

卷七

低渗透油气田 研究与实践

杨 华 张明禄 姜好仁 主编

石油工业出版社

低渗透油气田研究与实践

(卷七)

杨 华 张明禄 姜好仁 主编

江苏工业学院图书馆
藏书章

石油工业出版社

内 容 提 要

本书为《低渗透油气田研究与实践》系列丛书之第七卷,汇集了2003年至2004年国内在低渗透油气田勘探、开发及工艺技术等方面的最新研究成果和最新实践,对今后的低渗透油气田勘探开发工作具有重要的借鉴意义,可供有关技术人员和大专院校师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透油气田研究与实践. 卷七 / 杨华等主编.
北京:石油工业出版社,2007.9
ISBN 978-7-5021-6239-9

I. 低…

II. 杨…

III. ①低渗透油层-油气勘探-研究

②低渗透油层-油田开发-研究

IV. TE348

中国版本图书馆CIP数据核字(2007)第134170号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:河北天普润印刷厂

2007年9月第1版 2007年9月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:25

字数:635千字 印数:1—500册

定价:85.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

目 录

鄂尔多斯盆地西部奥陶系白云岩储集体天然气勘探潜力分析

..... 杨 华 付锁堂 马振芳 包洪平 (1)

我国低渗透油田开发当前新进展 李道品 张连春 (9)

利用指数式和二项式确定气井绝对无阻流量差异研究..... 陈元千 阎为格 (20)

鄂尔多斯盆地榆林大型气田石英砂岩储层特征及成因

..... 付金华 王怀厂 魏新善 秦伯平 (27)

鄂尔多斯盆地中生界石油二次运移动力条件分析

..... 席胜利 刘新社 黄道军 王 欣 张 清 (32)

鄂尔多斯盆地近年来油气勘探主要地质认识..... 罗安湘 慕敬魁 刘建平 杨时雨 (40)

鄂尔多斯盆地中部延长组油气圈闭成因探讨..... 杜金良 杨亚娟 凌升阶 (47)

准噶尔盆地断裂对油气分布的控制作用分析..... 李振宏 贾建恒 (53)

确定单井边际产量的一种方法..... 慕国权 郭玉宏 李秋霞 冉玉霞 (57)

宁陕古河中段地区低阻油层识别的意义和标准讨论

..... 张明山 杨玉征 张凤奎 刘朝东 (62)

采油井投产设计时应注意的几个问题..... 牛彩云 柴小军 (68)

泌阳凹陷安棚油田深层系储层岩石学特征..... 康义达 李晓琳 (71)

鄂尔多斯盆地上古生界古压力分布特征及其压力降低原因浅析

..... 王飞雁 魏新善 王怀厂 李雪梅 (75)

鄂尔多斯盆地奥陶系古岩溶类型及分布..... 李振宏 郑聪斌 李林涛 (82)

核磁共振技术评价低渗透难动用储量试验研究..... 徐 萍 (90)

靖边气田中生界油水层定性判别方法..... 王 力 郑光辉 周雯鸽 侯雨庭 (93)

低渗透砂岩油藏开发中的几个问题..... 陈 忠 杨其彬 高保国 鞠玉芹 邵立民 (97)

气井当前地层压力及无阻流量确定的简单方法 .. 郝玉鸿 贾 蕊 赵正社 李宝国 (101)

低渗透油藏井间压力预测研究 段新明 路士华 牛乐琴 苏玉亮 尤启东 (106)

鄂尔多斯盆地陇东地区延长组主要油层组沉积特征分析 毛明陆 (112)

姬塬地区延安组及延长组上部储层特征及成藏条件分析

..... 刘建平 杨 峰 刘亚林 张东阳 (119)

特低渗透砂岩油层速敏特性实验研究 高 波 康毅力 何 健 (127)

上覆压力对低渗储层速敏的影响 林光荣 邵创国 焦创云 徐振峰 (131)

鄂尔多斯盆地中生界石油成藏规律再析 张明山 张凤奎 刘朝东 (134)

鄂尔多斯盆地东部石千峰组浅层气形成机制及勘探方向

..... 张 清 孙六一 黄道军 姬 红 (140)

鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 高阻泥岩展布特征及其与油气富集关系探讨

..... 刘联群 凌升阶 杨亚娟 李元昊 杨 峰 (145)

压裂充填井产能预测的分析方法 焦国盈 裴革汀 林永茂 (149)

中国鄂尔多斯盆地苏里格气田南区气藏描述联合研究	秦志保	邓怀裙	(153)
根据气井渗流的惯性阻力研究合理产量	郝玉鸿	周焕顺	(158)
油藏模拟中基于特尔斐法的历史拟合评价	李炼民		(163)
一种适用于特高含水期的堵水调剖剂	史红芳	李西林	胡 博
邢立梅	袁小平	马 涛	(167)
吉试 1 井数值模拟及结果分析	李延祥	马财林	李 燕
权海奇	李 宁	张玉玲	陈 静
冯 丽			(173)
水力压裂中裂缝及近缝地层温度计算模型的改进与应用 ...	焦国盈	赵立强	刘平礼
面向中间基原油开采的生物菌种的开发与应用	付亚荣	梁连兴	武乃生
龙跃明	刘建华		(184)
矿物组合聚类分析法在砂体预测中的应用	杨亚娟	凌升阶	杨 颢
			(189)
欠平衡钻井技术的发展及其在长庆油田的应用与展望	卢 力		(193)
低渗透油藏 CO ₂ 吞吐参数研究与应用	钱卫明	程诗胜	葛永涛
			(197)
裂缝性油藏降滤失压裂技术	杨 彪	李淑萍	于 永
			(205)
弹性二相法在苏里格气田的应用	陈元千	叶继根	(210)
几种分层注水工艺在长庆油田的应用	柴小军	阎改萍	牛彩云
巨亚锋			(218)
线性胶压裂液体体系适应性探讨及现场试验效果分析	王小朵	赵 文	李建山
管保山			(225)
压裂前的地层测试方法和应用	张继凤	叶仲斌	杨建军
			(230)
碳酸盐岩储层酸压新技术——固体酸酸压技术	刘 欣	赵立强	尚 华
			(237)
西峰油田压裂工艺技术研究及试验	刘汉斌	慕立俊	陆红军
管保山			(241)
低渗透高粘度稀油油藏蒸汽吞吐开采试验	刘誉松	哈 斯	(247)
苏里格气田更换生产管柱试验研究	张书平	白晓弘	付钢旦
徐 勇	韩 东		(251)
成像测井技术在长庆气田勘探中的应用	侯雨庭	石玉江	李高仁
郭清娅			(258)
复电阻率测井在油田生产中的应用	伍伟杰	刘立贵	郑元文
张 辉	房 倩		(266)
Arps 递减规律在低渗透气藏中的应用	郝玉鸿	文开丰	强小龙
杜孝华			(272)
有效稳定粘土改善压裂效果	刘圣战	孙国奇	吴亚红
张国英	孙 敏		(278)
高含水油田微生物深部调剖先导技术研究	张 磊	吕振山	邱胜杰
董宪红			(281)
自生伊利石 K-Ar 测年技术在鄂尔多斯盆地油气成藏时期研究中的初步应用	黄道军	刘新社	张 清
白海峰	李俊平	周黎霞	(289)
安塞特低渗透油田开发中后期稳产技术	吴志宇	戴亚权	靳文奇
李宇征	陈永平		(293)
陈堡油田污水回注的配伍性分析	李升芳	李汉周	徐卫华
			(302)
靖安油田长 6 油层压裂改造工艺技术应用效果	柴瑞林	黄建宁	杨国峰
			(306)
四川天然气井水平井段拖动连续油管恰时泵注酸化工艺技术特色解析	吴月先		(313)
布海低渗透砂岩气田开采特征	陈国利	洪 玲	阮宝涛
苏爱武	王金辉	刘家君	(317)
水力泵排液新技术应用效果分析	柴瑞林	赵永春	(322)
苏里格、乌审旗气田对外合作井压裂技术分析	李宪文	陈宝春	(325)

两种不同类型砂岩油藏改善开发效果研究	张会勇	吴旭泉	彭永灿	孔垂显	(329)
靖边气田排水采气工艺技术试验及效果分析	张书平	吴革生	白晓弘	韩 东	王效明 (333)
大庆长垣西部低渗透储层裂缝、地应力分布特征	王秀娟	赵永胜	杨学保	孙贻铃	迟 博 (341)
大庆外围低渗透油藏井网加密调整作用与效果	周锡生	李 莉	金春海	梅 冬	银小军 (347)
低压低渗气藏伤害因素分析及对策探讨	赵 文	丁 里	管保山	王小朵	(353)
特低渗透油田减缓递减途径探讨	杨晓奇	杨克文	贺治勇		(360)
火烧山油田 H ₂ 油组油藏数值模拟研究	谢云红	喻高明			(368)
油藏数值模拟技术在安塞油田开发调整中的应用	刘新菊	胡友洲	陈 栋		(373)
双重二元酸酸化工艺技术解析及发展前景展望	吴月先				(376)
加砂压裂掺纤维技术及推广应用探讨	吴月先				(382)
低渗透油气藏储层改造液体发展趋势	何治武	李建山	丁 里	薛晓佳	(387)

鄂尔多斯盆地西部奥陶系 白云岩储集体天然气勘探潜力分析

杨 华 付锁堂 马振芳 包洪平

(长庆油田分公司)

摘要 鄂尔多斯盆地西部的天环地区,奥陶系处在华北海与祁连海东西两大海域的交汇处,其沉积特征与其西部(祁连海域)的开阔海碳酸盐岩和盆地中东部(华北海域)的局限海蒸发台地碳酸盐岩均有较大差异,以滨浅水的高能颗粒滩相和生物礁相碳酸盐岩沉积为其主要特征,经成岩期的云化改造,形成了厚层的以白云岩为主的地层。近年来对该区下古生界天然气藏勘探表明,该区白云岩孔隙发育,具有较好的储渗性能,因而引起了勘探工作者们的广泛关注。本文从沉积储层特征和成藏地质条件的分析入手,初步探讨了该区白云岩储集体的天然气成藏地质条件和勘探潜力。

关键词 鄂尔多斯盆地 奥陶系 白云岩 潜力

位于鄂尔多斯盆地西部的天环地区,奥陶系顶面附近发育储集性较好的碳酸盐岩储层,其中主要储层岩类为晶粒结构的白云岩,仅局部地区在风化壳顶部附近发现有石灰岩储层。白云岩储层在本区厚度大、分布范围广、横向连续性好,构成具一定规模的大型储集体(图1),对天然气储集较为有利。但由于该区下古生界成藏条件的特殊性,针对本区奥陶系碳酸盐岩的天然气勘探长期以来未取得实质性的突破,因此深入分析其储层发育规律和成藏条件,对本区古生界天然气勘探的部署决策具有极为重要的现实意义。

1 沉积背景和白云岩化机理

1.1 区域沉积背景

鄂尔多斯盆地属华北地台的一部分,早古生代发育广泛的陆表海台地碳酸盐沉积。早奥陶世马家沟期,盆地的古地理环境开始出现较大的分异,在盐池—庆阳—黄陵一带,发育一低幅度的水下隆起——“中央古隆起”,沉积厚度相对较薄(多在100m以内),古隆起东部为一相对的沉积拗陷区,奥陶系沉积厚度500~900m;古隆起西侧主要为开阔海碳酸盐岩沉积,地层厚600~1000m。

由于构造背景与古地理环境的差异,导致奥陶纪沉积出现明显的相带分化(图1)。古隆起以东地区为局限海台地沉积区,受中央古隆起的障壁阻隔及海平面相对变化的影响,在马家沟期的马一亚期、马三亚期、马五亚期,由于海平面相对下降,沉积区与外海相对隔绝,海水循环受阻,蒸发量大于补给量,沉积了厚层蒸发潮坪相准同生白云岩和膏盐沉积,其中以米脂—绥德地区沉积最厚(奥陶系沉积达千余米)膏盐岩沉积累积厚度达400余米。以米脂—绥德膏盐湖相沉积为中心,向四周依次过渡为含膏云坪、云坪相沉积;而在马二、

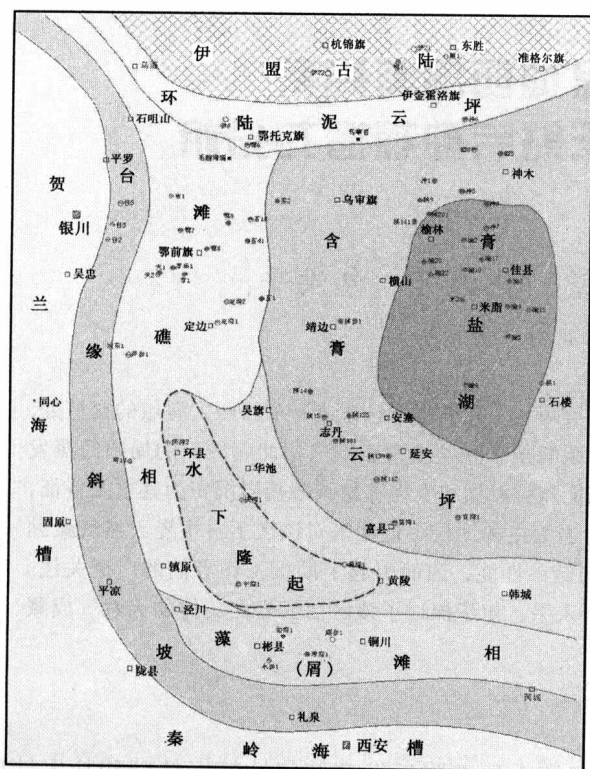


图1 鄂尔多斯盆地奥陶纪马家沟末期岩相古地理

发育；二是浅水区对海平面相对变化较为敏感，在海平面相对下降的间歇暴露期，在早期沉积物中，易形成大规模的混合水带，有利于混合水云化作用的进行。

1.3 白云岩化成岩作用环境

天环地区厚层白云岩的成因可用海平面相对变化控制的混合水云化成因模式 (Tucker, 1991) 给以科学的解释。该区白云岩的白云化作用主要受控于早表生—近地表浅埋藏环境下的混合水云化成岩作用环境，与沉积作用环境有明显的继承性 (图2)。在海侵和高位期，

马四、马六亚期，则受海平面相对上升的影响，中央古隆起的局限作用减弱，古隆起东侧的坳陷区与外海连通，沉积上又恢复为正常海碳酸盐台地的特征，发育泥晶石灰岩沉积。

在中央古隆起的西侧，海水相对较深，为台缘斜坡—半深海沉积环境，海平面相对变化对沉积的影响相对较小，因而在纵向上沉积作用的旋回性也表现得不甚明显，沉积上以正常海碳酸盐岩为主体，主要岩性为泥晶灰岩、生物灰岩等。

1.2 沉积环境特征

天环地区 (尤其是天环北段) 奥陶纪沉积环境较为特殊：东西方向上恰好处在东、西两大海域的交汇地带，南北向上又位于伊盟古陆和“中央古隆起”之间过渡的鞍部。因而导致其沉积条件与周围地区具有明显的不同：一是存在大范围分布稳定的浅水区域，水体能量相对较高，有利于礁、滩相沉积的发育；二是浅水区对海平面相对变化较为敏感，在海平面相对下降的间歇暴露期，在早期沉积物中，易形成大规模的混合水带，有利于混合水云化作用的进行。

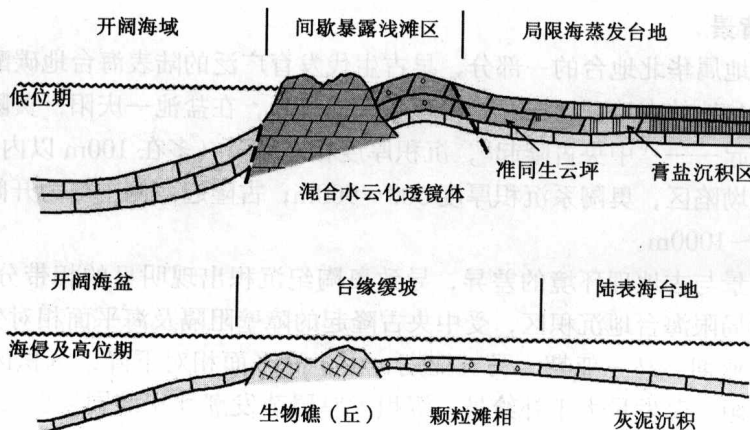


图2 鄂尔多斯盆地天环北段奥陶系白云岩云化成岩模式图

该区主要发育颗粒滩相和礁相的碳酸盐沉积物；在海平面相对下降的低位期，该区大部分时间处于沉积界面之上或间歇性地暴露于海平面之上，早先于海侵及高水位期形成的灰质礁、滩相碳酸盐沉积物，因具有较好的孔渗性而成为一个利于孔隙流体活动的蓄水沉积体，在长期暴露的条件下，由于大气淡水的稳定补给和海水的混合，形成一个特殊的混合水成岩介质环境，加之东部上倾方向蒸发台地膏盐湖沉积区富镁卤水的渗流参与，为白云石化交代作用的进行提供了一个特定的水介质环境，形成大规模具次生晶粒结构且晶间孔隙发育的白云岩储集体。

在海平面周期性变化的控制下，海侵及高位期的沉积作用和低水位期的白云岩化交代成岩作用交替发生，形成了厚度巨大、横向分布规模较广的白云岩体。这也是盆地西部地区马家沟组地层在纵向上相对均一的主要原因。

2 储层特征

2.1 储集岩类

以晶粒结构的白云岩为主，按晶粒粗细可细分为中晶白云岩、细晶白云岩和粉晶白云岩，但总体以粉晶和细晶白云岩为主。白云石多呈它形一半自形晶粒结构，局部可见自形晶粒结构。岩石岩性较纯，据镜下观察估测，白云石含量在 98% 以上。杂质成分以方解石、自生石英及粘土矿物为主，含量不足 2%。

2.2 储层孔隙类型

主要有溶蚀孔洞、晶间（溶）孔、裂缝三类。

2.2.1 溶蚀孔洞

溶蚀孔洞在该区的碳酸盐岩储层中广为发育，其大小不一、形态各异，主要形成于表生期的风化淋滤条件下，即奥陶纪古风化壳期的岩溶环境下，依大小可进一步划分为小于 2mm 的溶孔和大于 2mm 的溶洞。

镜下分析表明，小于 2mm 的溶孔多与沉积组构的选择性溶解作用有一定关系。溶洞的发育则与沉积组构的关系不大，多呈随机分布的特征。该区曾有多口探井在钻遇奥陶系上部地层时发生钻具放空及钻井液漏失现象，说明大的溶蚀孔洞层确实存在。如天 1、天深 1 在钻入奥陶系克里摩里组时分别出现 1.1m、0.25m 的放空井段，伊 8 井在钻入桌子山组地层时也发现 0.6m 的放空井段。李 1 井在奥陶系地层的洞穴中发现有上覆石炭系砂岩和铝土质泥岩的充填，都说明该区发育有一定规模的溶洞。

2.2.2 晶间（溶）孔

晶间（溶孔）是发育在晶粒结构的白云石晶间的一类次生孔隙，其形成时间与白云岩化作用同期，孔径多小于白云石晶粒的粒径。根据是否具有进一步的溶蚀作用痕迹，可细分为晶间孔和晶间溶孔。孔隙大小与白云岩晶粒的粗细呈正相关关系。在粉、细晶白云岩中孔径一般为 10~30 μm ，在中粗晶白云岩中则孔径可达 50 μm 以上。

从已有钻孔的薄片资料看，该区白云岩储层中，晶间孔、晶间溶孔的分布极不均一，受沉积组构的控制较为明显。一般在具明显残余颗粒结构的白云岩中，晶间孔的分布相对较均一，发育程度也较高。

2.2.3 裂缝

在本区白云岩储层中较为发育。大的构造裂缝多已为淡水方解石充填，只有少量的微裂

缝系统尚具一定的储渗意义。缝宽多小于 0.1mm, 部分为泥铁质半充填。其成因主要由加里东抬升剥蚀期的风化作用和中新生代构造作用两方面因素所致。本区的裂缝发育多具层段性集中分布特征。区内部分探井钻井过程中发生钻井液的大量漏失, 即主要与钻遇碳酸盐岩裂缝发育段有关。如鄂 8、鄂 9 井在奥陶系桌子山组漏失段, 成像测井、声波时差及钻井取心中都发现其裂缝较为发育。

2.3 储层物性

该区白云岩储层孔隙度一般在 3%~7%, 最高可达 9.8%, 渗透率 $0.05 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最高达 $13.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 单层平均孔隙度 4%~6%, 单层平均渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。总体物性略好于靖边气田的奥陶系白云岩储层。

2.4 储集体分布

2.4.1 纵向分布

该区的白云岩储层在单井剖面上, 多呈不连续的层段状分布, 单层厚度 1~6m。即使是在较均匀的岩性剖面上, 有效储渗层与相对致密层也呈频繁的间互式交替分布。有效储层累积厚度较大, 一般可达 40~80m。储层的分布明显受沉积作用的控制。

2.4.2 横向展布

据该区 10 余口探井的钻探及地震预测结果, 白云岩储集体在盆地西部地区有大面积连片分布趋势, 大致呈南北向的带状展布, 向北可达伊 8 井以北地区, 南部达定边以南地区, 东西宽 60km, 展布面积约 12000km², 呈现出一个大型储集体的轮廓 (图 3)。

2.5 储集体分布的控制因素

2.5.1 沉积及白云岩化环境的特殊性

该区奥陶纪桌子山期处在中央古隆起和伊盟古陆之间的鞍部, 是东部局限海蒸发环境和西部开阔海沉积环境的过渡区, 沉积特征上与盆地东部的含膏云坪相带有很大差异, 不利于含石膏的准同生云岩的形成。由于它基本处于水体清浅的正常海环境, 又面向波浪作用强烈的开阔海, 易于颗粒滩相沉积物和抗浪的生物礁体的发育。对于该区奥陶系滩相沉积的认识, 前人在对鄂尔多斯盆地地下古生界岩相古地理

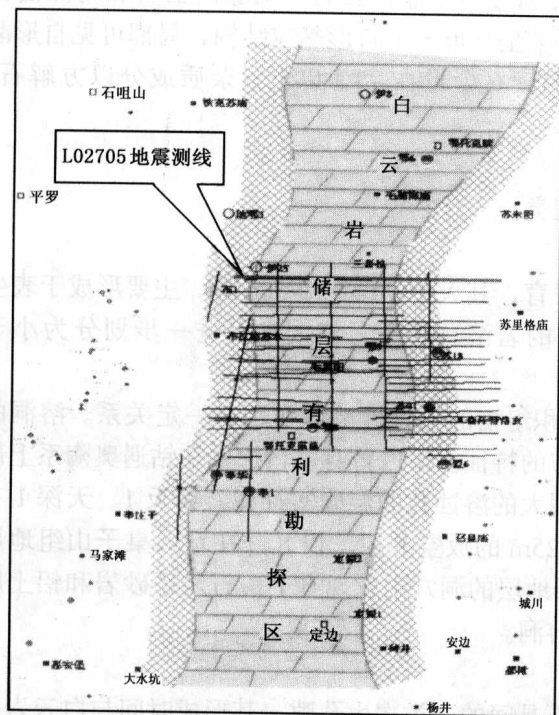


图 3 天环北段奥陶系白云岩储集体分布图

的研究中曾给予了确认, 在局部有探井的地区圈定了李 1 滩、环 14 滩等滩相沉积区 (冯增昭等, 1991)。对于礁相沉积, 由于白云化作用改造强烈, 原始沉积组构很难恢复, 目前尚没有明确的认识, 但从地震反射剖面的局部隆起特征及钻井揭示的巨厚层、无夹层的块状沉积特征看, 具有明显生物建隆的沉积特征, 初步确认其为礁相沉积体。

上述形成于较高能量环境下的灰质沉积物, 多具有较高的原始孔渗特征。在海平面相对变化时期, 常间歇性暴露于海水面之上, 受大气淡水的影响较为强烈, 这使沉积物长期处在

一种海水与大气淡水混合的透镜体环境下,极为有利于混合水白云岩化作用的进行。由于沉积物原始沉积组构的不同,导致其白云岩化后的岩石结构及孔渗性也会有所不同,如沉积物中原始灰泥组分含量高,则云化后白云岩晶粒较细且结构相对致密,孔渗性也相对较差;如沉积物以颗粒为主、灰泥组分含量较少,则云化后的白云岩晶粒粗且较均一,孔渗性也就相对较好。这种“沉积一成岩云化模式”可以较好地解释厚层白云岩的成因及孔渗层段与相对致密层段在纵向上间互成层分布的特征,也能合理地解释这种连续分布的厚层白云岩在平面上的展布规律。当然其白云岩化作用也可能还受其他云化作用机理的影响,但这种受沉积环境继承性影响的混合水云化作用是其最主要的控制因素。

2.5.2 风化壳期岩溶作用环境的特殊性

奥陶纪末—中石炭世的抬升剥蚀期,本区是盆地内抬升最高、剥蚀量最大的地区,这可以从以下几方面得到证明:

(1) 该区奥陶系地层剥蚀层位最深。区内奥陶系顶保留层位为马四段,而盆地东部保存有马五段(局部地区还保存有马六段地层);盆地西缘保存有克里摩里组(地层对比相当于马六段地层)以及中奥陶统平凉组地层。奥陶系顶面的出露特征表现为南北向展布的一条“梁”。

(2) 石炭系地层在该区明显较薄。石炭系沉积被认为是鄂尔多斯盆地在加里东运动结束之后盆地再度下沉的一种“填平补齐”式沉积。盆地中东部地区石炭系地层厚度一般为60~80m,苏里格区35~50m,而盆地西缘羊虎沟组则厚达数百米,甚至还有更老层位的靖远组沉积,这都说明本区由于加里东期抬升较高而晚石炭世接受沉积较晚。

由于其抬升高,剥蚀量大,因而岩溶作用也最为发育。从前述的大岩溶洞穴的发育程度上就足以证明这一点。而且岩溶作用也主要以缝洞系统的岩溶为其主要特征,因为抬升最为强烈的地区往往张性裂缝系统也较为发育,从而加速了岩溶作用的进程。

3 成藏条件

本区的古生界探井,除天1井出现井喷,试气获工业气流外,其他井虽然在钻井中出现不同程度的气测异常显示,但异常幅度均较低,完井试气证实都为水层和含气水层。从而说明本区确曾有过天然气的生成,但聚集程度较低。

3.1 烃源条件

从下古生界烃源岩的发育情况看,本区奥陶系由于以大套的白云岩地层为主,由于混合水云化的改造作用,基本不具备生烃条件,寒武系以颗粒碳酸盐岩为主,暗色泥岩及泥晶灰岩较少,生烃能力也较差。但本区以西的盆地西缘地区中奥陶统平凉组烃源岩厚度较大,它可提供一定的气量向位于上倾方向的本区白云岩储集区运移。

上古生界烃源岩从发育程度看与盆地中东部地区并无大的差别,但本区的岩溶古地貌发育特征与靖边地区可能还有一定的差别:靖边地区奥陶系古潜台区侵蚀沟槽发育,槽台相间的古地貌为石炭系煤系烃源岩填平披覆后,有利于煤系烃源岩生成的烃类向奥陶系地层的侧向运聚;本区由于以缝洞系岩溶为特征,深切侵蚀沟槽可能不太发育,上古生界烃源层生成的烃类气体向下古生界地层运聚的通道受到影响。

3.2 聚集条件

3.2.1 区域构造位于盆地的坳陷部位，处在地下水运动的低势区

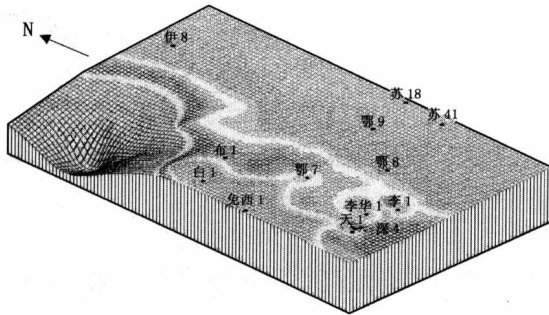


图4 鄂尔多斯盆地西部奥陶系顶面
今构造形态示意图

如图4所示的奥陶系顶面起伏构造可见本区恰好处于盆地南北向条形凹陷的低洼地带，是奥陶系地层中地下水运动的低势区，同时也是天然气运动的高势区，这就意味着它只利于水的聚集而不利气的聚集（该区奥陶系顶面海拔比靖边气田区要低300~500m）。

3.2.2 上古生界地层压释水向下渗漏

该区新近完钻的鄂8井发现本溪组砂岩与奥陶系风化壳直接接触，这会导致上古地层压实作用所释放出的地层水大量进

入奥陶系白云岩储集体中，而使之成为蓄水体。

3.2.3 区域上奥陶系上倾方向的气驱水沿裂缝系统向低洼区汇聚

在盆地范围内，奥陶系顶面连续分布着巨厚的（300~500m）碳酸盐岩地层，而碳酸盐岩在长期构造应力的改造下，其变形多以脆性形变为特征（有别于砂泥岩的蠕变），微裂缝系统广为发育，从这个意义上讲，在大区域范围和广阔的时间尺度上，整个奥陶系顶面的碳酸盐岩层是一个统一油气运聚系统，没有真正意义上的流体阻挡层，基质相对致密的碳酸盐岩依然可以通过微裂缝系统沟通流体、互通有无。这就导致在区域西倾单斜构造背景上存在一个“气向上聚、水向下流”的区域气水分异、聚气成藏的大趋势。

图5是苏里格一天环地区气探井奥陶系地层静压与海拔的关系图，由图可见苏2、鄂6、定探2、定探1等几口井的数据点恰好位于同一直线上（虚线），且与自然状态下的静水柱压差线几近吻合，这种吻合绝不是简单的巧合，而只能用统一的水动力系统来解释。

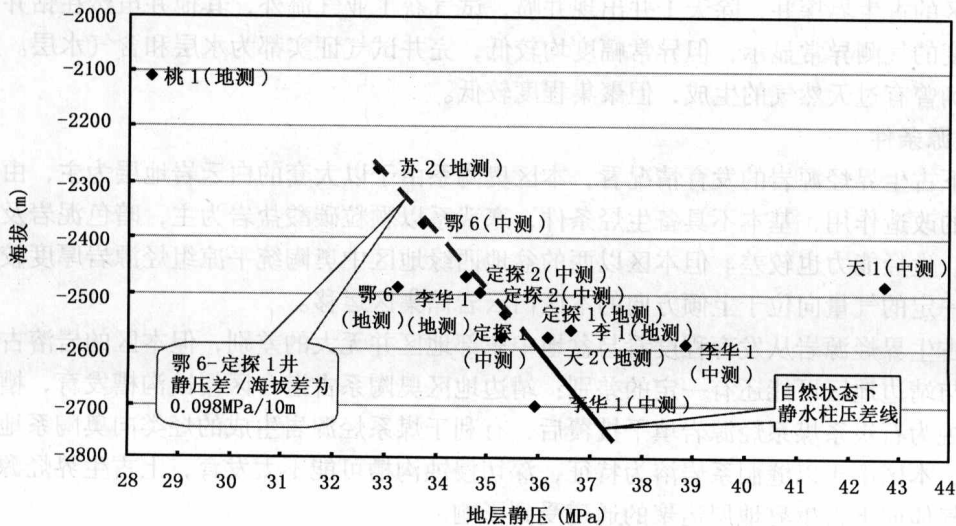


图5 天环地区探井奥陶系流体静压与海拔关系图

4 勘探潜力分析

因此,由上可见,在区域西倾单斜构造的大背景上,处于低洼下倾部位的本区奥陶系白云岩体,总体上成藏条件不十分有利,但在局部圈闭保存条件较好的地区,仍有可能形成工业气藏。本区天池构造上的天1井初产获 $16.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 就是其中一例。

该区虽然总体上成藏条件并不十分有利,但在局部圈闭保存条件较好的地区,仍有可能形成工业气藏。毛脑海地区、天池—布拉格地区、吴旗地区就是3个相对较为有利的地区。

4.1 毛脑海地区

该区位于白云岩储集体的北端,利于天然气聚集成藏的条件是:

(1)下古生界地层向北剥蚀尖灭,与上古生界地层呈削顶不整合接触,有可能形成地层圈闭。伊8井北—伊9井附近为寒武系—奥陶系地层的剥蚀尖灭线,此线以北地区缺失下古生界地层。晚石炭世,盆地开始下沉后,该区又沉积了石炭纪—二叠纪及中生代地层,为上覆地层不整合披覆,则可在其北部的上倾方向形成地层不整合遮挡条件,如果在其东侧上倾方向再有构造遮挡、岩溶古地貌遮挡、岩性相变遮挡等有利条件相配合,仍有可能形成有效的复合圈闭条件。

(2)在上古生界与下古生界削顶不整合接触区,近于水平的石炭系烃源层可与寒武系—奥陶系地层多层段接触,有利于上古天然气选择下古生界最有利的储层进行侧向运移聚集。但这种生储盖成藏组合的分布范围在区域上可能是有限的。

4.2 天池—布拉格地区

该区位于天环坳陷北端铁克苏庙深凹陷—南端庆深2深凹陷之间相对突起的“鞍部”,是一个“凹中隆”的特殊地区。

4.2.1 局部构造发育,可形成有效构造圈闭

20世纪80年代对该区进行的古生界天然气勘探中,就先后发现了天池、李华台、李家场、布里克等几个局部构造,但圈闭面积都很小,都不足 20km^2 。实际钻探仅在天池构造的天1井发现工业气流,但随后在该构造钻探的天2井落空。

4.2.2 保存条件相对较好

该区上古生界砂岩中都普遍含气,表明晚期的构造运动对该区古生界气藏的影响不是太大,气藏保存条件较好。李华1、李1、鄂8等井都相继在上古生界发现砂岩含气层,试气证实都具有低产气流,不产水,但由于储集条件较差而未达工业气流标准。这从另一方面证实了新生代以来的构造作用对该区下古生界的成藏条件也不会有太大的破坏作用。

4.3 吴旗地区(中央古隆起东斜坡)

该区位于奥陶纪盆地中央古隆起的东北斜坡带,天然气勘探程度低,至今尚无钻达古生界的天然气探井。

4.3.1 奥陶纪沉积时位于中央古隆起的边缘地带,有利于形成环陆含膏云坪有利沉积相带

含膏云坪是靖边气田主力含气层马五₁³储层的主要沉积相带,该区在奥陶纪位于靠近古陆的潮汐作用带,也是形成这种含膏云坪岩相的有利沉积环境。

4.3.2 加里东运动有利于岩溶孔洞储层的形成

在奥陶纪末—晚石炭世的古风化壳期,古隆起的斜坡地带也遭受了强烈的风化淋滤和岩溶作用,如果马家沟组含膏云坪地层未被完全侵蚀,则十分有利于岩溶孔洞型储层的发育。

4.3.3 有构成上倾方向岩性相变的遮挡条件。

奥陶纪的马一期、马三期、马五期,在盆地东部的陕北盐洼区发育了膏盐蒸发岩沉积,从中央古隆起—东部的盐洼中心,必然存在白云岩—硬石膏岩—石盐岩的横向相变关系,在东高西低的构造背景下,东侧的膏盐岩可成为本区西部白云岩储层的上倾遮挡带,这对岩性圈闭或岩性与鼻隆构造配合的构造—岩性圈闭的形成十分有利。

4.3.4 今构造紧邻庆阳深凹陷区,有利于排水聚气

在今构造背景下,该区位于庆阳凹陷区东侧的上倾方向,奥陶系顶面海拔与庆深2深凹区有400~800m的高差,地形坡度也较陡,在生排烃高峰期,排水较畅通,有利于天然气的聚集。

5 结 论

奥陶纪沉积期,天环地区处在东西“两大海域交汇”、“南北两个隆起过渡”的特殊古地理环境下,发育厚层的礁、滩相碳酸盐沉积,并在早表生—浅埋藏成岩环境发生混合水云化,形成了大规模分布的白云岩储集体。

由于处在今构造的低洼部位,天环地区总体上不利于天然气的运聚成藏。但在局部存在有效构造圈闭及地层—岩性圈闭的地区,仍有可能发育中小规模的天然气藏。

参 考 文 献

- [1] M.E.Tucker, 1991, Sequence Stratigraphy of Carbonate - Evaporite Basins: Models and Application to the Upper Permian (Zechstein) of Northeast England and Adjoining North Sea, Journal of the Geological Society, Londong, Vol.148
- [2] 冯增昭等. 鄂尔多斯地区早古生代岩相古地理. 北京:地质出版社, 1991

我国低渗透油田开发当前新进展

李道品 张连春

(中国石油天然气集团公司)

摘要 我国陆上大部分主力油田目前大都已进入中后期开发阶段,明显表现出采出程度高、综合含水高、剩余可采储量开采速度高、递减率高的突出特点。近期以来,在我国探明的原油地质储量中,低渗透储量所占的比例明显增大。因此,动用好和开发好探明未动用储量(大部分为低渗透油田储量)更显得特别重要。通过“九五”以来的研究攻关和试验,我国对低渗透油田的特征认识、开发决策和工艺技术等各个方面,都有了新的较大发展和提高,也积累了比较丰富的经验。全面总结大量的低渗透油田科学研究和生产试验成果,认真抓准影响开发效果的主要矛盾,及时采取改善开发效果、提高经济效益的果断措施,我国低渗透油田的开发,一定会开创一个新的局面。

关键词 低渗透油田 开发 进展 中国

2002年我国生产原油 $16676 \times 10^4 \text{t}$ 。其中,中国石油天然气集团公司生产 $10361 \times 10^4 \text{t}$,中国石化集团公司生产 $3789 \times 10^4 \text{t}$,中国海洋石油总公司生产 $2098 \times 10^4 \text{t}$,延长油矿生产 $380 \times 10^4 \text{t}$,上海地方生产 $58 \times 10^4 \text{t}$ 。

目前,我国陆上大部分主力油田都进入中后期开发阶段,明显表现出“四高”的突出特点。以中国石油集团公司为例,2002年底的具体情况是:

(1) 采出程度高。地质储量采出程度 24.77%,可采储量采出程度 71.45%。国内外油田开发经验说明,可采储量采出程度达到 65% 左右以后,就会出现产量总递减现象。

(2) 综合含水高。总平均达到 83.1%,生产水油比 4.92。产量在全国最大的主力油田——大庆喇萨杏油田最高,综合含水 89.22%,生产水油比 8.28。

(3) 剩余可采储量开采速度高。2002年 8.43%。剩余可采储量开采速度一般控制在 6%~7%,生产形势比较稳定。

(4) 递减率高。2002年自然递减率为 11.65%,综合递减率为 5.23%。比正常情况下的递减率高 2~6 个百分点。

近几年来,尽管做了大量艰苦工作,但由于“四高”突出矛盾的影响,使中国石油天然气集团公司的稳定形势比较紧张。在这种形势下,动用好和开发好探明未动用储量(大部分为低渗透油田储量)更显得特别重要。

1 低渗透储量探明、动用状况和特征

1.1 中国石油天然气集团公司原油地质储量探明和动用状况

至 2002 年底,中国石油天然气集团公司共探明原油地质储量 $147.3154 \times 10^8 \text{t}$,动用 $113.7192 \times 10^8 \text{t}$,探明未动用储量 $33.6589 \times 10^8 \text{t}$ 。探明未动用储量中,落实储量 $28.1693 \times 10^8 \text{t}$,不落实储量 $5.4896 \times 10^8 \text{t}$ 。对落实储量进行评价,其中可开发储量 $4.8224 \times 10^8 \text{t}$,近期

不可开发(低效益)储量 $5.6948 \times 10^8 \text{t}$, 暂不能开发(无效益)储量 $17.6521 \times 10^8 \text{t}$ 。近期不可开发(低效益)储量和暂不能开发(无效益)储量统称为难动用储量, 共计 $23.3469 \times 10^8 \text{t}$ 。

难动用储量是经多年评价、反复筛选没有开发的储量, 因此其开发难度很大。难动用储量中, 低渗透储量最多, 共 $14.0780 \times 10^8 \text{t}$, 占难动用储量的 60.3%; 其他为复杂断块型、裂缝型(或双重介质型)、差油性型和特殊分布型。实际上裂缝型(或双重介质型)储量也多是低渗透储量, 故而低渗透储量共计约 $15.28 \times 10^8 \text{t}$, 占难动用储量的 65.5%。

1.2 低渗透储量探明、动用状况和特征探明、动用状况和特征

1.2.1 低渗透储量探明、动用状况和分布状况

近期以来, 在我国探明的原油地质储量中, 低渗透储量所占的比例明显增大。

据初步统计, 中国石油天然气集团公司 1995 年以前共探明原油地质储量 $116.9 \times 10^8 \text{t}$, 其中低渗透储量约 $26.9 \times 10^8 \text{t}$, 占 23%; 1996—2001 年探明储量 $28.5 \times 10^8 \text{t}$, 其中低渗透储量约 $16 \times 10^8 \text{t}$, 占 56%; 2001 年当前探明 $4.5 \times 10^8 \text{t}$, 所占比例高达 69% (图 1)。

低渗透储量所占比例如此之大, 说明当前我国石油勘探工作十分艰巨。至 2001 年底, 中国石油天然气集团公司共探明原油地质储量 $145.4 \times 10^8 \text{t}$, 其中低渗透储量约 $44 \times 10^8 \text{t}$, 约占 30%; 已动用储量 $110 \times 10^8 \text{t}$, 其中低渗透储量约 $21 \times 10^8 \text{t}$, 占 19%; 探明未动用储量 $35.4 \times 10^8 \text{t}$, 其中低渗透储量约 $22 \times 10^8 \text{t}$, 占 62% (图 2)。在近期探明储量和累积探明未动用储量中, 低渗透储量都占主要部分。

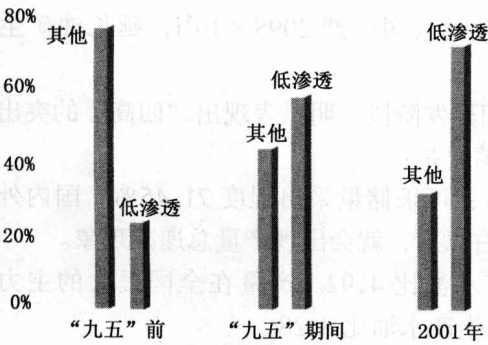


图 1 低渗透储量探明状况比例图

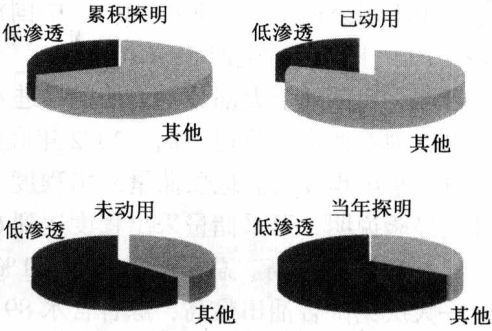


图 2 低渗透储量动用状况比例图

至 2002 年底, 中国石油天然气集团公司落实的探明未动用低渗透储量共 $140780 \times 10^4 \text{t}$, 落实探明未动用低渗透储量超过 $1 \times 10^8 \text{t}$ 的有大庆、吉林、长庆和新疆 4 个油区。分油区数据见表 1。

表 1 探明未动用低渗透储量数据表

油区	区块 (个)	储量 ($\times 10^4 \text{t}$)	占全国比例 (%)
大庆	15	40500	28.76
吉林	16	36572	25.97
辽河	30	4682	3.33
大港	68	8032	5.71
华北	70	8339	5.92
长庆	34	19959	14.18
青海	4	2067	1.47
吐哈	2	374	0.27
新疆	38	20255	14.39
合计	277	140780	100.00

1.2.2 探明未动用低渗透储量特征

中国石油天然气集团公司落实探明未动用低渗透储量的主要特征见表2。

表2 探明未动用低渗透储量特征数据表

项目	分级	储量 ($\times 10^4$ t)	占全国比例 (%)
渗透率级 ($\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)	<1	19116	13.58
	1~10	93585	66.48
	10~50	28079	19.94
埋藏深度 (m)	<2000	100485	71.38
	2000~3000	24316	17.14
	>3000	16159	11.48
储量丰度 ($\times 10^4\text{t}/\text{km}^2$)	<50	102931	73.11
	50~100	27037	19.23
	>100	10776	7.65
油层厚度 (m)	<5	30876	21.93
	5~10	62513	44.40
	>10	47391	33.66
含油面积 (km^2)	<2	7077	5.03
	2~10	21940	15.58
	>10	111763	79.39
千米井深日产量 (t)	<1	992	0.75
	1~5	111725	84.30
	5~10	18061	13.63
	>10	1751	1.32
经济评价	低效1类	12557	8.92
	低效2类	18295	13.00
	无效	109928	78.08

(1) 油层性质以特低渗透率为主。探明未动用低渗透储量中, 特低渗透率级 ($10 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 最多, $93585 \times 10^4\text{t}$, 占 66.48%; 一般低渗透率级 ($50 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) $28079 \times 10^4\text{t}$, 占 19.94%; 超低渗透率级 ($< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) $19116 \times 10^4\text{t}$, 占 13.58%。

(2) 埋藏深度较浅。总体来看, 未运用低渗透储量油层埋藏深度较浅。其中埋藏深度小于 2000m 的 $100485 \times 10^4\text{t}$, 占 71.38%; 但大于 3000m 的深层储量也有 $16159 \times 10^4\text{t}$, 这部分低渗透储量动用难度更大。

(3) 储量丰度低。按每平方千米储量数值 (即丰度) 评价, 未动用低渗透储量平均丰度只有 $58 \times 10^4\text{t}/\text{km}^2$ 左右, 总体上都属于低丰度储量。其中特低丰度 ($< 50 \times 10^4\text{t}/\text{km}^2$) 和较低丰度 ($50 \times 10^4 \sim 100 \times 10^4\text{t}/\text{km}^2$) 最多, 分别为 $102931 \times 10^4\text{t}$ 和 $27037 \times 10^4\text{t}$, 各占 73.11% 和 19.23%。

(4) 油层厚度小。油层厚度小于 5m 和 5~10m 的储量分别为 $30876 \times 10^4\text{t}$ 和 $62513 \times 10^4\text{t}$, 各占 21.93% 和 44.4%。

(5) 含油面积较大。含油面积大于 10km^2 的储量为 $111763 \times 10^4\text{t}$, 占 79.39%。