木盆地,周边山系发育,入湖水系多,碎屑物广布,形成各种类型的沉积体系组合类型。植被类型属于森林—草原过渡和半荒漠草原及灌木丛,耐干旱、喜盐碱的旱生植物,如麻黄、藜科、伞形科、禾本科等(薛叔浩等,2002),有机质丰度高。盆地湖岸线频繁摆动,不仅造就了大规模沉积体系和大面积广布的砂体($0.3 \times 10^4 \sim 0.6 \times 10^4 \text{ km}^2$),而且形成了大面积分布的烃源岩,提供了丰富的油气资源,同时陆相沉积多水系与频繁的湖盆振荡,导致湖水大面积收缩与扩张,砂体与烃源岩纵向上频繁间互、横向上指状交互,两者大面积充分接触,从而使得各类储集体具备有利的成藏条件。

我国低丰度油气田,尤其低丰度油田主要分布于拗陷盆地大规模的三角洲沉积体系中。由于砂体广布、聚集程度低,易形成丰度较低的油田,如松辽盆地白垩系油藏和鄂尔多斯盆地三叠系延长组油藏。低丰度气田主要分布于海陆交互相大型三角洲平原主河道砂及前陆拗陷/斜坡带富含煤系烃源岩的大型三角洲体系中,如鄂尔多斯盆地石炭、二叠系和四川上三叠统须家河组气藏。

2.5 建设性成岩环境

建设性成岩环境和成岩作用对储集层物性具有直接的影响。成岩作用对储集层物性的改造,主要以压实作用、胶结作用、溶解作用以及破裂作用对物性影响最为明显。对深部储集层来说,压实作用和晚期胶结作用是破坏原始孔隙甚至次生孔隙并造成低渗透储集层的最主要原因。而溶解作用和破裂作用则有利于物性的改善,对优质储层的形成起着关键作用。

建设性成岩环境尤其是后期溶蚀作用是次生孔隙形成的关键。我国上古生界海陆交互相、中生界拗陷盆地陆相地层中,岩石粒度较细、分选较好的细—粉砂岩中,总体处于低孔低渗的背景中。储层成岩阶段多数处于中成岩期,岩石孔渗结构处于低孔低渗的背景中,有利的成岩作用是总体低孔低渗成岩相背景中高孔高渗储层形成的决定性条件。

次生孔隙形成的成岩作用因素/机理有:①有机酸性水(有机酸和二氧化碳酸性水)溶解作用;②表生淋滤作用;③白云岩化作用;④硫酸盐热化学还原作用(TSR);⑤地层水热循环对流溶蚀作用;⑥地层水和地表水混和对流溶解作用;⑦无机二氧化碳酸性水的溶解作用(Khataniar, 1992; Sweet et al., 1996; 应凤祥等, 2004)。其中有机酸和二氧化碳酸性水的溶解作用在陆相和海相地层中均存在并且起着非常重要的作用。有机质脱羧是产生有机酸性流体重要机理之一,不同类型有机质包括干酪根、煤及其组分、沥青和重质油均可产生有机酸,其中有机质处于低成熟阶段、成岩温度在 $80 \sim 120^\circ\text{C}$ 、成岩作用属于中成岩 A_1 亚期时,有机酸浓度最大。有机酸高浓度带常处于正常压力与异常压力过渡带,与次生孔隙发育带相吻合。同时,有机酸的高浓度分布段与蒙皂石经 I/S 无序混层向部分有序混层转化的时间和温度相吻合,也与油田水高矿化度带相一致(应凤祥等, 2004)。

我国低丰度气藏在中、新生代地层中均有普遍分布,遭受了较强的成岩作用。据统计,我国 79.8%

低丰度气藏的储层成岩阶段处于晚成岩 A 期,相当于有机质处于成熟到高成熟阶段,对应于大量煤成油和轻质油产生阶段。沉积物沉积后,贯穿整个成岩过程的白云石化、化学压实、淋滤和胶结等成岩作用是控制储层质量的关键因素。对储层物性有利的成岩作用包括长石溶解、碳酸盐矿物溶解及白云岩化作用等;对储层物性不利的成岩作用包括机械压实、化学压溶作用、硅质胶结作用、粘土矿物形成及转化作用、碳酸盐胶结作用等。

海陆交互相对高渗砂体的特征和成因,以苏里格气田为例,富含石英的粗岩相和次生孔隙的发育是苏里格气田相对高渗砂体最主要的特征,造成这种现象的主要原因是由于典型的煤系地层成岩作用造成的。在成岩早期即为酸性—弱酸性成岩环境,缺乏碳酸盐胶结物,使砂岩的抗压实能力弱,强烈机械压实作用而损失的原生孔隙较多(20%~36%),易形成低孔、低渗致密储层。而灰白色(含砾)粗砂岩粒度粗且石英颗粒含量高,细粒的塑性岩屑填隙物少,其抗压实能力较强。并且,在强烈的成岩作用下,含砾粗—中粒石英岩屑砂岩保留较多原生孔隙,有利于孔隙流体的流动和溶蚀物质的及时排出,因此粗岩相的岩石次生孔隙发育。

拗陷盆地相对高渗砂体的形成受次生溶蚀作用控制,东部松辽盆地白垩系储层主要为长石岩屑溶蚀作用及断层裂缝的改造作用,中部的川中地区侏罗系油藏储层主要受浊沸石溶蚀作用程度控制,高产井位于有油源断裂沟通的厚河道砂体中,鄂尔多斯盆地三叠系延长组油田的分布和产能也严格受三角洲前缘水下分流河道砂体及浊沸石溶蚀程度控制,浊沸石强溶蚀区单井平均日产油 20~30t,浊沸石中等溶蚀区单井平均日产油 5~10t,浊沸石弱溶蚀区单井平均日产油 <5t。

3 低丰度大型岩性油气田形成的主控因素和分布规律

低丰度大型岩性油气田分布和富集具有明显的“相控”特征和规律。四类盆地及其三大勘探领域岩性油气成藏和分布均具有“相控”的规律性(邹才能等,2005)。同时,这些盆地或领域中,占储量构成主体部分的高丰度和低丰度大油气田的形成从根本上来说均受有利相带(沉积相和成岩相等)控制。已有研究表明(戴金星等,1992,1997),高丰度大油气田形成的主要控制因素包括主生烃气源灶、高孔渗储集体、晚期成藏、良好的保存条件等,如克拉 2 气田、长垣油田、普光气田、柴东生物气等。低丰度大油气田形成的主要控制因素除了大面积有效的烃源岩前提外,主要是有利的沉积相带、有利的成岩相带、构造条件和广泛分布的“甜点”,如苏里格、安塞、西峰、川中须家河、松辽南部大情子井等大油气田。而这些成藏主控因素均直接或间接受控于有利相带及其相关成藏要素的时空配置。

3.1 陆相(或海陆交互相)大型三角洲平原—前缘主河道砂体、海相高能相带(台缘礁滩、滨岸砂体)是大型岩性油气藏的有利分布区

岩性圈闭/油气藏形成的核心条件是岩性尖灭或突变、物性变化、地层的超覆或剥蚀,这些条件或因素在纵向上和横向上受沉积相、成岩相及其变化的控制,其中沉积相对储集体分布和圈闭/油气藏的形成具有决定性的控制作用(图 6),不仅低丰度大型油气田,而且不同丰度不同规模的油气田的富集和分布均受有利的沉积相带控制(表 7)。有利的沉积相带控制储集体及油气藏规模,陆相(或海陆交互相)大型三角洲平原—前缘主河道砂体、海相高能相带(台缘礁滩、滨岸砂体)是大型岩性油气藏的分布

表 7 典型低丰度大型岩性油气藏主要控制相

Table 7 Major control facies on large typical lithologic reservoirs of low abundance

盆地	油气田(藏)	油气田类型	油气资源丰度	主控相
松辽	长垣外围大型油田	油田	5~22	三角洲前缘相
鄂尔多斯	安塞油田	油田	8.68	曲流河三角洲前缘、 浊沸石溶蚀相
	西峰—姬源油田	油田	10.49	辫状三角洲前缘相
	苏里格气田	气田	0.82	辫状三角洲平原相
	中部奥陶系大气田	气田	0.62	表生淋滤相
四川	川中香溪群气藏	气田	<2	辫状三角洲平原相
柴达木	浅层生物气	气田	9~15	湖泊滩坝相
塔里木	哈得逊东河砂岩油田	油田	12.60	滨岸相

注:油的资源丰度单位为 $10^4\text{t}/\text{km}^2$,气的资源丰度单位为 $10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 。

区。

前已述及,低丰度大型岩性油气田多数分布于坳陷、海陆交互相、前陆斜坡—隆起带、海相滨岸带。统计结果表明,有利于形成岩性油气藏的主要有 8 种沉积亚相:三角洲前缘亚相、三角洲平原亚相、冲积扇扇中亚相、湖泊滩坝亚相、浊积相、台缘鲕滩亚相、台内浅滩相、滨岸亚相(邹才能等,2005)。而不同规模、不同丰度的油气田赋存的相带有所差异。

陆相(或海陆交互相)低渗透油田主要受三角洲相控制,海相大型碎屑岩油田主要受滨岸砂控制。对于气藏来说也同样如此,以鄂尔多斯中部长庆气田为例,有利的沉积相带是大型气田赖以形成的物质基础。奥陶纪马家沟组五段沉积时,盆地中部的乌审旗、靖边、志丹地区发育了盆缘含硬石膏白云岩坪微相带。由于振荡运动导致了沉积微相的多旋回发育,纵向上形成了一套频繁交替的微相韵律和向上变浅的递变序列及层状发育的特征;平面上白云岩坪微相带的展布,由陕北坳陷到中央古隆起,依次呈现出硬石膏泥质白云岩坪、藻泥白云岩坪、含硬石膏白云岩坪这样一个微相演化序列,使盆地中部形成南北长约 200km,东西宽 30~40km 的含硬石膏白云岩坪微相带,为岩溶储层大面积展布奠定了物质基础。

3.2 次生溶蚀相、白云岩化相、风化淋滤相、绿泥石薄膜胶结相和 TSR 相等建设性成岩作用是优质储层及大油气田分布的有利区

有利的成岩作用是低孔低渗背景下相对高孔渗储层形成的关键和前提。次生孔隙发育带的分布与成岩阶段及成岩相有着密切的关系。有利的成岩相带控制储层物性、储量和产能。建设性成岩作用按功能的不同可以分为三类:一类是薄膜胶结阻止后期颗粒次生加大或颗粒间胶结物的形成,如绿泥石薄膜胶结相;二是次生溶蚀作用,如各种胶结物或颗粒

的溶蚀作用、风化淋滤作用、TSR 作用等;三是矿物转换所引起的体积缩小,如白云岩化作用等。这些成岩作用和成岩相是优质储层及大油气田分布的有利区。

陆相碎屑岩储集层中普遍存在的次生孔隙主要发育在成岩阶段的中成岩 A—B 期,是油气主要分布层段。但次生油藏除外,它也可以分布在早成岩期。次生孔隙主要由碳酸盐类、沸石类胶结物及长石等碎屑颗粒和暗色矿物以及火山物质被溶解所致。次生孔隙的形成,除了由有机质产生的有机酸和二氧化碳对岩石组分进行溶解这一机制外,也发现不整合面下的表生淋滤作用和近源砂体断裂带附近由大气淡水溶蚀作用产生的次生孔隙。

次生孔隙类型在远源的三角洲前缘砂体和盐湖盆地的滩坝砂体中,一般以胶结物溶解为主,而近源砂体,特别是富火山碎屑的储集层以及煤系地层中,往往表现为颗粒溶解和部分扩大的粒间孔为主,孔径大、喉道细、渗透率低是这类储层的特点。

次生孔隙主要发育在中成岩 A 期的溶解作用阶段,部分在中成岩 B 期(应凤祥等,2004),因这一阶段有机质处于低成熟—成熟阶段,有机质脱羧产生的有机酸和二氧化碳浓度最高,泥质岩正处于突变压实阶段,也正是伊利石/蒙皂石混层粘土矿物处于两次层间水脱出时期。酸性水与岩石中不稳定组分反应形成次生孔隙,所以我国各油田的主力产层,除次生油藏外,多处于中成岩 A 期的储集层中,而轻质油和气多产于中成岩 A—B 期的储集层中。因此可以根据地温梯度、成岩和粘土矿物的演化阶段,以预测次生孔隙和油气层分布井段。

有利的成岩相带决定优质储层及石油富集分布。研究表明(邹才能等,2005),控制优质储层分布的主要有 4 种有利的成岩相:淋滤相、白云岩化相、

表 8 典型低丰度油气田建设性成岩作用和成岩相

Table 8 Advantageous diagenetic action and diagenetic facies for typical lowabundance oil-gas fields

盆地	油气藏	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	成岩作用	成岩相
鄂尔多斯	延长组油藏	平均 10.71	平均 0.57	浊沸石溶蚀作用	浊沸石溶蚀相带
	苏里格气藏	7~15	平均 10	长石、岩屑、石英以及胶结物的溶蚀	碎屑颗粒和填隙物溶蚀相带
四川	川中侏罗系油藏	多数 3~8	$<0.1\sim 11$	浊沸石溶蚀作用	浊沸石溶蚀相带
	须家河气藏	平均 12.31	平均 2.56	绿泥石胶结、浊沸石溶蚀作用	绿泥石—浊沸石相带
松辽南部	白垩系油藏	7~25	0.1~14.5	长石岩屑溶蚀作用	长石、岩屑溶蚀相带

埋藏溶蚀相、TSR 相(表 8)。鄂尔多斯盆地三叠系延长组油田,浊沸石次生溶孔发育带是油气富集和发育区。川北前陆盆地侏罗系沙溪庙组有油源断裂沟通的厚河道砂体中浊沸石溶蚀相是高产油井的分布区。吉林油田三角洲前缘带是低丰度油田的富集区,在有利的构造背景下(断层、裂缝、鼻凸/斜坡)长石、岩屑溶蚀相是相对高孔渗发育区,也是油气成藏的有力部位(表 8)。各类气田也明显受成岩相分布的控制。鄂尔多斯长庆大气田也明显受成岩相(溶蚀淋滤相)的控制。四川盆地上三叠统绿泥石胶结、溶蚀作用是优质储层发育区。成岩相对优质储层形成的影响关键是绿泥石胶结作用、溶蚀作用,在各区表现不尽相同。储层物性以绿泥石胶结成岩相为最好,平均孔隙度达 8.12%,平均渗透率达 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。次为溶蚀—高岭石胶结成岩相,平均孔隙度 6.94%,平均渗透率 $0.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。硅质胶结成岩相、钙质胶结成岩相和强压实成岩相储层物性较差,孔隙度在 5% 以下,渗透率在 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。因此,当绿泥石胶结物出现时,储层孔隙就发育,原因是纤维状绿泥石孔隙衬垫的形成,有效地防止了胶结物的形成,使粒间孔隙得以保存。溶蚀作用是储层孔隙发育的又一重要原因,但在溶蚀作用发生的同时,一般伴有高岭石的沉淀。胶结物是须家河组砂岩储层中最常见的,且含量较高,一般在 3%~8% 之间,是储层物性普遍较差的主要原因之一,当成岩作用以硅质胶结作用为主,其他成岩作用相对较弱时,储层物性就很差,孔隙度一般小于 5%,仅少数在 5% 以上。总体来说,川中南部、川中—川南过渡带、龙门山山前带北段的中坝—青林口等为最有利的成岩相带。

3.3 古地形(古隆起、斜坡、起伏带、鼻隆等)、断裂(层/褶/坡/陷/块)带、构造反转带、裂缝发育带和地层剥蚀尖灭带是大型油气田形成的有利构造条件和富集地区

低丰度油气田多处于平缓稳定的构造背景中,而优质储层和油气富集部位处于其中构造作用相对较强的区带(焦养泉等,1998)。按应力作用下质点运动的连续与间断性可将构造应力作用的结果分为塑性变形(仅发生形变)和脆性位错(错断移位)两种情况,其中前者对圈闭形成和成藏起控制作用的主要有背斜带、古隆起带、斜坡带、起伏带、鼻隆带等;后者主要有断褶带、断坡带、断陷(块)带、断层反转带、裂缝带和剥蚀带等。构造作用和构造格局对储集体分布、圈闭的形成和油气的运聚成藏有显著的控制

作用。因此,构造作用相对强烈地带,包括上述塑性变形和脆性错断区域,是有利的成藏区带。

有利的构造条件控制沉积、圈闭及油气运移和聚集。构造条件对低丰度大型油气田的形成和分布的控制作用,主要表现在:①平缓稳定的构造背景控制大型沉积体系和储集体的形成和分布;②构造活动形成的断层在活动期可作为输导体系或其组成部分,在静止期起封堵作用作为圈闭的形成条件;③断层及其伴生裂缝可大大改善储集性能尤其对大面积低孔低渗储层的改造意义更为重大;④构造—热活动对成岩流体和能量的控制直接影响成岩作用的类型、演化及其储层发育的结果;⑤构造变形形成的古隆起、鼻凸/斜坡等成为聚油背景或形成圈闭(图 7)。

3.4 低丰度大型岩性油气田的分布和富集普遍受控于构造、沉积和成岩三因素控制的“甜点”

低丰度油气田分布和富集受局部丰度较高的“甜点”因素控制,而“甜点”发育离不开构造条件、沉积相和成岩相等的综合控制。不同类型盆地“甜点”分布和控制因素有所不同。坳陷、断陷、前陆和克拉通四类盆地“甜点”发育既有共性(均受构造、沉积和成岩等条件复合控制),同时又各具特色(表 9)。

坳陷盆地因湖盆面积大,沉积地形平缓,湖水进退影响范围大,生油岩厚度薄、面积大,最有利于形成大面积分布的低丰度油田。主要储油砂体是河道砂和三角洲前缘相砂体。对于松辽盆地,“甜点”发育的有利构造部位或构造条件是断裂裂缝发育带、盆地边缘斜坡、中央隆起两侧和倾没端,坳陷内部低幅构造翼部,有利的沉积相带是三角洲前缘水下分流河道、河口坝、席状砂等。有利的成岩相带为长石和岩屑次生溶蚀作用发育带。鄂尔多斯坳陷盆地“甜点”发育的有利构造条件是 NE 向基底断裂的影响、古凸起和鼻状构造等低幅构造;有利的沉积相带为三角洲平原(上古生界气)和前缘(中生界油)主河道砂体;有利的成岩相带为浊沸石等溶蚀相带(柳益群等,1997)。三者的有机匹配构成“甜点”。

断陷盆地如渤海湾盆地和二连盆地,由于盆地分割性强,以凹陷为相对独立沉积单元;沉降快速,生油岩和砂体叠合厚度大;储油砂体规模小、数量多、类型丰富,围绕凹陷周缘呈环状或带状分布。岩性油气藏、地层及潜山油气藏均较发育,“甜点”及油气成藏和分布主要受构造和沉积条件控制,有利的构造条件是鼻状构造,缓坡(斜坡超覆带及不整合上下)/陡坡(断层下降盘根部),隆起/凸起翼部或倾没

表 9 四类盆地“甜点”及其控制因素

Table 9 “Sweet points” and their controlled factors in four type of basins

盆地类型		“甜点”	控制因素			实例
			构造相	沉积相	成岩相	
坳陷	裂谷后坳陷	三角洲前缘+裂缝+鼻凸/斜坡	断裂裂缝、中央隆起两侧和倾没端,坳陷内部低幅构造翼部	三角洲前缘	长石和岩屑溶蚀相	松辽白垩系
	克拉通后坳陷	浊沸石溶蚀带+断层+裂缝	断裂裂缝、古凸起和鼻状构造	三角洲前缘	浊沸石溶蚀相带	鄂尔多斯上三叠统
	海陆交互相	高能叠置河道+构造+裂缝	断裂带、鼻隆	三角洲平原高能叠置河道、三级层序界面	长石和岩屑溶蚀相	鄂尔多斯上古生界
断陷	弧后裂陷	岩性/物性突变+地层超覆/剥蚀(含潜山)+不整合面	鼻状构造,缓坡(斜坡超覆带及不整合上下)/陡坡(断层下降盘根部)、隆起/凸起翼部或倾没端	扇三角洲、辫状河三角洲、近岸水下扇、湖底扇	物性明显受埋深控制	渤海湾、二连
前陆	坳陷	主砂带+构造背景+裂缝	构造背景(低缓构造)	三角洲平原、前缘	绿泥石胶结相、粒内粒间次生溶蚀作用	四川须家河
	斜坡	低幅构造+岩性/物性/地层尖灭或突变	断层、低幅度构造	三角洲平原和前缘相带	绿泥石胶结相、粒内粒间次生溶蚀作用	四川须家河
克拉通	台缘/滨岸	古隆起围斜+高能相+强溶蚀相	古隆起、同沉积断裂	高能相带(礁、滩、滨岸砂)	白云岩化、次生溶蚀	塔里木奥陶系、石炭系、川东北飞仙关

端。有利的沉积相带为扇三角洲、辫状河三角洲、近岸水下扇、湖底扇。油气的富集和分布受“四带一面”控制,即岩性尖灭带、物性变化带、地层超覆带、地层剥蚀带(潜山)、不整合面。

前陆盆地目前以构造油气藏勘探为主。岩性油气藏发育的有利区带是靠近克拉通一侧的前陆斜坡超覆带。“甜点”发育的有利构造条件为断层、低幅度构造等,有利的沉积相带为三角洲平原和前缘相带,有利的成岩相带是长石、岩屑等次生孔隙发育带。

克拉通海相盆地油气成藏和富集取决于盆地的油气生排量、聚集后的大地构造作用强度和区域封盖层类型。古隆起是最重要的油气聚集背景,良好的区域盖层是海相油气藏得以大量保存的基本条件,断裂、超压与油气聚集关系密切,油气主要沿不整合聚集,中生代地层覆盖区是成藏区,包括未经强烈改造的构造反转区以及区域盖层未受到严重侵蚀与破坏的地区。克拉通海相地层控制油气成藏和富集的“甜点”,主要受构造条件和沉积成岩条件控制,其中次生溶蚀及白云岩化等成岩作用是关键,有利的构造条件是古隆起、断裂等,有利的成岩相为次生溶蚀相、白云岩化相和 TSR 相等。

勘探和研究证实,低丰度岩性油气藏的富集和分布普遍受“甜点”控制,而“甜点”的发育和分布不

同程度地受构造条件、沉积相、成岩相三种因素的综合作用,每种因素的影响因子因盆地类型、演化阶段和油气地质背景的不同而有所差异。“甜点”的发育和分布首先受制于构造、沉积和成岩作用。油气的聚集区带和分布具有“三面控制”(不整合面、断层面和洪泛面)的特征(邹才能等,2004)。油藏的分布具有“五带富集”的规律,即有利的沉积相带、断裂裂缝发育带、次生孔隙发育带、地层尖灭带、流体性质突变带。

除了上述有利的沉积相、成岩相、构造条件等所制约的“甜点”外,良好的封盖保存条件也是至关重要的。

4 结论和认识

根据以上低丰度大型岩性油气田形成条件和分布规律的初步分析,得出如下认识:

(1)从古生代到新生代不同类型盆地低丰度油气田均有分布,高丰度和低丰度油气区都能形成大型油气田,岩性油气田多数表现出低孔、低渗、低丰度和低产的特征。

(2)低丰度大型岩性油气田的形成要具备五个方面的背景条件:大面积高丰度烃源岩、平缓的构造格局、稳定的沉积背景、大规模的沉积体系和建设性

成岩环境。

(3)低丰度大型岩性油气田分布和富集的控制因素有:①陆相(或海陆交互相)大型三角洲平原—前缘主河道砂体、海相高能相带(台缘礁滩、滨岸砂体)是大型岩性油气藏的有利分布区;②次生溶蚀相、白云岩化相、风化淋滤相、绿泥石薄膜胶结相和TSR相等建设性成岩作用是优质储层及大油气田分布的有利区;③背斜(古隆起、斜坡、起伏带、鼻隆等)、断裂(层/褶/坡陷/块)带、构造反转带、裂缝发育带和地层剥蚀尖灭带是大型油气田的有利构造条件和富集地区;④低丰度大型岩性油气田分布和富集普遍受“甜点”控制。

(4)“甜点”是低丰度含油气区油气运移和聚集的有利指向区,“甜点”的发育和分布从根本上来说受控于构造、沉积和成岩三因素,决定于构造相、沉积相和成岩相的优化组合。

(5)低丰度大型岩性油气田的聚集区带具有受不整合面、断层面和洪泛面“三面”控藏的特征,油气分布和富集具有“五带富集”的规律。从根本上来说,储集体的发育、油气成藏、分布和富集等均具有“相控”(主要受沉积相和成岩相控制)的特征,“相控论”集中概况了岩性油气藏的形成和分布规律。

本文对低丰度大型岩性油气田形成条件和分布规律进行了初步分析和探讨,油气成藏机理和分布影响因素复杂,有待进一步深入研究。目前需要深化研究的科学问题主要是深层成岩作用机理研究、成岩相划分定量标准、有利相带工业化预测以及“甜点”与富集模式的建立和预测等。

参考文献

- 查全衡,何文渊. 2003. 试论“低品位”油气资源. 石油勘探与开发, 30(6): 5~7.
- 戴金星,等. 1992. 大中型气田发育的气聚集带特征. 天然气地质研究. 北京:石油工业出版社, 1~7.
- 戴金星,王庭斌,宋岩,等. 1997. 中国大中型天然气田形成条件与分布规律. 北京:地质出版社, 184~237.
- 古莉,于兴河,李胜利,徐安娜,朱怡翔,田昌炳. 2004. 低效气藏地质特点和成因探讨. 石油与天然气地质, 25(5): 577~581.
- 焦养泉,李思田. 1998. 碎屑岩储层物性非均质性的层次结构. 石油与天然气地质, 19(2): 89~92.
- 刘池洋,赵红格,王锋,陈洪. 2005. 鄂尔多斯盆地西缘(部)中生代构造属性. 地质学报, 79(6): 737~747.
- 刘树根,李国蓉,李巨初,等. 2005. 川西前陆盆地流体的跨层流动和天然气爆发式成藏. 地质学报, 79(5): 690~699.
- 柳益群,李文厚,冯乔. 1997. 鄂尔多斯盆地东部上三叠统含油砂岩的古地温及成岩阶段. 地质学报, 71(1): 66~74.
- 田昌炳,于兴河,徐安娜,朱怡翔. 2003. 我国低效气藏的地质特征及其成因特点. 石油实验地质, 25(3): 235~238.
- 田昌炳,罗凯,朱怡翔. 2004. 低效气藏资源特征及高效开发战略思考. 天然气工业, 24(1): 4~6.
- 王金琪. 1993. 超致密砂岩含气问题. 石油与天然气地质, 14(3): 169~179.
- 王金琪. 2000. 中国大型致密砂岩含气区展望. 天然气工业, 20(1): 10~15.
- 薛叔浩,刘雯林,薛良清,等. 2002. 湖盆沉积地质与油气勘探. 北京:地质出版社, 12~54.
- 应凤祥,罗平,何东博. 2004. 中国含油气盆地碎屑岩储集层成岩作用与成岩数值模拟. 北京:石油工业出版社, 224~238.
- 张抗. 2002. 对中国天然气可采资源量的讨论. 天然气工业, 22(6): 6~9.
- 张抗. 2004. 世界巨型天然气田近十年的变化分析. 天然气工业, 24(6): 127~130.
- 张文昭. 1997. 中国陆相大油气田. 北京:石油工业出版社, 10~98.
- 张子枢. 1990. 世界大气田概论. 北京:石油工业出版社, 120~130.
- 赵文智,何登发,宋岩,靳久强. 1999. 中国陆上主要含油气盆地石油地质基本特征. 地质论评, 43(3): 232~240.
- 赵文智,汪泽成,陈孟晋,郑红菊. 2005. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气优质储层形成机理探讨. 地质学报, 79(6): 833~833.
- 周荔,雷一心. 2001. 中国主要陆相含油气盆地油气田规模特征. 中国石油勘探, 6(2): 8~15.
- 邹才能,池英柳,李明,薛叔浩. 2004. 陆相层序地层学分析技术:油气勘探工业化应用指南. 北京:石油工业出版社, 192~199.
- 邹才能,陶士振,薛叔浩. 2005. “相控论”的内涵及其勘探意义. 石油勘探与开发, 32(6): 7~12.
- Khataniar S. 1992. The effect of reservoir heterogeneity on the performance of unstable displacements. Pet. Sci. Eng., 7(3,4): 263~281.
- Sweet M I, Blewden C J, Carter A M, Mills C A. 1996. Modeling heterogeneity in a low permeability gas reservoir using geostatistical techniques, Hyde field, southern North Sea. AAPG Bulletin, 80(11): 1719~1735.

Formation Conditions and Distribution Rules of Large Lithologic Oil-Gas Fields with Low Abundance in China

ZOU Caineng, TAO Shizhen, GU Zhidong

Petrochina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 100083

Abstract

Lithologic oil-gas fields with low abundance in China have enormous resource potential and reserves scale which are widely distributed in Mesozoic—Paleozoic stratum and possess favorable geological background for the formation of oil-gas reservoir. Large lithologic oil-gas fields with low abundance are important future exploration field in China, and their formation conditions and distribution rules are noncommittal. Based on a mass of statistical analysis and geological study, are probed into formation conditions, distribution characteristics, enrichment rules and future exploration fields of large lithologic oil-gas fields. Several geological conditions are pointed out about large lithologic oil-gas fields with low abundance, i. e. hydrocarbon source rock with large area and high abundance, flat structure pattern, steady sedimentary background, large scale sedimentary system and constructive diagenesis environment. In this paper are systematically analyzed the controlling factors of formation and distribution rules of large lithologic oil-gas fields from four aspects. The first is that the main riverway sandbody in large continental deltaic plain-front, the high energy facies belt of marine facies such as reef-flat in platform edge, onshore sandbody are favorable distribution region of large lithologic oil-gas fields; The second is the constructive diagenesis are high quality reservoir and favorable distribution region of large oil-gas fields such as secondary corrosion facies, dolomite lithification facies, weathering leaching facies, chlorite thin film cementation facies and TSR facies; The third is the ancient terrain (ancient uplift, slope, up-and-down belt, uplift of the nose belt), rift/fault/ break-slope belt, tectonic reversal belt, crack belt and stratum denudation pinch belt are favorable structure conditions and enrichment area of large oil-gas fields formation; The fourth is the distributions and enrichment of large lithologic oil-gas fields with low abundance are generally controlled by "Sweet Point" that is controlled by three factors, namely structure, sedimentary and diagenesis. Research result provide theoretic foundation and scientific foundation for the preparative fields and reserves supersedence of oil-gas exploration.

Key words: low abundance; large lithologic oil-gas fields; formation condition; primary control factor; distribution rule; "sweet point"