我国中西部前陆盆地天然气分布规律与有利勘探区带优选

曾宪斌(1,2) 张静华(1) 金 惠(1) 袁素华(1)

(1) 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 (2) 中国地质大学(北京)

本文为"九五"国家科技攻关项目(编号 96 - 110 - 07 - 03)部分科研成果

引 言

我国天然气勘探取得了巨大的成绩[1,2],年探明天然气储量达 2000 $\times10^8m^3$,目前共发现大中型气田(探明地质储量大于 50 $\times10^8m^3$) 68 个。其中,中西部 5 个富气前陆盆地(库车、塔西南、川西、准南缘、柴北缘)天然气资源 6.44 $\times10^{12}m^3$,目前探明大中型气田 18 个,探明天然气储量为 6002 $\times10^8m^3$,资源探明率约为 9.3 %。显然,我国中西部前陆盆地仍将是大中型气田的勘探重点战场之一,研究其天然气分布规律,进而指导天然气勘探具有现实而重要的意义。

大中型气田的成藏模式[3,4]

中西部前陆盆地天然气资源丰富,"九五"期间在前陆盆地中发现了许多大中型气田,研究和解剖这些气田的成藏条件可知,大中型气田总体上可分为图 1 所示的 7 类成藏模式,其中最主要的为:挤压背斜型侏罗系煤型气源次生(凝析)气藏,张性断块、断背斜型侏罗系—三叠系次生气藏,背斜(断鼻)圈闭型三叠系—侏罗系煤型原生气藏,构造-岩性圈闭型三叠系煤型原生和侏罗系次生气藏叠置的复式气藏。

1 挤压背斜型侏罗系煤型气源次生(凝析)气藏

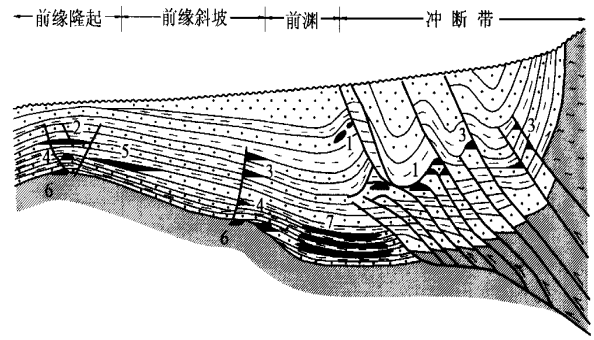
柯克亚气田、呼图壁气藏、克拉 2 气田、大北 1 井气藏、吐孜 1 井、南八仙气藏等大中型气田属此类型。如:克拉 2 井气藏为边水气藏,按流体性质属于干气气藏,气层顶海拔 - 2000m,气柱高度 465.75m。克拉 2 号构造 E—K_2b 天然气组分相似,具相对密度低(0.56 ~ 0.63)、甲烷含量高(94.78 % ~ 97.96 %)的明显干气特征。克拉 2 井气源主要来自深部侏罗系—三叠系的煤系和泥岩。白垩系 K_2b 储集层岩性主要为粉、细砂岩,砂岩总厚 259.2m,占该组段总厚度的 65.37 %。

2 张性断块、断背斜型侏罗系—三叠系次生气藏

该类气藏主要发育于库车坳陷轮台凸起,包括牙哈气田、英买 7 气田、雅克拉气田、羊塔克气田、玉东 2 气藏等大中型气田。如牙哈气田位于轮台断隆中段北侧的牙哈断裂背斜带,牙哈 2 号、3 号构造下第三系为一完整的背斜构造(由张扭性断层控制的断背斜),油气源主要来自库车坳陷的侏罗系—三叠系气源层,油气沿不整合面、砂岩输导层和断层向南运移,形成牙哈中小气田群。储集层为下第三系底砂岩和白垩系粉、细砂岩,主力产层是上第三系底部和下第三系底部的两套中孔、中渗砂岩(以中、细砂岩为主),其上各有一套膏泥岩作盖层。上第三系主要为层状边水凝析气藏,下第三系—白垩系顶部为块状底水油气藏,砂岩为连续的巨厚层砂岩,没有明显的隔层,盖层为下第三系泥岩、膏泥岩。

3 背斜(断鼻)圈闭型三叠系—侏罗系煤型原生气藏

该类气藏发育于前陆盆地深部,常见于三叠系、侏罗系内部构造发育带,目前发现的有依南2井气藏、



1—挤压背斜型侏罗系煤型气源次生(凝析)气藏; 2—张性断块、断背斜型侏罗系—三叠系次生气藏; 3—背斜(断鼻)圈闭型三叠系—侏罗系煤型气源原生气藏;4—构造-岩性圈闭型三叠系煤型气源原生和侏罗系次生气藏叠置的复式气藏;5—斜坡超覆岩性尖灭型气藏; 6—地层不整合风化壳气藏; 7—深盆气

图 1 中国中西部前陆盆地大中型气田的成藏模式图

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

八角场气藏、中坝气田等。依南 2 构造为发育于依奇克里克断裂下盘的一个大型断鼻,向南倾伏,走向近东西向,圈闭面积为 117 ×$10^4$$m^2$,幅度为 1900m。依南 2 井气源岩为三叠系—侏罗系煤系烃源岩,发育 3 套储集层(侏罗系阳霞组、阿合组及三叠系俄霍布拉克群),岩性以中、粗粒岩屑砂岩为主,储集层物性较差。

4　构造-岩性圈闭型三叠系煤型原生和侏罗系次生气藏叠置的复式气藏

该类气藏主要发育于川西北地区,包括白马庙气田、平落坝气田、新场气田等。川西白马庙地区是被大兴西断层和熊坡断层夹持的三角区,为大型鼻状隆起,以三叠系须二段顶海拔 - 3700m 计算,隆起范围面积约为 978.7km^2。在隆起范围内,有白马庙、固驿镇、松华镇、蒲江北 4 个局部构造。白马庙须二段顶构造闭合面积为 21.75km^2,闭合度 100m,位于构造高点的白马 2 井钻探须二段 (完钻井深 4238m),在须二段发现裂缝-孔隙性砂岩气藏,气水界面在井深 4029m 处(海拔 - 3538.38m),含气层段厚度为 174m,有效厚度为 27.6m,平均孔隙度为 5.19 %,平均含气饱和度为 50.24 %,平均渗透率为 1.12 ×10^{-3}μm^2,储量丰度为 2.20 ×$10^8$$m^3$/ km^2。综合分析认为,白马庙须二段、须三段气藏为受大型鼻状隆起控制的构造-岩性复合型气藏,在浅层还发现侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、沙溪庙组次生岩性气藏。

各二级构造带大中型气田发育类型及分布特点

我国前陆盆地具窄小、带状、埋深大等特点,发育规模一般不大。在盆地不同的二级构造带(冲断带、前渊、前缘隆起等),大中型气田的发育特点不同。

1　冲断带气藏发育特点

中西部前陆盆地的冲断带非常发育,如库车山前克依构造带、准南缘三排构造带和柴北缘的冷湖—南八仙构造带、鄂博梁构造带等。冲断带变形强烈且复杂,常表现为多个与断层和褶皱相关的成排圈闭带;三叠系—侏罗系煤系烃源岩为主力气源,生气强度可达 200 ×$10^8$$m^3$/ km^2;燕山期—喜马拉雅期的构造运动常是该类构造带气藏的主力成藏期;储集层多为高孔高渗的砂岩储集层,而较厚的膏泥岩盖层发育有利于气藏最终保存。冲断带发育的大中型气田主要为图 1 成藏模式里的 1,3,4 类气藏,平面分布呈带状,常与断层关系密切,剖面分布与较厚的膏泥岩盖层分布及相关保存条件关系密切。

2　前渊—前缘斜坡带气藏发育特点

中西部前陆盆地前渊构造带的规模较小,较典型的前陆前渊带有塔西南麦盖提斜坡、库车拜城凹陷—秋立塔克背斜带、川西北梓潼斜坡、川西南龙泉山—平落坝地区等。前陆前渊带位于前陆盆地的生气中心,前缘斜坡上常发育岩性尖灭带(如川西北梓潼斜坡地区的须家河组 1～3 段岩性尖灭带),同时印支期古隆起的发育有利于天然气的聚集和晚期重新分配成藏。前陆前渊带主要发育图 1 成藏模式里的 4,5,7 类气藏,平面分布与岩性尖灭线和印支期古隆起背景上的断裂分布有关,纵向分布与岩性变化带形成的圈闭分布有关。

3　前缘隆起构造带气藏发育特点

中西部前陆盆地的前缘隆起构造带之下具古隆起背景,如塔北隆起构造带。常见新地层不整合覆盖于老地层上,而且浅部、深部地层的断裂体系可能不一样(新地层以正断层为主,老地层的断裂较复杂),存在断块、断背斜、地层、孔洞发育的岩性等圈闭类型。前缘隆起构造带发育的大中型气田主要为图 1 成藏模式里的 2,6 类气藏,平面分布呈带状,常与断层关系密切,剖面分布与不整合面、较厚的膏泥岩盖层分布关系密切。

大中型气田富集成藏及分布规律

我国中西部前陆盆地大中型气田的富集成藏及分布,在剖面上主要受圈闭展布特点控制。靠近冲断带一侧或冲断带内主要是背斜油气藏,靠近前缘隆起一侧以地层油气藏为主,同时具断裂沟通烃源的断块、断鼻构造发育浅层气。从平面上看,围绕生气中心,受生气中心的控制,主要分布于冲断层一侧或断裂体系发育的浅层,天然气的运移以沿垂向断裂体系短距离运移为主。

前陆盆地三大组成部分(冲断带、前渊、前缘隆起)的大中型气田分布的主控因素不同,因而具有不同的富集成藏规律。

1,前陆盆地大中型气田多分布于冲断带逆冲断裂下盘的大型构造圈闭群。冲断带的大型断裂体系沟通了三叠系—侏罗系烃源,有利于油气的运移;具有巨厚区域性盖层的下盘圈闭受断裂的破坏较小,有利于天然气藏的保存。目前发现的高丰度大气田——克拉 2 井气藏,就具有这种成藏特点。

2,前陆盆地浅层气田分布于前渊具印支末期古隆起背景的浅层,天然气富集成藏受燕山期—喜马拉雅

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

期形成的构造断裂体系发育程度及浅层储集层岩性分布的控制。川西发现的侏罗系大面积浅层气田具有这种特点,浅层气主要分布在龙门山前燕山期 3 个古隆起上方和龙泉山断裂带,天然气的富集受古河道、断裂、古隆起 3 种地质因素的控制。

3,前缘隆起上的断块、断鼻构造圈闭群是前陆盆地大中型气田分布的有利区带之一。前缘隆起是我国前陆盆地的重要构造单元,所处构造位置决定了其不仅发育构造圈闭,而且在前缘隆起与前陆凹陷间的斜坡地带还发育地层超覆岩性圈闭群。由于长期隆起,隆起上的断块、断鼻圈闭一直是凹陷内烃源的有利运移指向区和天然气富集区。例如塔里木盆地的牙哈、英买 7 号、羊塔克、红旗、提尔根等白垩系—第三系凝析气田的形成,均与库车前陆盆地的早期前缘隆起张性构造带有关。

中西部前陆盆地大中型气田勘探区带优选

中西部前陆盆地逐渐成为大中型气田勘探的主战场。库车坳陷和川西北地区、柴北缘等区带天然气资源丰富,大中型气田成藏规律研究程度较高,是寻找高丰度大中型气田的最现实地区,塔西南、准南缘、鄂西缘是勘探大中型气田的战略接替领域。

本文依据如下原则优选有利勘探区带:①天然气资源丰富,气田的成藏主控因素较明确,分布规律清楚;②主力勘探层系比较清楚,可供勘探的目标较具体;③已证实或发现具有形成大中型气田的条件,而不是已探明区的滚动勘探区带;④经济评价认为该区具有勘探开发经济价值。

根据以上原则,从中西部富气前陆盆地的各有利勘探区带中优选出以下 5 个富气区带,作为中西部前陆盆地下步天然气勘探的重点区带:①塔里木库车前陆冲断带的克依构造带逆冲断裂下盘的膏盐层下部大型构造圈闭群;②柴达木盆地北缘冲断带冷湖—南八仙构造带;③川西北前陆凹陷前渊区带的盐井沟—苏马头—龙泉山侏罗系浅层气;④川西前缘斜坡带的梓潼斜坡上三叠统须家河组岩性尖灭区带;⑤准南缘第二、第三排构造带的第三系、白垩系气藏。

结 论

1,中西部前陆盆地天然气资源丰富,库车等 5 个主要富气盆地的资源探明率只有 9.3%,天然气勘探潜力较大。

2,中西部前陆盆地大中型气田具有 7 种成藏模式,冲断挤压构造作用是气田分布的重要控制因素。

3,前陆盆地冲断带下盘大型构造圈闭群、前渊斜坡岩性尖灭区带与浅层次生气藏、前缘隆起上的断块圈闭群等是前陆盆地有利的天然气富集区带。

4,本文提出了大中型气田有利勘探区带的优选原则,并优选出 5 个天然气富集区带,期望有益于中西部前陆盆地大中型气田的勘探部署。

参 考 文 献

1 戴金星等. 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,1997.
2 钱凯等. 中国天然气资源. 北京:石油工业出版社,1999.
3 梁狄刚,贾承造. 塔里木盆地天然气勘探成果与前景预测. 天然气工业,1999,19(2).
4 何登发,吕修祥等. 前陆盆地分析. 北京:石油工业出版社,1996.

第一作者简介 曾宪斌,男,29 岁,中国地质大学能源系在读博士研究生,从事天然气分布规律和勘探部署综合研究。地址:河北省廊坊市万庄 44 号信箱,天然气研究所,邮政编码 065007。

收稿日期 2000-02-28

(编辑、绘图 梁大新)

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

石油勘探与开发·中文摘要

第 28 卷 第 1 期 出版日期 2001 年 2 月 23 日

·专家论坛·

TE122.1 **20010101**

中国陆上剩余油气资源潜力及其分布和勘探对策[刊]/赵文智,窦立荣 //石油勘探与开发.-2001,28(1).-1～5

我国陆上油气资源十分丰富,经过半个世纪的勘探取得了举世瞩目的成就。但总体上看,资源探明程度还不高,油、气探明率分别为 26.9%和 5.4%,未探明的资源量还很大。石油剩余资源的 42.4%分布在东部的裂谷盆地,46%分布在西部的叠合盆地;天然气剩余资源的 37%分布在中部的四川盆地和鄂尔多斯盆地,28.1%分布在西部的塔里木盆地。剩余油气资源虽丰富,但质量偏差,勘探难度大,勘探成本高。21 世纪前十年的油气勘探将面临诸多严峻挑战。为确保石油天然气工业的持续发展,不仅要开展基础理论研究,还必须建立、健全风险勘探机制和经济评价决策系统,进一步发展先进适用的勘探技术,开辟新的勘探领域,发现更多的商业储量,确保我国油气产量稳中有升。表 4 参 9(窦立荣摘)

主题词 陆地 油气资源 剩余储量 分布 勘探 策略

TE34 **20010102**

对 21 世纪大庆油田开发前沿技术发展的初步思考[刊]/巢华庆 //石油勘探与开发.-2001,28(1).-6～8

21 世纪大庆油田开发面临的新挑战具体反映为:①已累计采出石油可采储量的 70.32%,储采失衡日趋严重;②开发难度急剧增大,总体经济效益逐步变差;③重组改制要求更高,市场竞争更加激烈。今后大庆油田开发工作从以原油产量为中心转移到以经济效益为中心,从以持续稳产为总目标转移到以可持续发展为总目标,要大力加快两个层次的前沿性科技发展。第一层次为近期前沿技术,以提高探明储量动用程度和采出程度为重点,包括 3 套核心技术:①高含水后期提高水驱采收率配套技术;②聚合物驱综合调整和三元复合驱配套技术;③大庆外围“三低”(低渗透率储集层、低储量丰度和低单井产能)油藏有效开发配套技术。第二层次主要着眼于 21 世纪油田长远发展需要,重点在 3 个方向积极进行新的探索和研究:①三次采油后的泡沫驱、微生物驱和其它接替新技术;②有效开发深部致密层天然气藏、复杂断块致密油气藏新增探明储量的相关技术;③国内外油田开发市场需要的相关技术。今后要以改善大庆油田开发总体经济效益为中心,大力发展、应用高水平油气开发技术,不断深化重组改制和现代企业管理,努力在 21 世纪实现油田可持续发展。图 2 参 2(王孝陵摘)

主题词 大庆油田 高含水期 开发阶段 油气开采 经济效益 提高采收率 技术 发展战略

·石油地质研究·

TE122.1 **20010103**

中国煤层气资源潜力及其勘探方向[刊]/刘洪林,王红岩... //石油勘探与开发.-2001,28(1).-9～11

煤层气是赋存于煤层中的一种非常规天然气资源,我国煤炭资源丰富,煤层气资源也十分丰富。通过对煤层的吨煤含气量、含气饱和度、含气质量(甲烷浓度)、含气强度(资源丰度)这 4 项含气性参数的研究,查明了我国华北、华南、西北和东北聚气大区煤层的含气性差异及控制因素;并依据新的评价原则,分三个级别(评价区块、聚气带和聚气大区)对我国煤层气资源量进行了新一轮评价,预测深度浅于 2000m 的煤层气总资源量为 $22.5\times10^{12}m^3$,深度浅于 1500m 而且含气量大于 $8m^3/t$ 的有效勘探资源量为 $7.29\times10^{12}m^3$,占总资源量的 32.4%。沁水盆地、鄂尔多斯盆地、六盘水盆地内许多评价区块具有煤层含气量高、含气饱和度高、资源丰度大、含气质量高等有利条件,是我国煤层气勘探的重点目标区。图 1 表 1 参 3(刘洪林摘)

主题词 煤层 甲烷 资源量计算 资源量 分布 勘探 方向

TE122.1 **20010104**

我国中西部前陆盆地天然气分布规律与有利勘探区带优选[刊]/曾宪斌,张静华... //石油勘探与开发.-2001,28(1).-12～14

我国中西部前陆盆地天然气资源丰富,5 个主要富气盆地的资源探明率只有 9.3%,天然气勘探潜力较大。中西部前陆盆地大中型气田有 7 种富集成藏模式,其中冲断挤压作用是天然气分布的重要控制因素。研究分析了前陆盆地各二级构造带大中型气田类型及分布特点,认为冲断带下盘大型构造圈闭群、前渊斜坡岩性尖灭区带与浅层次生气藏、前缘隆起上的断块圈闭群等是前陆盆地有利的天然气富集区带。依据对前陆盆地地质规律深入研究的结果,结合目前天然气勘探实际,提出了大中型气田富集区带的优选原则,并优选了中西部前陆盆地 5 个天然气富集区带:塔里木盆地库车前陆冲断带中的克依构造带逆冲断裂下盘的膏盐层下部大型构造圈闭群,柴达木盆地北缘冲断带的冷湖—南八仙构造带,四川盆地川西北前陆凹陷前渊区带的盐井沟—苏马头—龙泉山侏罗系浅层气,川西前缘斜坡带的梓潼斜坡上三叠统须家河组岩性尖灭区带,准噶尔盆地南缘第二排、第三排构造带的第三系、白垩系气藏。图 1 参 4(曾宪斌摘)

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

主题词 前陆盆地 天然气资源 大型 中型 气田 分布 气藏形成 模式 勘探区 选择

TE16 **20010105**

渤海湾盆地与苏北盆地勘探潜力对比研究[刊]/钱基,韩征 //石油勘探与开发.-2001,28(1).-15～18

渤海湾盆地和苏北盆地虽然在成盆、成烃条件方面有较大差异,但两个盆地有着相似的油气发现规律和发现过程。对比两个盆地的储量增长特征、资源探明程度和探明速度、油田规模分布以及所处勘探阶段后认为:渤海湾盆地油田规模分布服从对数正态分布,大、中型油田占油田总数的64%,储量增长已越过正弦曲线的峰值期,总体仍处在发现高峰晚期阶段,预计在2000年之后将出现新的储量增长高峰,预测勘探潜力主要在陆上的深层和诸多新类型油气藏以及广阔的海上勘探领域。苏北盆地油田规模不完全服从对数正态分布但正向其逼近,以小型和特小型油田为主,新增探明储量呈高基值低起伏式增长,目前正处在储量发现高峰早期阶段,约在"十五"期末可能达到储量增长峰值期,预测长远的勘探潜力主要在斜坡、深层、东部天然气和广阔的海域。只要研究、技术、资金等投入到位,预测渤海湾盆地和苏北盆地"十五"期间的油气勘探开发发展速度基本与"九五"期间相当。图6参4(王孝陵摘)

主题词 渤海湾盆地 苏北盆地 油气资源 规模 勘探成果 对比 研究 剩余储量 勘探 发展趋势

TE1 **20010106**

酒西盆地油气形成与勘探方向新认识(一)——基本石油地质条件及生油潜力[刊]/陈建平,陈建军... //石油勘探与开发.-2001,28(1).-19～22

酒西盆地已有半个多世纪的勘探历程,发现了6个油田,探明石油储量约1×10^8t。但是对该盆地石油地质特征的认识仍然不高。通过对酒西盆地最新地震资料的解释发现,青西坳陷不是以往认为的整体坳陷,内部可划分为3个次一级构造单元,两凹(青南凹陷和红南凹陷)夹一凸(青西低凸起)是其基本构造特征。青西坳陷下白垩统烃源岩主要形成于半深湖—深湖沉积环境下发育的湖侵体系域,虽然分布面积不大,但厚度很大(在青南凹陷和红南凹陷均超过2500m),主要烃源岩赤金堡组和下沟组及中沟组是很好的烃源岩,有机质丰度高,平均有机碳含量为1%～2%,平均热解生油潜量达6～8mg/g,氯仿沥青"A"和总烃的含量分别为1.5‰和0.9‰,有机质类型以Ⅱ型和Ⅰ型为主,显微组分组成中富氢显微组分含量高,具有高的成烃潜力。青西低凸起西北侧的红南凹陷是生油凹陷,构造位置十分有利,青西坳陷中部应是酒西盆地深入勘探的主要目标区。图4表3(王孝陵摘)

主题词 酒西盆地 构造特征 早白垩世 生油坳陷 湖泊沉积 有机质丰度 有机质类型 勘探 方向

TE112.3 **20010107**

潮水盆地金昌坳陷油气成藏条件分析与含油气远景评价[刊]/门相勇,赵文智... //石油勘探与开发.-2001,28(1).-23～26

通过重点解剖潮水盆地金昌坳陷青土井浅油藏,结合区域研究,对其油气成藏条件进行了系统分析。青土井浅油藏得以保存的主要原因是背斜控制、断层遮挡和岩性封闭,油藏规模小则是由于后期破坏严重、储集层物性较差、圈闭与油源条件配置不佳。金昌坳陷生储盖条件有由边缘向沉积中心由差变好的趋势,具备较好的圈闭条件,油气侧向运移距离短,有效烃源岩分布范围基本上控制了油气的平面分布。建议下步勘探要围绕生油中心,以早期构造(如金川构造等)作为钻探目标。潮水盆地勘探应主要立足于寻找中小型侏罗系油气藏。图5表1参2(门相勇摘)

主题词 潮水盆地 侏罗纪 地层 生储盖组合 油气藏形成 油气远景 评价

TE112.3 **20010108**

北塘凹陷第三系油气藏形成条件与油气分布[刊]/邓荣敬,柴公权... //石油勘探与开发.2001,28(1).-27～29

从构造演化、油源、圈闭、砂体展布与储集层条件、成藏关键时刻的配套、异常地层压力等方面,阐述黄骅坳陷北塘凹陷地质特征及其形成油气藏的基本地质条件,认为该区主要存在3种含油组合:以塘沽、新村、炮台等构造为代表的自生自储型含油组合,以新港构造为代表的古生新储型含油组合,新港南—海河断层下降盘中浅层含油组合。该区油气分布规律是:油层纵向分布受储盖组合与构造活动共同控制;油气平面分布受烃源岩控制,生油凹陷区油气富集程度较高;古构造倾没部位油气富集程度较高;海河、塘北等大断层控制构造形成与发育,控制油气富集与高产;北西向断层控制局部构造圈闭的形成和发育,对北西轴向的油气藏平面分布具有重要的控制作用。图4参3(邓荣敬摘)

主题词 黄骅坳陷 北塘凹陷 第三纪 地层 含油气层系 油气藏形成 条件 油气分布

TE112.12 **20010109**

断层涂抹层分布规律的物理模拟实验研究[刊]/吕延防,张发强... //石油勘探与开发.-2001,28(1).-30～32

根据库仑-摩尔黏性或非黏性摩擦材料的塑性变形和破坏理论,制作了剪切模拟实验装置,以黏土、砂、水泥等作为不同厚度、不同成岩程度的砂泥岩地层的替代物,进行了大量断层涂抹层形成的剪切断裂实验。根据对实验结果的观测分析,认为处于泥岩成岩作用早期阶段的生长断层易形成断层涂抹层,非生长断层一般不形成涂抹层;断层的初期活动对形成涂抹层起积极作用,再次活动对涂抹层起破坏作用;断层涂抹层的分布长度与断移泥岩层的厚度、泥岩含水量、一定范围内的断距呈正比关系,涂抹层的厚度与断移泥岩层的厚度、泥岩含水量呈正比关系,与断距呈反比关系。这一物理模拟实验研究为揭示断层涂抹层的地下发育规律、定量研究断层对油气的封闭性提供了依

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

and endeavoring to realize oil field sustainable development in the 21st century. **Subject heading:** Daqing oil field, High water cat stage, Development phase, Oil and gas production, Economic benefit, Enhanced oil recovery, Technique, Developing strategy

Coal bed methane resource and its exploration direction in China. LIU Hong-lin; et al. (Wanzhuang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Hebei 065007, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 9-11. Coal bed methane is an unconventional natural gas trapped in coal bed. Our country has rich coal and rich coal bed methane. In this paper, the author found out the difference in gas content and its controlling factor through four parameters, such as gas content per ton of coal, gas saturation, gas concentration and gas abundance. New calculation of resource shows that in China coal bed methane shallower than 2000m is about $22.5\times10^{12}m^3$, and the available resource of coal bed methane shallower than 1500m is about $7.29\times10^{12}m^3$, accounting for 32.4% of the total resources of this kind. In the Qinshui basin, Ordos basin and Liupanshui basin, there are many favorable sections for coal bed methane exploration because of high gas content, high saturation, high gas quality and high abundance. They are the most potential areas for coal bed methane exploration. **Subject heading:** Coal bed, Methane, Resource calculation, Resource extent, Distribution, Exploration, Direction

The distribution rule of natural gas and the screening of profitable exploration areas in foreland basins of Central and West China. ZENG Xian-bin; et al. (Wanzhuang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Hebei 065007, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 12-14. The natural gas resource is rich in Central and West China. The ratio of proved reserves is only 9.3% in the five gas rich basins there the natural gas exploratin potential is large. There are seven models of major gas fields in the foreland basins. Distribution of gas rich areas is mainly controlled by the fault-fold or rupture. After studying the type of development and distribution characteristics of large-medium-sized gas fields of each second-order structure in the foreland basins, the authors hold that the large-scale structural traps in the lower block of thrust belt, the lithological fringe in the foreland slope area and shallow secondary gas pools as well as the fault block traps in the frontal uplifts of foreland basins etc. are favourable enrichment zones of natural gas in this kind of basin. On the basis of detail geologic research for the foreland basin and the present situation for natural gas exploration, the authors draw out the useful ways to select profitable exploration areas, and select five profitable gas rich areas in the foreland basins of Central and West China. They are large-scale structural traps underneath the salt bed in the lower wall of over-thrust fault in Keyi structural zone of Kuqa foreland thrust belt in Terim basin, Lenghu4/Nanbaxian structural zone in the thrust belt on the northern fringe of the Qaidum basin, Jurrasic Yanjinggou-Sumatou-Longquanshan shallow gas beds of foreland sag in northwestern Sichuan basin, lithological fringe zone in Upper Triassic Xujiahe Formation on Zitong slope of Chuanxi front slope belt and Tertiary and Cretaceous gas reservoirs of second and third structures in the southern fringe of Jungar basin. **Subject heading:** Foreland basin, Natural gas resource, Large scale, Medium type, Gas field, Distribution, Gas reservoir formation, Mode, Exploration region, Selection

A comparison study on the exploration potential between Bohai Bay basin and Subei basin. QIAN Ji; et al. (Research Institute of Petroleum Exploration and Production, Sinopec, Beijing 100083, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 15-18. Although big differences exist in basin formation and hydrocarbon formation, there are still similar discovery rule and process between Bohai Bay basin and Subei basin. The cognizance achieved through the comparison studies on reserve increase, accumulate reserve to resource ratio, reserve proveness velocity, the distribution of oilfield size and the exploration stage between the two basins indicates that for the Bohai Bay basin, the distribution of oilfield size accords with lognormal distribution, large and medium oilfields account for 64% of total oilfields number, reserve increase has passed the peak of sine curve and still in later high peak period, the new peak is predicted after the year 2000, the potential will be in deep prospects, various new type of reservoir onshore and wide exploration domain offshore. For the Subei basin, the distribution of oilfield size does not accord with a complete lognormal distribution. Most oilfields are small in size, the reserve increases rapidly and waves gently, its petroleum exploration is in early high

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net