

# 四川盆地天然气开发历程与关键技术进展

张烈辉<sup>1</sup> 胡勇<sup>2</sup> 李小刚<sup>1</sup> 彭小龙<sup>1</sup> 鲁友常<sup>3</sup> 刘永辉<sup>1</sup> 葛枫<sup>2</sup> 刘启国<sup>1</sup>  
张智<sup>1</sup> 刘平礼<sup>1</sup> 曾焱<sup>4</sup> 张芮菡<sup>1</sup> 赵玉龙<sup>1</sup> 彭先<sup>2</sup> 梅青燕<sup>2</sup> 汪周华<sup>1</sup>

1. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学 2. 中国石油西南油气田公司  
3. 四川页岩气勘探开发有限责任公司 4. 中国石化西南油气分公司

**摘要：**近期，国家规划在四川盆地建设天然气千亿立方米产能基地。为了推动和保障该产能基地的顺利建设，在回顾四川盆地天然气开发历程的基础上，提炼了各发展阶段的特点，论述了天然气开发领域基础理论和关键技术进展，展望了天然气开发关键技术发展方向。研究结果表明：①四川盆地现代天然气工业经历了探索起步期、储产缓增期、快速增长期、多源全兴期四个阶段；②钻井、储层改造技术主要体现在深井超深井钻井、水平井分段多簇密切割压裂和碳酸盐岩体积酸压，气藏工程主要体现在碳酸盐岩渗流模型表征、复杂气藏流体相态分析、压裂—生产一体化数值模拟、复杂气藏气井试井方面，排水采气技术主要体现在井筒积液规律诊断和组合式排采工艺，高含硫气藏安全生产在深井超深井安全高效建井和井下、地面设施腐蚀控制技术等方面取得长足进步；③未来发展主要面向碳酸盐岩气、致密砂岩气、页岩气和煤层气，深化复杂多重介质传质理论研究，着力提升钻完井、储层改造、排水采气等关键技术的信息化、智能化水平。结论认为，梳理的关键技术和发展方向将加快四川盆地天然气工业发展，促进该盆地尽快建成千亿立方米天然气生产基地。

**关键词：**四川盆地；千亿立方米；天然气；产能基地；关键技术；历程；展望

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.12.007

## History and key technological progress of natural gas development in the Sichuan Basin

ZHANG Liehui<sup>1</sup>, HU Yong<sup>2</sup>, LI Xiaogang<sup>1</sup>, PENG Xiaolong<sup>1</sup>, LU Youchang<sup>3</sup>, LIU Yonghui<sup>1</sup>, GE Feng<sup>2</sup>, LIU Qiguo<sup>1</sup>,  
ZHANG Zhi<sup>1</sup>, LIU Pingli<sup>1</sup>, ZENG Yan<sup>4</sup>, ZHANG Ruihan<sup>1</sup>, ZHAO Yulong<sup>1</sup>, PENG Xian<sup>2</sup>, MEI Qingyan<sup>2</sup>, WANG Zhouhua<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation//Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. Sichuan Shale Gas Exploration and Development Com., Ltd., Chengdu, Sichuan 610000, China; 4. Sinopec Southwest Oil & Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Natural Gas Industry, Vol.41, No.12, p.60-72, 12/25/2021. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** According to the national plan, a natural gas production base of 100 billion cubic meters will be built in the Sichuan Basin. In order to promote and ensure the smooth construction of this base, this paper reviews the natural gas development history in the Sichuan Basin and summarizes the characteristics of each development stage. In addition, the progress in basic theories and key technologies in the field of natural gas development is discussed, and the development direction of the key development technologies is predicted. And the following research results are obtained. First, the modern natural gas industry in the Sichuan Basin experiences four stages, i.e., initial exploration period, slow reserve and production increase period, rapid growth period and multi-source booming period. Second, great progress has been made in terms of drilling and reservoir stimulation technologies, gas reservoir engineering, drainage and gas recovery technologies and safe production of high-sulfur gas reservoirs. The main progress in drilling and reservoir stimulation technologies include drilling of deep and ultra-deep wells, staged multi-cluster dense fracturing of horizontal wells and volumetric acid fracturing of carbonate rocks; the progress in gas reservoir engineering is mainly reflected in the characterization of carbonate seepage models, fluid phase behavior analysis of complex gas reservoirs, numerical simulation of fracturing–production integration, and gas well test of complex gas reservoirs; the progresses in drainage and gas recovery technologies include diagnosis of wellbore liquid loading laws and the combined production technology; and the main progresses in the safe production of high-sulfur gas reservoirs are reflected in the safe and efficient construction technology of deep and ultra-deep wells and the corrosion control technology of downhole and surface facilities. Third, in the future, the development shall focus on carbonate gas, tight sandstone gas, shale gas and coalbed methane, and it is necessary to enhance theoretical research on complex multi-medium mass transfer and strive to improve the informatization and intellectualization level of key technologies such as well drilling and completion, reservoir stimulation and drainage and gas recovery. In conclusion, the key technologies and development direction analyzed in this paper will speed up the development of natural gas industry in the Sichuan Basin and promote the construction of the natural gas production base of 100 billion cubic meters as soon as possible.

**Keywords:** Sichuan Basin; 100 billion cubic meters; Natural gas; Production base; Key technologies; History; Prospect

**基金项目：**国家自然科学基金项目“耦合压裂缝网扩展机制的页岩气藏动态模拟研究”（编号：51874251），中国石油—西南石油大学创新联合体项目“深层/超深层碳酸盐岩天然气勘探开发基础理论与关键技术研究”（编号：2020CX010000）、“川南深层与昭通中浅层海相页岩气规模效益开发关键技术研究”（编号：2020CX020000）。

**作者简介：**张烈辉，1967年生，教授，博士研究生导师，本刊编委、《Natural Gas Industry B》编委；主要从事油气藏渗流、数值模拟和气藏工程等领域的科研和教学工作。地址：（610500）四川省成都市新都区新都大道8号。ORCID: 0000-0001-8970-8512。E-mail: zhangliehui@vip.163.com

## 0 引言

四川盆地是全球天然气工业的发祥地。早在汉代，四川盆地就出现了利用天然气作为燃料熬盐卤的生产活动。四川盆地也是我国天然气工业的摇篮，建成了中国第一口气井、第一个气田。近年来，四川盆地天然气年产量和消费量一直保持在全国前列，2020 年产量达  $565 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占全国总产量的 29%<sup>[1]</sup>。近期，国务院发布的《成渝地区双城经济圈建设规划纲要》明确提出，统筹油气资源开发，建设天然气千亿立方米产能基地，打造中国“气大庆”。本文从开发历程

和开发技术角度，回顾四川盆地现代天然气工业 80 余年的历史，展望该盆地天然气开发关键技术的发展趋势，以期为加快该盆地天然气工业的发展、促进四川盆地建成千亿立方米天然气生产基地提供参考。

## 1 四川盆地天然气开发的历程回顾

参考国内外学者对美国和中国天然气开发阶段的划分方法<sup>[2]</sup>，综合储量、产量和产业重大事件，将四川盆地的天然气工业发展历程重新划分为四大阶段（表 1、图 1）。

表 1 天然气发展阶段划分对比表

阶段	四川盆地	中国	美国
一	探索起步期（1939—1977 年）	发展起步期（1939—1976 年）	常规气快速增长期（1945—1970 年）
二	储产缓增期（1978—1998 年）	缓慢增长期（1978—1998 年）	常规和非常气并重发展期（1970—2008 年）
三	快速增长期（1999—2010 年）	全面发展期（1999 年至今）	页岩气快速增长期（2008 年至今）
四	多源全兴期（2011 年至今）		

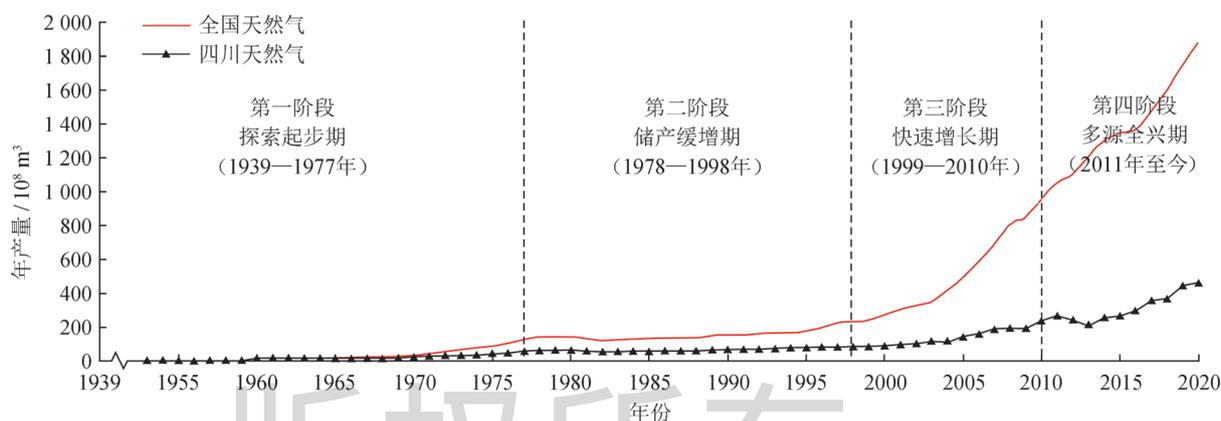


图 1 中国和四川盆地天然气历年产量<sup>[2-3]</sup>及四川盆地天然气开发历程图

### 1.1 第一阶段：探索起步期（1939—1977 年）

首先，将四川盆地现代天然气工业的起点由通常认为的 1953 年提早到 1939 年——巴 1 井获工业气流，它标志着我国正式进入现代天然气工业时代<sup>[4]</sup>。1944 年发现的隆昌圣灯山气田，被认为是我国现代最早的天然气气田。

建国后，四川盆地油气工业保障了新中国油气工业的艰苦、稳步发展，受到国家高度重视。我国于 1953 年开始大规模勘探（故很多学者将 1953 年作为中国现代天然气工业的起点），发现綦江东溪（1956 年）、黄瓜山（1956 年）、叙永高木顶（1957 年）等小型气田。1957 年我国天然气产量不足  $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，未完成第一个五年计划，引起国家主要领导人高度担忧和关注。

在 20 世纪五六十年代四川经历了两轮会战，加深了对盆地资源的认识，开启了新中国天然气时代。1958 年 3 月，龙女寺构造的女 2 井、南充构造的充 3 井、蓬莱镇构造的蓬 1 井相继获得高产油流，拉开了四川盆地第一次会战（川中石油大会战，1958 年 4 月—1959 年 3 月）的序幕，开始了四川盆地大规模油气勘探开发工作。受 1959 年卧龙河气田、1964 年威远气田（探明地质储量  $408 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，是当时中国最大整装气田）发现的鼓舞，1965 年石油部在四川盆地组织第二次大会战，1965—1966 年间新发现气田 10 个，新增储量  $486.62 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。1972 年发现中坝气田（中型气田），1973 年在河湾场、大兴西、拓坝场、汉王场、老关庙、文兴场和九龙山等含气构造获得工业气流，形成川西三叠系须家河组含气区<sup>[5]</sup>。截至

1976年底,累计投产气田达到了44个,年产量上升到 $46 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。1977年10月在相国寺石炭系黄龙组白云岩地层发现大型气藏,测试产气量为 $76.38 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,标志着四川盆地天然气勘探开发进入新的阶段。

该阶段的特点是从系列小型气田勘探发现发展到系列大中型气田的发现,实现了我国天然气勘探开发从无到有,储量、产量显著提升,奠定了四川盆地天然气工业发展和我国天然气勘探开发技术基础。

## 1.2 第二阶段:储产缓增期(1978—1998年)

1977—1981年期间,川东石炭系天然气勘探不断突破,相继发现相国寺、卧龙河、张家场、福成寨、雷音铺等5个气田,迎来石炭系勘探开发的高峰<sup>[4-5]</sup>,从而在根本上改变了四川盆地“有气无田”的历史。但随后由于在大池干井、南门场、大天池、板桥、蒲包山等一批高陡构造的钻探中相继失利,导致四川盆地储采比一度低至16:1。与此同时,天然气产量也受到影响。1979—1994年,产量仅由 $64.78 \times 10^8 \text{ m}^3$ 升至 $70 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。为了满足国民经济对天然气的需求,部分气田被迫超量生产,导致大量气井提前见水,甚至水淹,例如威远气田。同时期,莺琼盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地连续发现千亿立方米级大气田<sup>[6]</sup>,给四川盆地天然气工业发展带来压力。

1995年12月,川东渡口河构造的渡1井获得突破,发现了下三叠统飞仙关组鲕滩气藏,实现了四川盆地油气勘探史上的第三次大的跨越<sup>[5,7]</sup>。同时,在川西、川东侏罗系红色致密砂岩地层获得工业气流,开启了致密气的规模开发。

虽然从储量和产量角度,此阶段天然气勘探和开发都陷入困境,但在科学理论和科学技术领域,取得了丰硕成果,积累了丰富经历,为第三阶段快速增长奠定了基础。在勘探方面,1983年川东宝1井(酸化后产气 $37.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )长兴组生物礁的发现,开拓了川东寻找生物礁气藏的新局面,是四川盆地碳酸盐岩二叠系气藏地质勘探的重大事件;1995年飞仙关组鲕滩储层获得高产工业气流,打开了川东天然气勘探的新领域<sup>[5]</sup>;1984年侏罗系红层砂岩天然气藏的发现,突破了传统红层油气不成藏的地质认识,随后在川西建成了新场、洛带、大邑等浅层天然气田。在开发方面,充分认识到气藏地层水对气藏开发生产的重大危害,形成了有水气藏开发新理论;逐步解决了高陡深构造钻井技术问题,解决了井轨迹控制难题和安全快速钻井问题;引入、消化并掌握水力压裂技术,开始了致密气的规模开发。

对于缓增期结束时间,一般选取普光气田投产时间(2004年),但笔者认为1995年飞仙关组鲕滩储层获得高产工业气流更适合作为该阶段的终结事件,普光气田是其系列成果之一。大山区内建产困难和脱硫厂建设导致投产延后到1998年。同年,中国石油天然气总公司与中国石油化工总公司重组,业内认为这次重组对中国的油气工业产生了深远影响,全国(也包括四川盆地)的天然气储量和产量从此进入快速增长阶段。

该阶段受技术和地质认识限制,新领域、新区发现受到影响,储量、产量增长缓慢,但该阶段取得的理论、技术成果奠定了第三阶段勘探开发工作基础。从鲕滩气藏发现到开启致密气规模开发,四川盆地的天然气工业迎来新的发展机遇。

## 1.3 第三阶段:快速增长期(1999—2010年)

渡口河气田的渡1井(1995年)揭开鲕滩气藏“面纱”,为大型和超大型气田的发现开启了序幕。1999—2007年盆地相继发现铁山坡气田、罗家寨气田、普光气田、元坝气田,探明储量分别达 $184.05 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $581.08 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $4\,122 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $1\,592 \times 10^8 \text{ m}^3$ (第一期探明储量)。2003年5月,普光气田双石庙—普光构造带普1井获得 $42.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产,中石化在盆地内发现首个超千亿立方米大气田,建成第一个年产超百亿立方米高含硫大气田;2007年11月,中石化元坝1井测试获产气 $50.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,是盆地内埋藏最深的海相大气田。截至2010年,盆地发现气田数量125个。

2004年,四川盆地天然气年产量突破 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,成为中国首个天然气产量过 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的油气区;2010年超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,达到 $209 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。四川盆地与鄂尔多斯、塔里木、南海成为中国四大天然气生产基地。

然而,在储量和产量快速增长的趋势下,安全成为这时期的巨大挑战。这期间发生的重大安全事故有:1998年3月22日温泉4井特大天然气意外窜漏,2003年12月23日开县罗家16H井天然气井喷失控,2006年12月21日宣汉县清溪镇钻井出现溢流。其中,最为严重的是罗家16H井天然气井喷失控,事故直接经济损失超过6000万元<sup>[8]</sup>。这些事故倒逼了我国高含硫、高压气藏安全清洁开发技术的完善和发展。

该阶段特点是地质认识持续突破和工程技术持续创新,大型和超大型碳酸盐岩气田不断发现,大幅提升了勘探开发水平,实现了盆地碳酸盐岩气藏

深度、广度、类型的三大突破, 储量和产量快速增长, 满足了国家对天然气的重大需求。

#### 1.4 第四阶段: 多源全兴期 (2011 年至今)

以 2011 年宁 201-H1 井获得商业价值的页岩气流为标志, 开启了四川盆地常规气、致密气和页岩气全面发展的全盛时代。2019 年区域累计天然气探明储量达  $5.86 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 并且新增探明储量还在不断增加。截至 2019 年底, 根据自然资源部组织的“十三五资源评价”结果, 四川盆地天然气总资源量  $39.94 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中常规天然气资源量  $14.33 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 致密气资源量  $3.98 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 页岩气资源量  $21.63 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。产量加速上涨, 2015 年盆地年产量达  $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 2017 年盆地年产量达  $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 2020 年盆地年产量达到  $565 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 产量重回全国天然气主产区排名首位<sup>[1]</sup>, 占同期全国天然气产量的 29%。该时期, 四川盆地展现出常规气、非常规气“双富集”大气区特征<sup>[9]</sup>。

1) 中国页岩气率先在四川盆地实现规模效益开采, 在全国率先建立川南、涪陵和威荣三大页岩气田。

川南页岩气田<sup>[10-11]</sup>: 2011 年宁 201-H1 井获测试产量  $14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 成为中国第一口具有商业价值的页岩气井。2019 年 9 月, 中石油在长宁—威远和太阳区块累计探明储量  $10\ 610.30 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 形成了四川盆地万亿立方米页岩气大气区<sup>[12]</sup>。2020 年 5 月 7 日, 长宁—威远页岩气田累计产量突破  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

涪陵页岩气田<sup>[13]</sup>: 2012 年 11 月, 中石化在位于重庆涪陵的焦页 1HF 井钻获高产优质海相页岩气。2015 年 10 月, 涪陵页岩气田探明储量增加到  $3\ 806 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2018 年 4 月, 中国石化与重庆市政府举行涪陵页岩气田百亿立方米产能基地揭牌仪式, 标志  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$  年产能建设完成。

威荣页岩气田<sup>[14]</sup>: 2020 年 4 月, 我国首个深层页岩气田——威荣页岩气田开发建设全面铺开, 项目建成后年产能  $30 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 成为四川盆地第三个页岩气田。

产能建设规模更大的渝西—泸州深层页岩气也已经拉开序幕。2020 年, 盆地页岩气产量超过  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 使我国成为世界第二大页岩气生产国。

2) 深层碳酸盐岩气藏勘探取得多项重大发现, 连续发现大型和超大型气田<sup>[15]</sup>。

2011 年, 位于川中古隆起较高部位, 现今构造低部位的风险探井——高石 1 井、磨溪 8 井相继获日

产超过百万立方米的高产工业气流<sup>[16]</sup>, 取得了震旦系—寒武系勘探的历史性突破。仅仅 1 年探明了我国单体储量规模最大的海相碳酸盐岩整装气藏——磨溪龙王庙组气藏 (气藏埋深 4 300 m 左右), 仅 4 年基本控制超万亿立方米特大气田。截至 2018 年, 安岳气田探明储量  $8\ 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 开创了我国深层古老碳酸盐岩油气勘探的新纪元。安岳气田龙王庙组探明储量达  $4\ 403.83 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 平均单井测试产量达到  $117 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ; 震旦系灯四段岩性—地层气藏 (气藏埋深 5 100 m 左右) 探明天然气地质储量  $4\ 083.96 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 平均单井测试产量达到  $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。安岳气田建成天然气年产能  $130 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 超过苏格里气田成为目前中国最大的天然气田。2018 年, 彭州 1 井测试产量达  $121 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 后续探井在雷口坡组相继获高产工业气流, 由此发现川西大型酸性气田 (气藏埋深 6 000 m 左右), 川西气田累计探明天然气储量达  $1\ 140 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 拟建成年产能  $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2019 年, 元坝气田累积探明储量超  $2\ 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 年产量接近  $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2020 年普光气田生产天然气  $84 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2020 年, 盆地深层碳酸盐岩天然气产量达  $320 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3) 盆地致密气探明储量总体保持快速增长, 勘探开发取得关键突破。

1971 年川西中坝气田的发现是四川盆地、也是中国实现致密气工业化起点的标志。四川盆地陆相致密砂岩气资源十分丰富, 主要分布于侏罗系和三叠系须家河组致密砂岩层。截至目前, 在侏罗系先后发现大兴场、孝泉、合兴场、新场、马井—什邡、平落坝、盐井沟、白马庙、五宝场、中江、大塔场、金秋等多个气田, 三级地质储量约  $7\ 168.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 探明储量  $5\ 057 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在须家河组已经先后发现了新场、广安、合川、安岳、大邑、元坝、通南巴、蓬莱和剑阁等多个大、中型致密砂岩气田, 三级地质储量约  $3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 探明储量  $9\ 789.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。盆地致密砂岩气的勘探发现成果显著, 但是由于气藏储层致密、储量难以有效动用, 致使开发效果差, 介于  $0.4 \times 10^4 \sim 2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 造成气藏虽储量规模大, 却不能规模有效开发的被动局面, 令 2018 年前勘探开发一度陷入近 10 年的停滞。

2005 年以来川西致密气连续 16 年保持年产仅  $20 \times 10^8 \text{ m}^3$  规模, 2020 年盆地致密气年产  $25 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 其中侏罗系供气约  $22 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ , 须家河组仅供气  $2 \times 10^8 \sim 3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ , 为难动用储量。

近年来,在致密气勘探开发关键技术领域取得重大突破,形成了“天然气富集规律与甜点区识别技术”“地质—工程一体化油藏精细描述技术”“氮气钻井提高产量技术”和“在线变黏—超高压—精细分层—体积压裂技术”<sup>[17]</sup>,在新场、资阳—东峰、安岳、中台山、金秋等气田推广应用,不断发现高产气井。川西新8-3井、岳101-X105井、中台108-X1井在须家河组获测试产量分别为 $53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $81 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $126.65 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;秋林16井、秋林207-5-H2井、金浅5H井、秋林209-8-H2井在沙溪庙组测试无阻流量分别为 $96.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $214.05 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $254.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $222.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。2021年在简阳永浅3井沙一段测试无阻流量达到 $55.21 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,表明天府含气区勘探开发潜力巨大。这些发现再次证明了盆地须家河组、沙溪庙组致密砂岩气潜力巨大。预计近期可建成 $30 \times 10^8 \sim 50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 规模,在未来10年内可建成 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 规模。

该阶段特点是盆地海相页岩气实现了规模效益开发,使我国成为世界上第二大页岩气生产国,实现了我国页岩气勘探开发技术的“从无到有”;深层碳酸盐岩气藏取得重大突破和历史性发现,勘探开发一体化技术水平显著提升;致密气规模效益开发展示了巨大前景,关键技术取得重大进展,展示了盆地天然气资源勘探开发巨大潜力。

截至2020年,四川盆地共发现189个油气田及含油气构造,132个气田,27个大型气田,其中探明地质储量达到 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气田有10个,已获探明储量 $6.17 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,探明率仅9.3%~15%,是国内最具潜力的天然气勘探开发盆地。目前在四川盆地进行天然气勘探开发的企业有中石油西南油气田公司、川庆钻探工程有限公司、浙江油田公司、大庆油田公司、吉林油田公司和中石化西南油气田分公司、江汉油田公司、中原油田公司、华东油气公司,以及壳牌、雪佛龙等国际公司,还有新场等多家股份制公司。汇聚了西南石油大学、成都理工大学等行业知名高校,以及国内外数千家天然气产业的大中小企业,自发形成了“第三次油气大会战”的局面。很多学者预测,未来30年,四川盆地天然气产量将保持加速增长。

## 2 四川盆地气藏开发关键技术进展

四川盆地气田分布多位于山地,气藏类型包括常规砂岩气藏和碳酸盐岩气藏<sup>[15]</sup>、致密油气藏、页

岩气藏以及尚未规模开发的煤层气藏。气藏普遍含边、底水,且部分气藏水体能量活跃;部分气藏含硫量高。圈闭类型涵盖构造、岩性和裂缝型等3大类型。已发现的常规气、致密气产层约24个<sup>[18]</sup>,埋深从400 m到7 000 m皆有分布。气层储集空间包括孔隙型、裂缝—孔隙型、裂缝—孔洞型及裂缝型等多种类型。

自1939年以来经过80多年的探索,四川盆地天然气行业已经形成了常规天然气、致密气、页岩气开发技术<sup>[15,19]</sup>,其中的开发关键技术主要体现在钻完井、储层改造、气藏工程、排水采气和含硫气藏安全生产等5个方面。

### 2.1 钻完井技术

四川盆地天然气现代钻井有众多里程碑:①1939年钻成的巴1井是中国现代第一口天然气井,标志着四川盆地现代天然气工业的起始;②1966年,在威远气田钻成我国第一口横穿油层的拐弯多底井和第一口水平多底井;③1976年4月,在武胜县完成了中国第一口井深超过6 000 m(达到6 011 m)的超深井“女基井”;④1977年12月,四川盆地钻成井深7 175 m的关基井,是国内第一口超过7 000 m的井;⑤2019年8月,剑阁县双鱼X133井安全钻至井深8 102 m完钻,创中国石油陆上最深水平井完钻新纪录。

近年来,四川盆地天然气勘探开发得到了前所未有的发展,主要得益于钻完井技术的不断进步。比如高陡构造钻井技术的突破解决了井斜问题,为川东鲮滩气田群的发现和建产奠定了基础;低成本快钻技术和水力压裂技术成就了川西浅层天然气的工业开发,催生了新场、洛带气田;超深井快优钻井技术实现了深度超过8 000 m深井的安全经济钻探,为龙王庙、灯影组地层中发现多个超大型气田提供了技术保障;抗高温水基完井液、有机盐无固相完井液、合成基完井液、低胶质油包水完井液、低荧光水包油完井液、阴离子无固相聚合物等完井液技术有效解决了高产井试井、修井作业中管柱解封发生的井漏、卡钻难题,达到了提速提效和保护储层目的<sup>[20-21]</sup>。

在深井超深井钻完井方面,更是取得了重大进展:

1) 深井超深井钻井提速技术。川渝地区须家河、茅口组地层非均质性强、研磨性高、可钻性差、钻井速度慢,严重影响钻头破岩效率,机械钻速低于1 m/h。通过提高工具动力、配套个性化长寿命钻头、强化钻井参数,解决了深部难钻地层钻进慢的问题。

2) 基于人工智能的井下复杂情况高效处理技术。复杂海相碳酸盐岩深层缝洞型油气层地质条件复杂、高温高压、地应力大,漏失坍塌频发、作业风险大。通过人工智能融合地质—地震—测井—钻井等多源信息,结合精确刻画地层深部复杂结构,结合专家系统,形成了人工智能决策系统,可以实现溢流、各类恶性井漏、井塌的快速识别与高效处理。

3) 全生命周期井筒完整性与环空带压防控技术。针对超高压、超高温、高含  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 、高产井不同工况下的井筒安全问题,形成了涵盖全生命周期的水泥环长效封隔、油套管材料长期服役寿命预测、多场耦合井筒完整性管控与维护技术,可有效防控全生命周期内井筒环空带压问题。

4) 基于人工智能、大数据的完井方式优选及实验评价技术。深层碳酸盐岩储层钻井施工难度大,完井投资大,对单井产量及开采年限要求高。完井方式选择应有利于发挥气井产能并保证其长期投产<sup>[22]</sup>。通过大数据综合多个指标,实现了完井方式定量优选,增加了对完井评价数据的利用程度,可为射孔完井和衬管完井参数优化提供方案<sup>[23]</sup>。

## 2.2 储层改造技术

几十年来,四川盆地天然气开发过程中,使用过水力压裂、酸化(包括解堵酸化和酸压)、高能气体压裂、震荡洗井、超声波采油、低频脉冲解堵和微生物解堵等多种储层改造工艺。从实施的数量和效果看,酸化和水力压裂占主要地位。

四川盆地天然气储层改造技术发展,总体上可以分为五个阶段。① 20 世纪 60 年代以前,主要在隆昌圣灯山气田尝试酸化和水力压裂,但是设备和技术落后,施工效果差。② 20 世纪 60—70 年代,主要针对二、三叠系气藏的裂缝性碳酸盐岩储层,实施解堵酸化,实现了“人不见酸,酸不见天”的全过程机械化酸化施工。③ 20 世纪 80—90 年代,为解决川东石炭系气藏的裂缝—孔隙型白云岩储层及川中磨溪雷口坡组气藏的孔隙型石灰岩储层的增产改造难题,形成了解堵酸化和酸压系列技术。在川中雷口坡气藏还曾实施 7 口井水力压裂试验,但仅 1 口井增产。④ 20 世纪 90 年代中后期—21 世纪前十年,围绕侏罗系(蓬莱镇组、遂宁组和沙溪庙组)和三叠系(须家河组)的多个砂岩气藏进行了水力压裂技术持续攻关,发展了直井分层压裂、水平井喷砂射孔、喷射压裂等新工艺,当时创造了国内多项压裂施工纪录<sup>[24]</sup>。⑤ 2010 年以来,页岩气开发的蓬勃发展,推动了以

水平井分段多簇压裂为代表的储层改造技术发展。四川盆地页岩气开发初期,主要借鉴北美页岩气压裂的经验,采用多段少簇的布缝模式,以大排量、大液量、低砂比方式造缝。近年来,随着相关理论和配套技术的进步,逐渐形成了旨在降本增效的新一代水平井压裂工艺<sup>[25]</sup>,主要特点是采用少段多簇、密集切割的布缝方式,通过暂堵调压、控液提砂方式建造复杂缝网。

在碳酸盐岩酸压改造中,还借鉴页岩气压裂理念,形成了缝网酸压工艺(或称体积酸压或立体酸压工艺)。主要采取滑溜酸、酸液、压裂液与不同类型暂堵剂组合应用方式,建造复杂的酸蚀裂缝网络。

## 2.3 气藏工程理论与技术

伴随四川盆地天然气开发的历程,气藏工程在渗流建模、相态分析、数值模拟、试井等方面取得了明显进步,其发展历程见表 2。

### 2.3.1 渗流模型

四川盆地已投入规模开发的气藏主要有碳酸盐岩气藏、低渗透或致密砂岩气藏、页岩气藏。对气藏渗流规律的研究也主要围绕这 3 种类型展开,构建了针对不同气藏的渗流理论模型。

#### 2.3.1.1 缝洞型碳酸盐岩气藏渗流模型

四川盆地碳酸盐岩储集空间包括溶洞、裂缝、孔隙。裂缝按尺度划分,包括显微裂缝、微裂缝、小裂缝、大裂缝和大断裂。与国内外碳酸盐岩油气藏的渗流理论同步,1960—1970 年期间,采用裂缝—基岩类型的双重介质模型表征渗流过程。虽然离散裂缝模型的概念在这一时期已经提出,但受计算能力限制未实际运用。20 世纪 70 年代,三重介质模型成为热点,出现了缝—洞—孔三重介质、孔隙—小裂缝—大裂缝三重介质模型,针对更复杂的气藏,甚至构建了四重介质、五重介质模型。然而,这些多重介质理论模型中的窜流项只限于微元本点,即质量守恒方程中的源汇项,而实际气藏的跨介质传质属于对流扩散项,需要以对流扩散项描述。因此,上述宏观模型中将对流扩散项简化成源汇项的做法仅适用于特殊情形<sup>[26]</sup>。对于不能纳入多重介质模型的介质,可重组为复合介质或采用离散介质模型描述。2000 年以后,发展了考虑流体沿大裂缝窜流的超双重介质渗流模型。同时期,为了解决大裂缝快速水窜、压裂缝导流等数值模拟难题,离散裂缝模型逐渐成为模拟大裂缝渗流的主流方法<sup>[27]</sup>。目前,重组型缝洞双重/三重介质与离散缝裂缝网络耦合的渗流模型,

表 2 四川盆地气藏工程理论与技术发展历程表

时间	气藏工程理论与技术主要进展
20 世纪 60 年代	渗流：双重介质模型 试井：常规试井分析发展 数模：三维黑油、双重介质模型，单点上游加权，IMPES，隐式，可计算 200 网格
20 世纪 70 年代	相态：开始相态计算物理化学的应用；SRK，PR 状态方程 试井：现代试井分析出现 数模：D4 CG 9 点法，两点上游权，组分模型，Peaceman 井模型，三重介质，2000 网格
20 世纪 80 年代	渗流：三重介质模型、复杂结构井渗流；LHSS 模型 相态：出现商业化相态模拟软件 试井：现代试井分析发展 数模：嵌套隐式分解，TVD 高精度，局部加密，角点网格，AIM，水平井，数千网格
20 世纪 90 年代	相态：形成多孔介质中高含硫气藏流体相态实验测试及相态模拟技术；考虑多孔介质影响；考虑水组分影响 试井：大斜度 / 水平井，计算机辅助试井 数模：并行计算，网格粗化，PEBI 网格，DF 模型应用，GRMES，多分支井
2000—2010 年	渗流：超双重介质模型四重介质模型，微纳米渗流分形 相态：页岩气 CO <sub>2</sub> 、CH <sub>4</sub> 竞争吸附等非平衡相态实验测试；分子模拟技术；PC-SAFT 试井：压裂水平井，数值试井 数模：流线，异步并行，自动历史拟合实用化百万网格
2010 年至今	渗流：超双重介质模型四重介质模型，微纳米渗流分形 相态：GERG-2008，分子势能模型在油气相态领域推广和应用 试井：复杂气藏、缝网压裂水平井试井 数模：GPU，千万级、亿级网格，微纳尺度模拟，复杂压裂缝

能兼顾准确性和计算效率<sup>[28-29]</sup>，而成为缝洞型油气藏渗流模型中反馈效果最好的模型。

四川盆地气藏多为有水气藏，气—水界面不统一、甚至没有明确的气—水界面是其主要特征。尤其对碳酸盐岩储层而言，由于微观孔喉结构的复杂性、裂缝分布的复杂性和储层宏观非均质性的影响，气井产水机理极为复杂。很多学者为此开展了大量研究，总结了有水气藏三方面流动机理<sup>[30]</sup>：①形成封闭气的类型：绕流指进、卡断、盲端、贾敏效应、不连通孔隙、“H”型孔道、频繁开关井等；②气藏水窜类型：水锥（水脊）型、纵窜型、横侵型和纵窜横侵型；③超双重介质渗流：微裂缝中的流动、复合裂缝中的流动、基质岩块中的流动。

### 2.3.1.2 低渗透或致密砂岩气藏渗流模型

常规砂岩气藏在四川盆地较少见，其渗流模型为经典的单一介质的渗流数学模型。低渗透或致密砂岩气藏在四川盆地更为常见。这类气藏往往需要压裂增产才获得工业产量。因此渗流空间包括储层孔隙和压裂裂缝网络两部分。四川盆地低渗透或致密砂岩气藏的压后渗流模型可分为 4 类模型。

I 类是按平均渗透率建立的粗化模型、等效半径或表皮系数模型。其局限在于不能反映压力场

和饱和度场的分布。在 2000 年前的数值模拟中主要采用这类方法，目前主要用于气藏工程的简单估算。II 类是离散压裂缝与连续多孔介质耦合模型。这类模型将压裂缝简化为平板形，只考虑主压裂缝，而将次生裂缝与储层孔隙平均粗化，是 2000—2010 年期间应用的主流模型。III 类是离散裂缝—双重介质—单孔介质耦合模型，与 II 类模型的区别在于将次级压裂缝与储层孔隙介质采用双重介质模型描述，该类模型已成为近年来的主流模型<sup>[27]</sup>。IV 类是分形裂缝模型，采用分形理论描述裂缝，反映裂缝的多级次特征。该类模型目前多用于理论分析，少用于实际生产实践。

### 2.3.1.3 页岩气藏渗流模型

页岩气的压后渗流模型基本形式与低渗透一致致密砂岩气藏压后渗流模型类型相似，主要的不同点在于，页岩气渗流需要考虑甲烷吸附、解吸、扩散、渗流等多元机理。1970—2000 年，国外学者建立起此类渗流现象的核心理论。虽然近年来国内学者在吸附和扩散理论方面有很多新认识，但从应用层面看并无本质区别。吸附—解吸规律多采用 Langmuir 曲线，该方法只需测定几个压力点下的吸附量即可确定整条曲线，但是不能反映储层的非均质性引起的曲线形态变形。另一类方法是直接确定不同压力条

件下的吸附量。这类方法接近实际，但测量时往往将岩样打碎为颗粒状测量，这与实际地层差别较大，因而实验结果的代表性受到质疑。实际研究中常将两类方法结合应用。

近年来，学术界和工业界已开始关注压裂液、地层水等对页岩岩石结构和页岩气吸附—解吸、扩散和渗流的影响。

### 2.3.2 气藏流体相态表征模型与评价技术

气藏流体相态表征是气藏工程基础内容之一，目的是获取油气藏烃流体不同温压条件物性参数（组成、黏度、偏差因子及凝析油含量等），进而为油气储量计算、开发方案设计、试井及生产动态分析提供基础参数。经几十年的持续攻关研究，在含极性物质气态天然气相态、酸性气藏气—液—固三相相态、饱和凝析气藏相态、非常规油气相态等方面取得理论和技术突破，形成了针对四川盆地气藏相态理论及评价技术。

1) 高含硫气藏流体相态理论及测试技术<sup>[30-31]</sup>。针对高含硫酸性气藏元素硫沉积问题，基于以状态方程为基础的气相和液相热力学模型、以溶液理论为基础的固相热力学模型，建立了气—液—固三相相平衡热力学模型，发展了酸性气藏流体物性计算方法<sup>[32]</sup>；研发了硫沉积点、沉积量及其伤害的高温高压可视化实验装置及测试技术。

2) 含极性物质  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ —干气/凝析气相态理论<sup>[33-34]</sup>。高温高压气藏普遍含有水蒸气，而经典状态方程（PR、SRK 等）忽略了水的影响。鉴于此，将李士伦等人提出的四参数立方型状态方程与 GE 型活度系数模型相结合，建立了描述含水气藏烃类混合物相平衡的热力学理论模型。

3) 非常规油气相态预测理论<sup>[35]</sup>。非常规油气层的微纳米孔发育，流固界面作用力大幅度增加。常用状态方程预测流体高压物性涉及 20 多个参数，计算过程复杂。近年来，从描述流体分子间相互作用角度，建立了具有严格理论基础的五参量指数型势能模型，为流体相态研究从宏观尺度向微观分子尺度研究奠定了理论基础。

### 2.3.3 气藏数值模拟技术

四川盆地气藏类型多，但气藏数值模拟技术难点是碳酸盐岩有水气藏。碳酸盐岩有水气藏的数值模拟技术代表了盆地气藏模拟技术的发展。针对四川盆地碳酸盐岩有水气藏储集类型多、非均质性强、多尺度流动特点，模拟技术取得快速发展，尤其是

近 10 年出现了以下发展特点。

1) 超大规模化、超高精细化。超大规模指模拟网格数量由常规的百万级向千万级、亿级增长，对大中型油气藏实现全气藏整体模拟，对超大油气藏采用分区域，先完成每个子区域的模拟，然后合并模拟的方式。超高精细指对数值模拟直接在三维地质模型基础上建立，不粗化，非结构化表征裂缝产状，对流体和储层物性突变区域，数值模型网格比三维地质模型网络更为精细。

2) 多学科综合化、流动模型复杂化。多学科综合化模拟指地质建模—开发方案—采气工程一体化模拟。包括地质建模—数模一体化，气藏模拟—井筒模拟，地应力—裂缝—气藏渗流，地震信号模拟—气藏渗流。流动模型复杂化则是指数值模型包含了多物理场的复杂过程，例如针对硫沉积或防砂的气—水—固模型，耦合裂缝变形的应力模型、离散介质、连续介质耦合模型、微观孔隙缝网络模型，突变界面及相平衡渗流模型等。特别是，针对四川盆地海相页岩气藏开发特点，考虑吸附—解吸—扩散主要流动特征，基于多尺度流动机理，发展了耦合裂缝扩展—开发动态的模拟技术。

3) 计算力超级化、高效化。主要体现在大量应用 GPU 并行计算技术和云计算。GPU（图形处理器）加速器，2007 年由 NVIDIA<sup>®</sup> 率先推出。1 个 GPU 的计算能力是 1 个 CPU 的数倍甚至十余倍。单个 GPU 的价格远低于 CPU，更低于每个计算机节点。GPU 应用显著降低并行平台构建成本，显著提高了运算效率。

### 2.3.4 气井试井技术

在气田整个勘探开发过程中，试井发挥着不可或缺的作用。从新气区的发现井开始，到落实气田储量、开发建设、气田开发生产的整个过程中，在确认气层的存在、测取气井产能、了解储层物性、进行开发方案设计和投入开发后的动态分析等方面，都离不开试井<sup>[36]</sup>。现在的试井工作，已不单是获取诸如储层渗透率等简单参数，而且还要求提供介质类型、物性展布、边界情况等信息，最终需要得到一个真实反映气井和气藏情况的“动态模型”，用于气田评价和动态预测<sup>[37]</sup>。为解决四川盆地气藏储集类型多样、非均质性强、多井型开采所带来的试井难题，试井技术已经发生深刻变化。

1) 试井测试技术由单一测压向储层分段测试及多参数、精细化、功能多样化发展，向生产测井与试井及产能测试深度融合技术发展。形成了非常规气

藏的压裂缝网参数、SRV 诊断及评价技术,建立了强非均质气藏储层非均质性诊断及评价技术,创新了长水平井非均质解释及多功能测试解释理论;发展了水平井多段压裂分段测试,分布式光纤温度、噪声、应力测试和基于甚低频电磁波的全井无线直读等核心测试技术。

2) 试井解释技术正在向多相、复杂介质、复杂井型发展,向数值试井、流线试井解释方法发展;产能评价技术正在向储层精细化、功能多样化、数据分析综合化及智能化发展。表现为:①模型多样化,涉及强非均质气藏、变形介质气藏、多重介质气藏、致密气藏、凝析气藏、高含硫气藏、页岩气藏、有水气藏等多种气藏类型;②井型多样化,涉及直井、斜井、水平井、压裂直井、多级压裂水平井、多分支井、井工厂水平井、多井系统等多种井型;③复杂介质流动规律建模,涉及多运移机制多尺度耦合建模、复杂井结构描述等。

## 2.4 排水采气技术

四川盆地的天然气井排水采气技术起步于 20 世纪 60 年代末期。1968 年以前,四川油气区还存在“排水采气”还是“控水采气”的争论。1969 年,在纳 6 井开展气水同采现场试验,确定了有水气藏排水采气的工作方法。随后优选管柱、泡排、气举、机抽、和电潜泵排水采气先后开展现场试验并取得成功<sup>[24]</sup>。近年来随着天然气勘探开发领域连续取得重大突破,排水采气工艺技术也取得长足进步。主要体现在:

1) 常规排采工艺进一步优化,逐渐形成技术系列,已应用于定向井、水平井、高温深井等。形成了优选管柱—泡排、气举—泡排、加速泵—气举、机抽—速度管等组合排采工艺,连续油管、涡流、同井回注等新工艺也日臻完善。

2) 在气井工况监测与诊断基础上,排水采气已向精细化、数字化和低成本发展。建立“气井精细分类—工况监测—措施优选—制度优化”排水采气机制,实现“一类一法”。基于单井数据监测,利用远程传输技术,自动识别预警和控制,开发低产低效井管理数字化技术。更加注重低成本高效益,发展经济适用的工艺技术。

3) 形成了控水和排水有效方法<sup>[38]</sup>。针对水源区物性较差水侵不活跃的气藏,优化边部区域气井生产压差,控制地层水入侵;对于水侵活跃的气藏进行排水采气。边水气藏早期在边部区域排水,底水气

藏早期在高渗透区气—水界面以下层段排水。针对气藏不同开发阶段优化排水工艺,早期气藏能量充足,自喷排水;中后期采用泡沫、柱塞、气举、机抽、电潜泵等进行排水。

## 2.5 高含硫气藏安全生产技术

20 世纪 60 年代以来,自威远震旦系含硫气藏进行开发实践以来,四川盆地陆续成功开发了卧龙河、中坝等一批中小规模、中低含硫气藏。而进入新世纪后,普光、龙岗等一批高含硫气田相继投产,标志着我国高含硫气藏开发水平已经居于世界前列。

针对高含硫气井钻完井井控风险高、地层复杂多变和钻完井作业难度大等问题,形成了高含硫深井超深井安全高效建井技术,涉及深层超深层三压力剖面精确预测、优快钻完井与高效破岩工具、复杂压力系统井控、各类恶性井漏高效防漏防塌、井筒完整性与环空带压管控等方面。

针对高含硫气藏严峻的腐蚀环境,形成了材料优选、缓蚀剂防腐和腐蚀检测(监测)相结合的综合腐蚀控制技术。井筒采用了耐蚀合金 2830、2532、G3 等材料的油管,环空内加注环空缓蚀剂保护液;地面采输管线普遍采用了 L360NCS 和 L360QCS 抗硫耐蚀钢并配合缓蚀剂防腐;天然气净化厂腐蚀苛刻环境采用了 1Cr18Ni9Ti 材料。分离器、闪蒸罐等设备内防腐采用涂层加牺牲阳极。循环水系统通过缓蚀剂、阻垢剂和杀菌剂的配合应用,实现水质的稳定运行<sup>[39-40]</sup>。

## 3 天然气开发理论与技术展望

从发展潜力看,深层/超深层海相碳酸盐岩气藏、深层页岩气和陆相致密砂岩气是四川盆地未来寻找大气田的重点勘探开发领域<sup>[1]</sup>,加上尚未大规模开发的煤层气,天然气千亿立方米产能基地建设将在上述四个领域展开。为了取得在四大领域的胜利,需要持续攻关钻完井、储层改造、气藏工程、排水采气和含硫气藏安全生产等方面的难题。

### 3.1 钻完井技术

1) 持续攻关超深层、超长水平井钻井技术。针对高温、高压、高含硫的地层所带来的技术挑战,持续攻关钻完井设备和工艺的优化,使超深井钻井水平达到 9 000 m 以深;针对非常规油气,特别是页岩气大规模开发的需要,发展与采气工程技术相衔接的超长水平井安全快速钻井技术。

2) 加快提升智能钻井配套技术水平。创新智能井控技术,将人工智能、大数据方法与高温高压井筒完整性理论结合,通过数据挖掘揭示井筒完整性失效与环空带压机理,通过专家系统,智能推荐有针对性的管控措施。持续研发随钻智能自动录井技术,开发随钻测量储层岩性和物性(孔隙度、渗透率)、流体物性与组分、地层压力等参数的智能化测试设备和软件系统。针对更深、温度压力更高、井况更复杂的环境,加快研发智能完井、仿生完井技术<sup>[41]</sup>。

3) 有效完善绿色钻完井配套技术。在已有绿色钻井技术基础上,加强对水、土壤、空气的综合保护。特别是页岩油气基岩屑的无害化处置、资源化利用问题,除了需要页岩气企业自身努力外,还急需相关政府机构出台指导页岩气大规模绿色钻井的政策,发挥科研院所的创新能力,研发油基岩屑大规模无害化处理技术。

### 3.2 储层改造技术

1) 建立地质—工程—开发—经济一体化优化设计方法<sup>[42]</sup>。特别是页岩水力压裂和碳酸盐岩酸压工艺设计时,应克服多以裂缝几何参数而少以压后产能或经济效益为目标的局限,创新水力压裂力学理论<sup>[43-44]</sup>、压后渗流理论,致力于形成以地质参数为基础,以压裂(水力压裂、酸压)裂缝参数为桥梁,以压后产能和经济效益为目标的压裂材料、装备和参数优化技术。

2) 研发和推广绿色、环保的压裂工艺和装备。页岩气水力压裂耗水量大,即使压裂返排液循环利用,仍面临水资源承载压力,探索无水、少水压裂工艺,对页岩气大规模绿色开发意义重大。四川盆地天然气主要产区人口稠密,研制大功率电动压裂泵及配套装备对减少施工噪音和废气污染十分必要。

3) 攻克深层超深层天然气气藏储层改造技术。川南—渝西地区的深层页岩气田和川中深层碳酸盐岩气田是四川盆地天然气大规模开发的重中之重,但是深层气藏的高温、高压、高地应力差的特点,对压裂造缝、缝网导流提出了很高的挑战,页岩超临界二氧化碳压裂、碳酸盐岩高温缓速体积酸压以及配套的裂缝监测与识别技术是主攻的方向。

### 3.3 气藏工程理论与技术

1) 渗流理论方面,需要发展注入流体与储层岩石之间的多场、多尺度、多重输运理论,阐明页岩纳米孔隙中气体分子群的运动规律和气—水两相微观吸附—解吸—传质机理,揭示非统一气—水界面

条件下的气—水两相分布规律和力平衡机制,CO<sub>2</sub>埋存、吸附与提高浅层页岩气藏采收率机理。

2) 相态分析技术方面,现有气相偏差因子及凝析水含量预测图版、流体相态测试装置的温压条件与储层条件差异较大,亟需发展地层原位高温高压保真岩心流体一体化取样技术、多孔介质多相渗流测试分析技术、非平衡相态分析技术。

3) 气井试井与产能测试方面,需要提升以分布式光纤为代表的水平井多段压裂分段测试技术的性价比和准确性;研发基于生产大数据和人工智能算法,集试井解释模型识别、地层参数解释、实测数据与模拟计算数据拟合、不稳态产能预测与评价四大功能于一体的试井分析及产能评价专家系统。

4) 气藏数值模拟方面,需要创新气—水—一固三相渗流模型,解决离散裂缝网络引起的高奇非线性方程组问题,开发基于气—水两相吸附—解吸—传质模型的多尺度页岩气数值模拟软件,大幅度提高计算效率的并行计算设备、方法和软件,形成大规模高精细数值模拟技术。

### 3.4 排水采气技术

1) 深入研究气井出液规律。气井出液规律是排水采气技术的基石,将为正确选择排液采气技术及优化介入时机提供重要支持。气井出液规律影响因素众多,如断层、裂缝、边水、底水等,这些因素的再认识也随气藏开发的深入逐渐清楚,有利于厘清气井出液规律,对提高排采措施的举升效率和有效期具有重要的意义。

2) 注重发展低成本实用排采技术。近年来,随着页岩气、煤层气、致密气等非常规天然气的开发,排液采气工艺技术在采气过程中的作用日益突出;限于经济效益,低成本实用的排液采气技术将是未来较长一段时间的攻关目标。

3) 发展排液采气工艺数值化、智能化技术,实现气藏—采气—集输全数值,实施气井全生命周期生产优化。近年来气藏数值模拟和地面管输数值化取得了长足发展,气井井筒数值化及与气藏和地面管输耦合不够,不能实现一体化;同时以数值化为基础,引入气藏经营管理的理念,实施气井全生命周期生产优化。

### 3.5 高含硫气藏安全生产技术

1) 完善高含硫气井井筒和地面系统完整性技术。及时更新高含硫气田设施失效数据库及检测(监测)体系,形成不同开发阶段的井筒完整性和集输管道

定量风险评价方法, 确保高含硫气井全生命周期内的安全生产<sup>[40]</sup>。

2) 建设智能化安全预警物联网。加快防腐管道设备信息化和智能化, 推进人工智能、物联网技术在安全生产检测与预警中的应用, 形成与四川盆地高含硫气藏生产的自然环境和社会环境相适应的安全生产预警物联网平台。

3) 提高安全应急管理能力。深刻吸取安全生产事故的经验教训, 完善高含硫气田区域性应急保障体系和应急资源优化配置方案, 推进企一企、企一地有效联动, 提升应急管理水平。

## 4 结论

1) 四川盆地现代天然气工业起始于 1939 年巴 1 井获得工业油气流, 已经历了起步期、储产缓增期、快速增长期、多源全兴期四个阶段, 当前自发形成了“第三次油气大会战”局面。

2) 四川盆地在天然气开发领域已经形成了针对常规天然气、致密气、页岩气的成熟技术, 攻克了高含水碳酸盐岩气藏、高含硫碳酸盐岩气藏和中深层页岩气藏开发领域的关键技术。

3) 四川盆地建设十亿立方米天然气产能基地, 打造中国“气大庆”, 需要持续攻关钻完井、储层改造、气藏工程、排水采气和高含硫气藏安全生产等方面的科学和技术难题, 信息化、智能化基础上的技术与非技术手段结合, 将为破解难题找到出路。

### 参 考 文 献

- [1] 张道伟. 四川盆地未来十年天然气工业发展展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 34-45.  
ZHANG Daowei. Development prospect of natural gas industry in the Sichuan Basin in the next decade[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 34-45.
- [2] 贾爱林, 何东博, 位云生, 等. 未来十五年中国天然气发展趋势预测[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 17-27.  
JIA Ailin, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Predictions on natural gas development trend in China for the next fifteen years[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 17-27.
- [3] 余果, 李海涛, 曾青松, 等. 四川盆地天然气产量增长趋势预测[J]. 天然气勘探与开发, 2020, 43(1): 1-7.  
YU Guo, LI Haitao, ZENG Qingsong, et al. Prediction on growth trend of gas production in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020, 43(1): 1-7.
- [4] 张健, 张奇. 四川盆地油气勘探——历史回顾及展望[J]. 天然气工业, 2002, 22(增刊 1): 3-7.  
ZHANG Jian, ZHANG Qi. History and prospects of oil and gas exploration in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(S1): 3-7.
- [5] 罗志立, 韩建辉, 罗超, 等. 四川盆地工业性油气层的发现、成藏特征及远景[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(5): 504-514.  
LUO Zhili, HAN Jianhui, LUO Chao, et al. The discovery, characteristics and prospects of commercial oil and gas layers/reservoirs in Sichuan Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(5): 504-514.
- [6] 宋岩. 中国天然气资源分布特征与勘探方向[J]. 天然气工业, 2003, 23(1): 1-4.  
SONG Yan. Distribution characteristics and exploration trend of natural gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(1): 1-4.
- [7] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 四川盆地大中型天然气田分布特征与勘探方向[J]. 石油学报, 2010, 31(3): 347-354.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong, et al. Distribution and further exploration of the large-medium sized gas fields in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 347-354.
- [8] 王顺华. 石油开采防护 H<sub>2</sub>S 危害的研究[J]. 中国安全生产科学技术, 2011, 7(1): 148-152.  
WANG Shunhua. Study on protection harm of H<sub>2</sub>S for petroleum exploitation[J]. Journal of Safety Science and Technology, 2011, 7(1): 148-152.
- [9] 何晋越, 魏微, 党雪霏, 等. 2019 年川渝地区天然气勘探开发进展及 2020 年展望[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(3): 7-12.  
HE Jinyue, WEI Wei, DANG Xuepei, et al. Review in 2019 and outlook in 2020: Natural-gas exploration and development in Sichuan-Chongqing area[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(3): 7-12.
- [10] 曾凌翔, 郑云川, 曾波. 威远区块页岩气水平井高效压裂工艺参数分析[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(5): 34-39.  
ZENG Lingxiang, ZHENG Yunchuan, ZENG Bo. Efficient fracturing parameters of shale-gas horizontal wells, Weiyuan area[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(5): 34-39.
- [11] 陈更生, 吴建发, 刘勇, 等. 川南地区百亿立方米页岩气产能建设地质工程一体化关键技术[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 72-82.  
CHEN Gengsheng, WU Jianfa, LIU Yong, et al. Geology-engineering integration key technologies for ten billion cubic meters of shale gas productivity construction in the Southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 72-82.
- [12] 中国石油企业协会. 2019 年度中国石油行业 10 大新闻[J]. 中国石油企业, 2020(增刊 1): 26-28.  
China Petroleum Enterprise Association. Top 10 news of China's petroleum industry in 2019[J]. China Petroleum Enterprise, 2020(S1): 26-28.
- [13] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561-574.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [14] 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜力及前

- 景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 1-14.
- [15] 胡勇, 彭先, 李骞, 等. 四川盆地深层海相碳酸盐岩气藏开发技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 2019, 39(9): 48-57.
- HU Yong, PENG Xian, LI Qian, et al. Progress and development direction of technologies for deep marine carbonate gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(9): 48-57.
- [16] 孙冬胜, 李双建, 云金表, 等. 中国海相克拉通盆地古隆起的活动性与油气分布[J]. 地质学报, 2017, 91(7): 1589-1603.
- SUN Dongsheng, LI Shuangjian, YUN Jinbiao, et al. The activities of paleo-uplifts and distribution of oil and gas in marine craton basins, China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(7): 1589-1603.
- [17] 郑和荣, 刘忠群, 徐士林, 等. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 765-783.
- ZHENG Herong, LIU Zhongqun, XU Shilin, et al. Progress and key research directions of tight gas exploration and development in Xujiache Formation, Sinopec exploration areas, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 765-783.
- [18] 魏国齐, 杨威, 刘满仓, 等. 四川盆地大气田分布、主控因素与勘探方向[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 1-12.
- WEI Guoqi, YANG Wei, LIU Mancang, et al. Distribution rules, main controlling factors and exploration directions of giant gas fields in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(6): 1-12.
- [19] 刘合, 张烈辉. 油气开发技术进展[M]. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- LIU He, ZHANG Liehui. Technical progress of oil and gas development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [20] 伍贤柱, 万夫磊, 陈作, 等. 四川盆地深层碳酸盐岩钻完井技术实践与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 97-105.
- WU Xianzhu, WAN Fulei, CHEN Zuo, et al. Drilling and completion technologies for deep carbonate rocks in the Sichuan Basin: Practices and prospects[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 97-105.
- [21] 韩烈祥. 川渝地区超深井钻完井技术新进展[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(5): 555-561.
- HAN Liexiang. New progress of drilling and completion technologies for ultra-deep wells in the Sichuan-Chongqing area[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(5): 555-561.
- [22] 李阳, 康志江, 薛兆杰, 等. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 669-678.
- LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 669-678.
- [23] 朱志勇, 韩国庆, 吴晓东, 等. 基于 Vague 集理论的完井方式多指标综合优选[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(3): 289-295.
- ZHU Zhiyong, HAN Guoqing, WU Xiaodong, et al. Multi-indicator comprehensive selection of well completion method based on Vague sets theory[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(3): 289-295.
- [24] 《中国油气田开发志》总编纂委员会. 中国油气田开发志——西南(中国石油)油气区卷[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- General Compilation Committee of *China Oil and Gas Field Development Annals*. China oil and gas field development annals—Southwest (PetroChina) oil and gas area volume[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [25] 乐宏, 杨兆中, 范宇. 宁 209 井区裂缝控藏体积压裂技术研究与应 用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(5): 86-98.
- YUE Hong, YANG Zhaozhong, FAN Yu. Research and application of volume fracturing technology fracture control in Ning 209 area[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2020, 42(5): 86-98.
- [26] 彭小龙, 杜志敏, 戚志林, 等. 多重介质渗流模型的适用性分析[J]. 石油天然气学报——江汉石油学院学报, 2006, 28(4): 99-101.
- PENG Xiaolong, DU Zhimin, QI Zhilin, et al. Analysis on the adaptability of multi-medium percolation model[J]. *Journal of Petroleum and Natural Gas—Journal of Jianghan Petroleum University*, 2006, 28(4): 99-101.
- [27] 张烈辉, 贾鸣, 张芮菡, 等. 裂缝性油藏离散裂缝网络模型与数值模拟[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(3): 121-127.
- ZHANG Liehui, JIA Ming, ZHANG Ruihan, et al. Discrete fracture network modeling and numerical simulation of fractured reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2017, 39(3): 121-127.
- [28] PENG Xiaolong, LIANG Baosheng, DU Zhimin, et al. Practical simulation of multi-porosity reservoirs through existing reservoir simulator[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 151: 409-420.
- [29] 张烈辉, 郭晶晶, 唐洪明. 页岩气藏开发基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
- ZHANG Liehui, GUO Jingjing, TANG Hongming. Fundamentals of shale gas reservoir development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.
- [30] 姜昊罡, 梁利侠, 张浩. 凝析气藏气井产水规律研究[J]. 长江大学学报(自科版), 2013, 10(7): 147-150.
- JIANG Haogang, LIANG Lixia, ZHANG Hao. Study on water production law of gas well in condensate gas reservoir[J]. *Journal of Yangtze University (Natural Science Edition)*, 2013, 10(7): 147-150.
- [31] GUO Xiao, WANG Qiao. A new prediction model of elemental sulfur solubility in sour gas mixtures[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 31: 98-107.
- [32] 杜志敏, 郭肖, 郭平, 等. 复杂气藏开发基础理论研究进展与应用[C]// 第二届中国工程院/国家能源局能源论坛论文集, 北京: 中国工程院, 2012: 981-988.
- DU Zhimin, GUO Xiao, GUO Ping, et al. Basic theoretical research on complex gas reservoir development: The progress and application[C]// Proceedings of the Second Energy Forum of Chi-

nese Academy of Engineering/National Energy Administration, Beijing: Chinese Academy of Engineering, 2012: 981-988.

[33] TU Hanmin, GUO Ping, JIA Na, et al. Numerical evaluation of phase behavior properties for gas condensate under non-equilibrium conditions[J]. Fuel, 2018, 226: 675-685.

[34] WANG Zhouhua, TU Hanmin, GUO Ping, et al. Fluid behavior of gas condensate system with water vapor[J]. Fluid Phase Equilibria, 2017, 438: 67-75.

[35] SALAHSHOOR S, FAHES M, TEODORIU C. A review on the effect of confinement on phase behavior in tight formations[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 51: 89-103.

[36] 胡静. 鄂尔多斯盆地延长气田试井质量影响因素分析 [J]. 内蒙古石油化工, 2014, 40(15): 71-73.  
HU Jing. Analysis on factors affected to quality of well test in Yanchang Gas Field, Ordos Basin[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2014, 40(15): 71-73.

[37] 庄惠农. 气藏动态描述和试井 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.  
ZHUANG Huinong. Gas reservoir performance description and well testing[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

[38] 钟孚勋. 四川盆地天然气开发实践与认识 [J]. 天然气工业, 2002, 22(增刊 1): 8-10.  
ZHONG Fuxun. Practice and knowledge of natural gas development in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(S1): 8-10.

[39] 杜志敏. 国外高含硫气藏开发经验与启示 [J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 35-37.  
DU Zhimin. Oversea experiences of acid gas reservoir development and their enlightenments[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 35-37.

[40] 黄黎明. 高含硫气藏安全清洁高效开发技术新进展 [J]. 天然气工业, 2015, 35(4): 1-6.  
HUANG Liming. New progresses in safe, clean and efficient development technologies for high-sulfur gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(4): 1-6.

[41] 苏义脑, 路保平, 刘岩生, 等. 中国陆上深井超深井钻完井技术现状及攻关建议 [J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(5): 527-542.  
SU Yinao, LU Baoping, LIU Yansheng, et al. Status and research suggestions on the drilling and completion technologies for on-shore deep and ultra deep wells in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(5): 527-542.

[42] 张烈辉, 何骁, 李小刚, 等. 四川盆地页岩气勘探开发进展、挑战及对策 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 143-152.  
ZHANG Liehui, HE Xiao, LI Xiaogang, et al. Shale gas exploration and development in the Sichuan Basin: Progress, challenge and countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 143-152.

[43] YI Liangping, WAISMAN H, YANG Zhaozhong, et al. A consistent phase field model for hydraulic fracture propagation in poro-elastic media[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2020, 372: 113396.

[44] YI Liangping, LI Xiaogang, YANG Zhaozhong, et al. Phase field modeling of hydraulic fracturing in porous media formation with natural fracture[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2020, 236: 107206.

(修改回稿日期 2021-10-25 编辑 韩 建)



陕京四线向内蒙古输送天然气突破 12 亿立方米

2021 年 12 月 8 日, 国家石油天然气管网集团有限公司北京管道公司内蒙古输油气分公司 (以下简称内蒙古分公司) 的最新统计数据 displays, 自 2018 年投产以来, 陕京四线管道向内蒙古自治区输送天然气突破 12 亿立方米, 其中今年的输气量已达 4.27 亿立方米, 占总输气量的近 35%。

陕京四线是一条途经内蒙古 709.11 千米、输送压力达 12 兆帕的天然气管道。内蒙古分公司肩负着陕京四线内蒙古境内管线及 30 座阀室、3 座压气站的运行维护工作, 所辖管道途经鄂尔多斯、呼和浩特、乌兰察布 3 市的 15 个旗县 143 个自然村。入冬以来, 内蒙古分公司 114 名员工坚守岗位, 防寒风、战疫情, 为“奉献陕京 保障首都”贡献绿色能源。今年截至目前, 陕京四线输送 102.3 亿立方米天然气, 可替代燃煤 1 329 万吨, 相当于减少 62.8 万吨有害物质和 4 500 万吨二氧化碳气体的排放。

按 2021 年 12 月 3 日的输气量测算, 今冬明春陕京四线还将向北京输气约 40 亿立方米、向内蒙古输气约 2.46 亿立方米。

(天工 摘编自中国能源网)

下载网址: <https://www.china5e.com/news/news-1126719-1.html>

下载时间: 2021-12-14