

中国致密气开发技术进展及展望

严 谨, 史云清

中国石化石油勘探开发研究院, 北京
Email: yanjin.syky@sinopec.com

收稿日期: 2020年12月12日; 录用日期: 2021年1月12日; 发布日期: 2021年1月20日

摘 要

近年来, 随着地质理论和开发技术的不断进步, 中国致密气勘探开发取得了显著进展, 已成为天然气增储上产的重要领域。针对中国致密气埋藏深度大、气层厚度小、非均质性强、含气饱和度低、气水关系复杂、开发具有“三低一快一长”的特点, 以提高单井产量、降低开发成本为技术目标, 经过几十年的探索和攻关, 形成了储层“甜点”预测及有利区定量优选技术、多层系多井型井网优化技术、直井多层压裂和水平井分段压裂、排水采气及井下节流等开发关键技术, 推动了致密气的规模化开发。中国致密砂岩气发展前景广阔, 但仍面临资源品质差、稳产能力弱、采收率低的挑战, 建议进一步攻关提高单井产量采收率技术以及大数据优化与智能化开采技术, 不断提升致密砂岩储量动用规模及开发效益。

关键词

致密气, 气藏精细描述, 开发优化, 采气工艺

Development and Prospect of Tight Gas in China

Jin Yan, Yunqing Shi

Petroleum Exploration and Production Research Institute, Sinopec, Beijing
Email: yanjin.syky@sinopec.com

Received: Dec. 12th, 2020; accepted: Jan. 12th, 2021; published: Jan. 20th, 2021

Abstract

In recent years, along with the advance of geological theory and the development of technology, tight gas exploration and development in China has made significant progress, has become an important field of gas increase in reserve and production. Tight gas in China has the characteristics of deep buried depth, small gas layer thickness, strong heterogeneity, low gas saturation, complex gas-water relationship, and “three low one quick one long” in production, in order to improve the single well production and reduce the development cost. After decades of exploration and re-

search, key development technologies such as reservoir “dessert” prediction and favorable area quantitative optimization technology, multi-layer system and multi-well pattern optimization technology, multi-layer fracturing in vertical Wells and multi-stage fracturing in horizontal Wells, drainage gas recovery and downhole throttling have been formed, which have promoted the large-scale development of tight gas. In China, tight gas has a broad development, but it is still faced with challenges such as poor resource quality, weak stable production capacity and low recovery rate. Therefore, it is suggested to further explore technologies for improving single well production recovery rate, big data optimization and intelligent mining, so as to continuously improve the scale of exploitation and development benefits of tight sandstone reserves.

Keywords

Tight Gas, Gas Reservoir Description, Development Optimization, Gas Production Process

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

致密气在全球分布广泛, 资源丰富。美国联邦地质调查局研究认为, 目前已发现或推测发育致密气的盆地有 70 个左右, 资源量约 $209.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。全球各国都很重视致密气开发, 致密气的产量在天然气产量中的比重逐年上升, 已成为全球天然气资源结构中的主要组成部分。中国致密气技术可采资源量为 $12.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 2019 年致密气产量 $425 \times 10^8 \text{ m}^3$, 约占全国天然气总产量的 24.5%, 已成为全球致密气生产大国。

2. 中国致密气勘探开发现状

中国致密气广泛分布于鄂尔多斯、四川、塔里木、渤海湾、松辽和准噶尔等多个盆地, 资源丰富, 截至 2019 年底, 致密气累计探明储量 $5.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占全国天然气探明储量的 33.42%, 其中千亿方以上大气田 11 个(图 1), 已展现出巨大的开发潜力和良好的发展前景。

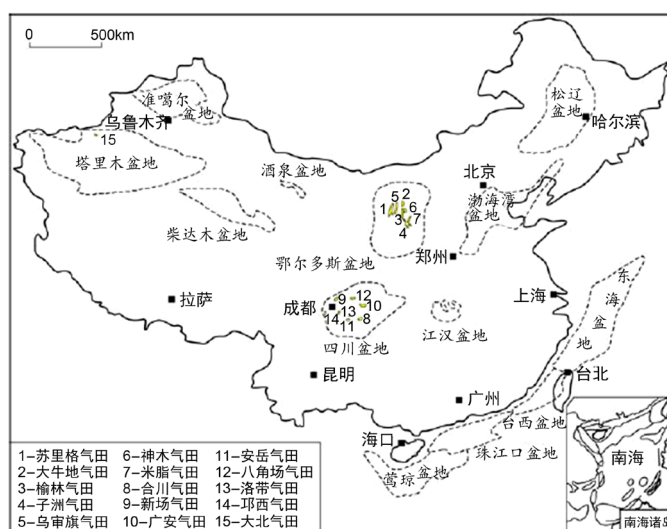


Figure 1. Distribution map of major tight sandstone gas fields in China (According to Dai Jinxing, 2012)
图 1. 中国主要致密砂岩气田分布图(据戴金星, 2012)

早在上世纪 60 年代中国就在四川盆地川西地区发现致密气, 受地质认识、开发技术和开采成本限制, 发展相对缓慢。近年来, 随着地质基础理论的发展以及储层改造技术的不断进步, 致密气勘探开发取得了重大进展, 形成了鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地三大致密气区, 已成为我国天然气增储上产的主要现实领域。我国致密气勘探开发大致可分为三个阶段(图 2)。

2000 年以前, 早期开发阶段, 由于受构造气藏勘探理论和工程工艺技术的限制, 储量、产量徘徊不前, 主要在四川盆地八角场、新场等气田开展小规模开发。主要优选储层物性较好、裂缝较为发育的富集区块进行开发, 采用直井射孔完井、小规模压裂投入生产, 后期采用排水采气保持气井生产[1]。

2001~2005 年, 初步发展阶段, 随着致密气概念的引入, 促使基础地质理论和地质评价标准研究有了巨大进步。按照大型岩性气藏勘探思路, 先后发现了苏里格、大牛地等大型致密气田, 储量快速增长, 年均新增探明储量 1500 亿方; 但由于单井产量低、经济性差, 无法开发动用, 产量增长缓慢。通过技术攻关和现场试验, 实现了岩性气藏储层及流体预测、富集区及“甜点”优选、欠平衡钻井、直井单层大型压裂等技术的突破, 2005 年大牛地气田建成 10 亿方生产能力, 实现了致密气商业规模开发, 2005 年全国致密气产量 52 亿方。

2006 年以来, 快速发展阶段, 随着开发技术的日趋成熟和完善、管理模式的不断创新, 形成了薄砂体(10 m 以下)储层及流体预测技术、有利目标区定量评价和优选技术、直井多层大规模压裂技术、水平井分段压裂开发技术、优快钻井技术以及低成本开发管理技术, 实现了苏里格、大牛地、成都、广安等气田大规模效益开发; 同时随着深层多断块致密气藏勘探开发配套技术的发展, 使得克深 - 大北气田大规模上产。这一阶段, 年均新增探明储量 2500 亿方, 天然气产量快速增长, 2015 年致密气产量突破 300 亿方。

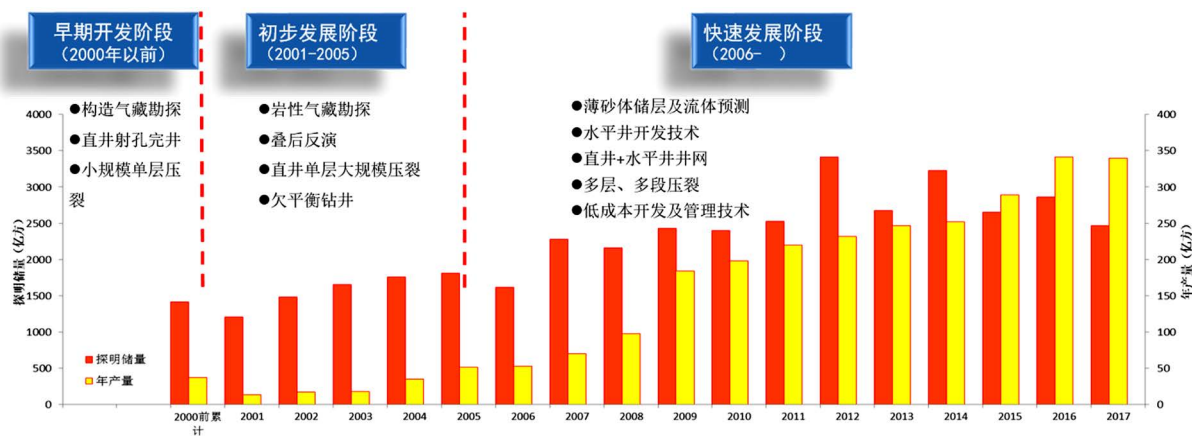


Figure 2. China's tight gas exploration and development process map

图 2. 中国致密气勘探开发历程图

3. 中国致密气地质及开发特征

3.1. 致密气地质特征

根据中国陆相坳陷盆地的地质条件, 致密气具有以下地质特征[1]-[6]: 1) 均为煤成气, 组分中烷烃气(C₁₋₄)占绝对优势, 甲烷含量最高, 烷烃气具正碳同位素系列, 非烃气(主要是 CO₂ 和 N₂)含量低; 煤系烃源灶广覆发育、源储紧邻、近距离垂向运移成藏; 大面积“立体”含气, 局部富集; 2) 岩性气藏为主, 鄂尔多斯盆地上古生界气藏和四川盆地须家河组气藏构造对气藏的控制作用不明显, 产量受裂缝和储层物性控制; 但塔里木盆地库车深层为构造 - 岩性气藏, 构造、有利储层和裂缝控制高产富集区; 3) 储层物性差、非均质性强; 主要为陆相与海陆过渡相沉积, 孔隙度、渗透率均比较低。平均孔隙度 4%~12%,

覆压下渗透率多小于 0.1 mD; 4) 含气井段长, 纵向上发育多套气层, 单层厚度薄且横向变化快, 有效砂体呈不连续的透镜状展布, 在纵向上呈叠置状分布, 气藏局部富集; 5) 气水关系复杂, 受储层非均质性和构造作用等影响, 表现出气水倒置、气水间互和气水界面不明的多样性与复杂性; 含气饱和度低, 含气饱和度一般为 40%~65%; 6) 埋藏深度偏大, 鄂尔多斯盆地上古生界、四川盆地须家河组埋深一般在 2000~5200 米左右, 准噶尔、塔里木盆地埋深一般在 3800~7000 米左右, 塔里木盆地库车坳陷埋深达 8000 米左右; 7) 地层压力异常, 四川盆地、库车前陆盆地为异常高压, 压力系数为 1.5~1.8; 鄂尔多斯盆地为低压, 平均压力系数为 0.85~0.95。总体上看, 中国致密气具有埋藏深度大、气层薄、含水剪和度高、有效储层非均质性强、气藏压力异常、气水关系复杂等特点, 对开发技术和经济性提出了更大挑战。

3.2. 致密气开发特征

目前中国已在鄂尔多斯盆地的石炭 - 二叠系、四川盆地三叠系的须家河组和库车坳陷的侏罗系实现了致密气的规模效益开发, 致密气开发具有“三低一快一长”的特点: 1) 气井无自然产能或自然产能低, 需要压裂改造才能获得工业产能; 2) 气井初期产量低, 累产气量不高, 直井平均产量 0.2~1.2 万方/天, 累积采气量一般 1000~6000 万方; 水平井平均产量 1.5~8 万方/天, 累积采气量 2000~20000 万方; 3) 气藏采气速度和采收率均较低, 采气速度一般小于 3%, 采收率一般低于 30%; 4) 气井稳产期短, 初期递减快, 后期趋于稳定; 一般气井稳产期小于三年, 气井早期递减率 20%~40%, 采用井间接替的方式保持气田稳产; 5) 气井生产周期长, 具有较长的低产、低压开采期, 一般为 30 年以上。

4. 中国致密气开发关键技术

针对中国致密气的地质和开发特征, 经过几十年的探索和技术攻关, 自主研发和创新形成了致密气开发关键技术, 使得致密气开发成本不断降低、开发规模快速增长; 并随着致密气发现和开发类型的不断增多, 技术不断发展和丰富。

4.1. 气藏精细描述技术

1) “甜点”预测技术

“甜点”预测是致密气规模有效开发的前提之一, 致密气储层薄、砂体交错叠置、非均质性强、孔隙度低, 加之煤层屏蔽、盐岩塑性变形等导致地球物理储层预测精度较低, 经过多年摸索, 建立了相控储层预测思路, 实现了地质、地震、测井一体化、处理反演一体化, 正演反演一体化, 从定性到定量的预测[7] (表 1)。首先建立了复杂孔隙形态介质的岩石物理模型, 系统揭示了碎屑岩储层岩性、物性、含气性测井及地震响应特征, 提高横波预测和岩石物理分析精度, 为地球物理参数反演和储层参数预测奠定可靠的基础; 其次研发集成了面向储层的成像技术系列, 进一步提高了资料的信噪比及分辨率; 同时形成了不同储层多参数地震随机模拟反演技术, 使得地震反演识别砂体的能力由常规的 20 米提高至 5 米, 细化了单砂体分布特征, 使其几何形态和厚度的预测更加精确, 实现了致密薄层砂岩储层定量预测, 预测的成功率达 90%; 形成了基于岩石物理模型的流体因子反演技术, 有效提高流体识别能力, 预测符合率大于 90%。

Table 1. Reservoir prediction technology for the three major sedimentary systems of the upper paleozoic in Daniudi gas field
表 1. 大牛地气田上古生界三大沉积体系储层预测技术

层位	沉积体系	沉积有利相带预测技术	含气性预测技术	储层参数定量预测技术
盒 3	冲积平原— 一辨状河体 系	1) 振幅属性分析 2) 神经网络波形分类 3) 神经网络多属性优化岩性指示曲线反演技术	1) 瞬时频率分析 2) 吸收衰减系数分析 3) 叠前道集优化处理技术 4) 地震沉积学三参数 AVO 分析	1) 岩性、孔隙度、电阻率曲线深域随机模拟反演技术 2) 岩石物理分析技术 3) 岩性及含气性叠前弹性参数反演

Continued

盒 2	冲积平原— —辫状河体 系	1) 神经网络波形分类 2) 相位属性 + 振幅属性分 析 3) 多属性神经网络优化岩 性指示曲线反演技术	1) 瞬时频率分析	1) 岩性、孔隙度、电阻率曲线深域 随机模拟反演技术 2) 岩石物理分析技术 3) 岩性及含气性叠前弹性参数反演
盒 1			1) 神经网络多属性优化含气指 示曲线反演技术 2) 子波分解与重构分频技术 3) 叠前道集优化处理技术 4) 地震沉积学三参数 AVO 分析 5) 频变 AVO(频散) 6) 分频吸收衰减	1) 岩性指示曲线、孔隙度、含气指 示曲线深域随机模拟反演技术 2) 岩石物理分析技术 3) 岩性及含气性叠前弹性参数反演
山 2	三角洲(平原) 体系			
山 1		1) 反射强度斜率分析 2) 匹配追踪去煤技术	1) 瞬时谐波频谱特征(HFC)	
太 2	障壁海岸— —潮坪体系	1) 以振幅属性为主的分析 技术 2) 匹配追踪去煤技术	1) 瞬时频率分析 2) 速度异常分析 3) 瞬时谐波频谱特征(HFC)	1) 岩性线、孔隙度、煤层遮挡含气 指示曲线、砂岩电阻率曲线深度域随 机模拟反演
太 1		1) 振幅属性分析	1) 分频吸收衰减技术	

2) 河道砂岩储层精细刻画技术

川西侏罗系致密气储渗单元为单河道, 单河道和单砂体构成多个独立的子气藏, 河道砂岩储层预测及刻画制约着开发目标评价及井网部署。采用从宏观到微观、从定性到定量、从外形精细刻画至内幕非均质性评价逐步逼近的综合研究思路: 在井-震一体化河道沉积层序识别和小层精细对比研究的基础上, 开展河道砂体叠置样式正演, 分析河道砂体叠置情况下的地震反射特征, 优选出敏感属性参数; 其后综合采用属性分析、波形分类、体分频像素成像和三维可视化等技术确定河道砂体内部叠加样式和空间展布特征; 最后采用递进反演相控储层定量描述技术实现河道砂岩储层定量预测。该技术突破了川西致密气藏河道砂岩精细刻画和定量预测技术瓶颈, 实现了水平段储层关键参数的实时优化, 确保水平段储层深度预测误差控制在 5 m 以内, 极大提高了井轨迹控制精度和水平段储层钻遇率, 促进了叠置河道高效开发[8]。

3) 三维定量表征技术

致密气藏储层厚度小、非均质性强、多层叠置的特点, 以建立精细等时地层格架为基础, 以精细刻画单砂体空间展布、建立储层构型及地质知识库为关键, 利用多点地质统计学建模方法建立三维地质模型。在单井沉积微相解释基础上, 结合地震岩性反演体, 综合砂体剖面对比图, 统计河道宽度、厚度等参数, 建立河道砂体构型地质知识库(图 3)。提出“井间二次约束的储层建模方法”, 首先建立地震资料约束下的岩相模型, 然后按照不同相带中孔隙度、渗透率、饱和度的统计规律, 建立相控条件下的孔渗饱三维属性模型; 对于采用水平井开发的气藏, 利用岩心及地球物理信息, 通过有限元方法, 建立三维地应力场模型。采用该技术可精细刻画单砂体、隔夹层(泥岩隔层、煤层)及储层物性参数的空间展布, 为井位部署、井轨迹优化设计及压裂优化选层选段提供可靠依据(图 4)。

4) 有利目标区定量评价和优选技术

致密气储层物性差、气层厚度薄、非均质性强、产能低、经济有效动用难度大, 提出了集储层预测、地质建模、产能预测和经济评价于一体、动静结合的定量选区评价思路和方法, 地质、气藏工程、工艺参数的有机结合, 形成了以无阻流量为主要评价指标的致密低渗气藏有利开发区定量评价技术(图 5)。通过单因素相关分析研究气层无阻流量与储层参数、工艺参数的关系, 应用多元回归分析方法建立无阻流

量与气层厚度、物性、含气性、加砂量等关系式, 在地质模型的基础上得到无阻流量三维分布图, 结合经济评价界限(表 2), 在产能预测图上优选出经济有效开发区[9] [10]。

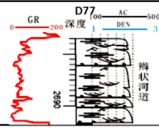
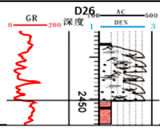
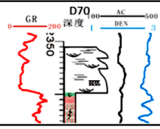
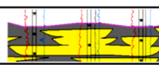
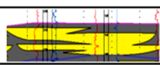
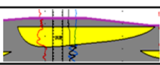
结构单元	叠置辫状河道	迁移辫状河道	孤立辫状河道
岩相			
宽度(m)	4300-5650	3500-4350	1100-2900
厚度(m)	15-32	11-19	5-11
叠加样式	叠加型	侧向拼接型	孤立型
叠加形态			
平面形态	辫状/平直	辫状/平直	辫状/曲流
剖面形态	顶平底凸	顶平底凸	顶平底凸
层序位置	H11/H12	H11/H12	H12/H13
三维连通性	拼接状, 连通好	透镜, 局部连通	透镜, 不连通

Figure 3. The channel sand body configuration of the first member of Hehe 1 in Daniudi gas field
图 3. 大牛地气田盒一段河道砂体构型

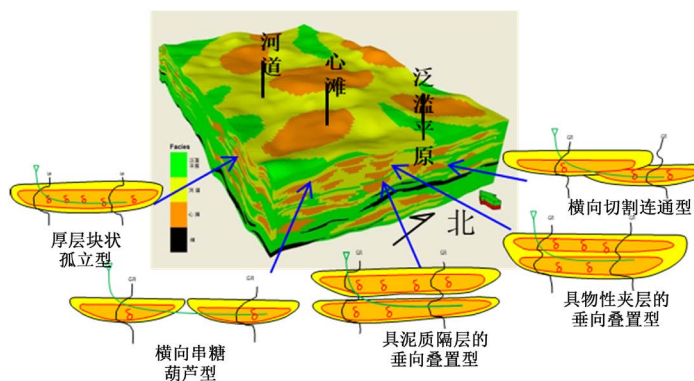


Figure 4. 3D geological model of tight sandstone gas reservoir
图 4. 致密砂岩气藏三维地质模型

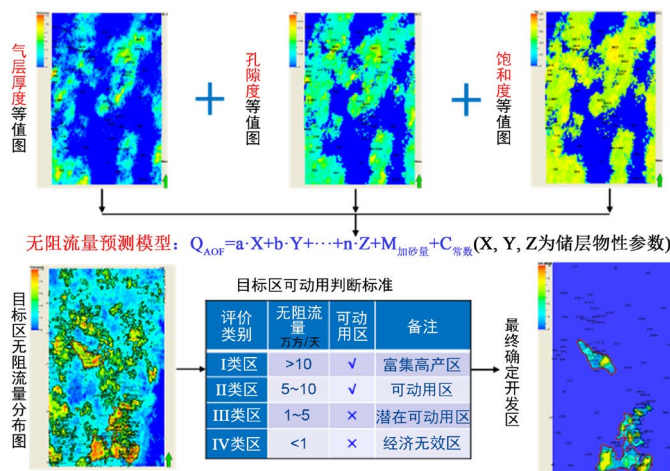


Figure 5. The flow chart of the optimization of the favorable target area of tight gas
图 5. 致密气有利目标区优选流程图

Table 2. Evaluation criteria for tight gas development zones

表 2. 致密气开发区评价标准

评价类别	无阻流量, 万方/日	目标区类别
I 类区	>10	高产富集区
II 类区	5~10	可动用区
III 类区	1~5	潜在可动用区
IV 类区	<1	经济无效区

4.2. 气藏工程与开发优化技术

1) 气井产能评价技术

致密气储层渗透率低, 压裂返排后需要长时间关井压力才能恢复稳定, 常规试气需要放空大量天然气, 加之开发井数多, 不可能口口井都进行常规试气, 因此提出了快速产能评价方法, 在保证测试精度的前提下, 通过简化试气流程, 缩短测试时间。具体步骤为: 新井射孔压裂后, 当入井液返排率达到 90% 以上, 只有少量的雾化水随气体喷出时, 把井口压力控制在 4~8 MPa 的某个相对稳定的值, 然后把地面流程导入测试管线, 让气流通过智能旋进漩涡流量计进行测试求产。该方法既简化了测试过程, 又避免了气体放空浪费, 同时准确评价气井产能[11]。

气井合理产量的确定是气藏高效开发的基础, 综合考虑提高储量动用程度、合理利用地层能量和提升经济效益等因素, 形成了渗流特征法、不稳定流动分析、系统优化法、采气曲线法和数值模拟等多方法集成的气井合理配产技术, 综合确定气井初期配产, 在保证气田开发效益的同时, 延长气井生命周期, 提高气藏采出程度[9]。

2) 多层系多井型井网优化技术

开发井网优化以储层展布特征、单井控制储量和经济效益等为依据, 在尽可能提高气田采收率的同时又能实现良好的经济效益。针对致密气储层有效砂体规模小、叠置关系复杂的强非均质性特点, 通过评价多层系储层空间展布特征, 考虑到不同井型、工程工艺提高单井产量的效果, 结合不同储层发育区储层物性、有效砂体叠置形式、井间连通性、储量丰度等的差异, 从提高气藏储量动用程度、获取较高采收率和单井产量的角度出发, 开展多井型多层位立体开发井网优化。

在砂体规模精细刻画、压裂改造有效范围及气井泄气半径研究的基础上, 优化井距; 通过砂体几何形态评价、地应力方位研究明确井网几何形态; 经济评价和气井开采模式相结合论证不同储量丰度区块的经济极限井网密度和合理井网密度[12]; 针对储层类型和分布特征, 形成了直井单层开发、直井多层开发、水平井开发、直井水平井混合开发等立体开发模式, 不断提高储量动用程度。目前在单砂体精细刻画和三维定量表征的基础上, 进行井轨迹优化设计和混合井型井网的整体部署(图 6)。

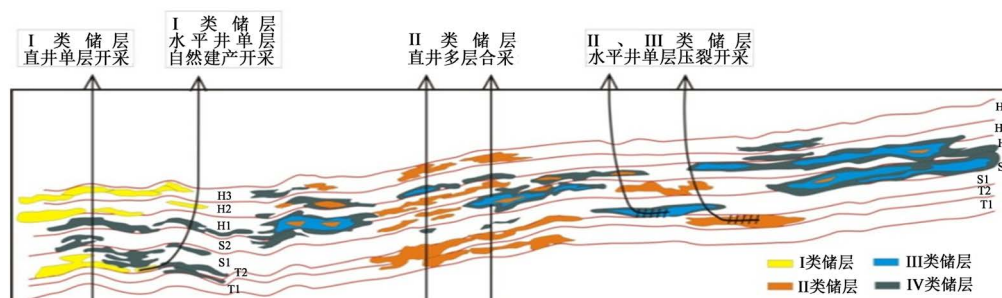


Figure 6. Tight gas reservoir well location deployment map

图 6. 致密气藏井位部署图

4.3. 钻完井及增产改造技术

1) 水平井优快钻井技术

根据致密气藏地层特点, 以气田效益开发为目的, 在机理分析、室内实验、现场试验的基础上, 形成了以五级分支井、径向钻孔深穿透、鱼骨状水平井、旋钻导向钻井等技术为核心的提高泄流面积钻井技术; 研制出 MWD 系统、近钻头井斜角及方位角伽马测量仪以及井下微流量测量装置, 提高了薄互层的储层钻遇率和井眼轨迹控制精度; 形成了以井身结构优化、PDC 钻头复合钻井提高钻速、气体钻井等技术集成的低成本快速钻井技术, 机械钻速不断提高, 钻井周期不断缩短, PDC 钻头的钻速是同井段牙轮钻头机械钻速的 2~3 倍, 大幅度缩短了钻井周期, 直井由平均 45 d 缩短到 15 d 左右, 水平井钻井周期由 202 d 缩短到 71 d 左右[13]。

2) 增产改造技术

对于纵向上多层发育的致密砂岩气藏, 以实现多层动用为目标, 形成了机械封隔和套管滑套两大直井多层段有效改造技术, 机械封隔分层压裂技术运用“大通径分隔器、多孔球座、多层应力剖面设计”, 从分压 3 层提高至 11 层, 压裂周期由 2~3 天降至 1 天, 成本节约 25%; 套管滑套分层压裂技术通过运用“可开关套管滑套、可溶球、定压滑套、变径胶囊”, 有限级最高分压 11 层, 工具价格为国外同类产品的 50%。在水平井方面, 立足不同储层特点, 形成多级滑套水力喷砂、裸眼封隔器两大水平井分段压裂技术, 初期产量达到直井产量的 3 倍, 使单井控制储量和单井产量大幅度提高, 提升了气田的开发效益[14]。

4.4. 采气工艺技术

1) 排水采气技术

针对致密气单井产量低、携液能力差的特点, 形成了以“泡沫排水采气为主, 速度管柱、柱塞气举、压缩机气举、合理工作制度为辅”的排水采气技术系列, 确保了气田平稳生产。开发了多种系列起泡剂和消泡剂, 形成了不同类型气井配套成熟的加注工艺及加注参数。泡沫排水采气是针对产水气田开发而研究的一项助采工艺技术, 具有施工容易、收效快、成本低、不影响日常生产等优点, 在出水气井中得到广泛应用。同时, 针对致密气藏的特点, 开展了速度管柱、柱塞气举、压缩机气举等多项攻关试验。对于产气量大于 5000 m³/d、积液不严重的连续生产井, 可采用泡沫排水; 对于产气量大于 5000 m³/d、积液较严重的气井, 可采用速度管柱; 对于产气量大于 2000 m³/d 的间歇生产井, 可采用柱塞气举; 对于产气量小于 2000 m³/d 的间歇生产井, 可采用合理工作制度实现间歇开井; 对于水淹停产井, 可使用压缩机气举[15]。

2) 井下节流技术

井下节流是指在气井井筒中下入节流器实现井筒节流降压的技术, 目的是防止天然气水合物的形成而造成井筒和地面管线的堵塞。该技术取代了传统的集气站或井口加热装置, 是简化优化地面流程的关键技术, 该技术的优点是: a) 可以大幅度降低地面管线运行压力, 有效防止水合物形成, 提高开井时率; b) 不需要建设注醇系统, 气井生产时不需要井口加热炉, 在较大范围内实现地面压力系统自动调配, 简化了地面流程; c) 提高气井携液能力。井下节流使井筒压力从高压瞬间降为低压, 气体体积发生膨胀, 气体的压能转变成动能, 促使气流速度增大, 从而提高了气体的携液能力; d) 降低了建设投资与运行成本。

在井下节流基础上, 苏里格气田形成了“井口不加热、不注醇、中低压集气、带液计量、井间串接、常温分离、二级增压、集中处理”的中低压集气模式, 井口到集气站的集输系统得到有效简化, 优化了集气工艺, 简化了集气流程, 大幅度降低了地面投资[16]。

5. 中国致密砂岩气开发面临的挑战和开发前景展望

5.1. 发展面临的挑战

我国在致密气勘探开发取得了显著进展, 已成为我国天然气快速发展的重要资源之一, 但由于资源品质较差, 开发利用经济敏感性强, 其有效开发仍面临诸多挑战。

1) 资源品质不断降低, 未动用储量效益开发难度大。随着勘探程度的不断深入, 致密气藏目的层逐步向更致密、更深层转移。塔里木盆地库车地区山前构造带的块状致密砂岩气埋藏深度可达 5000 m 以上, 并具有异常高压; 鄂尔多斯盆地勘探向盆缘地区发展, 气藏主控因素、气水关系复杂, 储量品位更低, 实现有效开发难; 须家河组气藏原始含水饱和度大于 45% 的区块, 排水采气工作量成倍增加, 操作成本大幅提高。

2) 已开发老气田稳产能力逐渐减弱经过 10 余年开发, 已动用储量区已进入递减阶段, 气田的综合递减率平均 20% 左右; 目前大部分气井井口压力接近地面集输系统压力, 气井井底积液严重; 加之气田综合调整技术不配套, 气田稳产形势严峻。

3) 提高采收率方法单一、气藏采收率较低中国致密气储层非均质性强、储量丰度低, 动用程度和采收率受储层本身地质条件、工艺技术水平、经济环境、开发政策等多种因素影响, 仅靠井网加密, 到一定程度后难以确保单井经济极限采出量。

5.2. 发展前景展望

我国致密气在多个盆地获得突破, 形成了鄂尔多斯上古生界、四川须家河、塔里木库车三大气区, 已成为增储上产的重要领域, 并已进入规模开发利用阶段。同时, 在吐哈侏罗系、松辽深层、渤海湾深层、准噶尔侏罗系和二叠系形成四大突破区。预计 2025 年我国致密气产量将达到 800 亿方左右, 2030 年前后进入产量增长高峰, 致密气产量将达到 1000 亿方左右, 成为我国天然气开发利用的主导资源之一, 具有广阔的开发前景。

1) 提高单井产量技术

开展致密气水平井地质 - 钻井 - 压裂一体化优化研究, 加强单砂体精细描述和三维储层预测技术的应用, 形成气藏三维结构数据体指导井眼轨迹优化设计; 结合中国致密气气层薄、纵向多套发育的地质特征, 突破水平井单一井型, 开展阶梯、分支等多种类型的水平井攻关试验, 进一步完善水平井井型与储集层展布的匹配性试验, 提高储量动用程度。进一步发展水平井分段改造技术, 在工具和压裂液体系技术发展的基础上, 需要系统开展压裂效果检测和评价研究, 改进压裂工艺, 提高改造波及体积并避免含水层的影响; 在有利的地应力场条件下, 开展体积压裂技术攻关, 最大限度地提高储集层改造效果。探索降低水平井建井成本的新途径, 提升开发效益。

2) 致密气提高采收率技术

开展建模 - 数模一体化技术攻关。强化气藏描述, 精细刻画有效单砂体大小、形状及展布方向, 攻关基于深度学习的多点地质统计学和多变量地质统计学建模技术, 建立地质 - 工程一体化的三维地质模型; 充分利用动、静态资料并考虑经济因素, 定量刻画剩余气的分布, 研究井网加密技术和加密方式; 针对开发后期面临的低压开采、井底积液等问题, 攻关完善低压开采、增压开采和排水采气等提高采收率配套技术来有效降低综合递减率, 延长气井寿命、提高采出程度; 研究 CO₂ 驱替提高致密气采收率技术, 实现致密气开采与 CO₂ 地下封存一体化[17]。

3) 大数据优化与智能化开采技术

开展大数据与人工智能技术在致密气开发全过程中的应用研究, 发展基于大数据和深度学习的智能化分析评价与优化技术, 如基于大数据的甜点区识别与预测技术、致密储层裂缝预测技术、基于机器深度学习的气井动态分析及预测技术、基于智能模拟的开发方案优化技术、地下地上一体化生产大系统智

能化优化技术以及人工智能经营管理和生产决策的一体化优化系统等;开展基于大数据的近钻头精准导向技术研究,研发自动化智能化优快钻井固井技术以及智能压裂装备、分段工具、三维可视化裂缝监测技术装备,大幅提高优质气层钻遇率及其产量,通过人工智能技术大幅度降低致密气开发成本,提升气田开发效益。

基金项目

国家科技重大专项“低丰度致密低渗油气藏开发关键技术”(2016ZX05048)。

参考文献

- [1] 康毅力, 罗平亚. 中国致密砂岩气藏勘探开发关键工程技术现状与展望[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 239-245.
- [2] 童晓光, 郭彬程, 李建忠, 黄福喜. 中美致密砂岩气成藏分布异同点比较研究与意义[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 9-15, 30.
- [3] 马新华, 贾爱林, 谭健, 何东博. 中国致密砂岩气开发工程技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 572-579.
- [4] 张国生, 赵文智, 杨涛, 郭彬程, 邓松涛. 我国致密砂岩气资源潜力、分布与未来发展地位[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 87-93.
- [5] 李建忠, 郭彬程, 郑民, 杨涛. 中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 607-615.
- [6] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264.
- [7] 董宁, 刘振峰, 周小鹰, 等. 鄂尔多斯盆地致密碎屑岩储层地震识别及预测[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(5): 668-675.
- [8] 武恒志, 叶泰然, 赵迪, 马如辉. 川西坳陷陆相致密气藏河道砂岩储层精细刻画技术及其应用[J]. 石油与天然气地质, 2015(2): 230-239.
- [9] 傅成玉. 非常规油气资源勘探开发[M]. 北京: 中国石化出版社, 2015.
- [10] 刘传喜, 姚合法, 严谨. 低渗岩性气藏开发选区评价方法研究[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(5): 697-702.
- [11] 冉新权, 李安琪. 苏里格气田开发论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- [12] 严谨, 史云清, 郑荣臣, 王树平. 致密砂岩气藏井网加密潜力快速评价方法[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 125-128.
- [13] 武恒志. 低渗油气田高效开发钻井技术研究与实践[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 1-6.
- [14] 谭中国, 卢涛, 刘艳侠, 武力超, 杨勇. 苏里格气田“十三五”期间提高采收率技术思路[J]. 天然气工业, 2016, 36(3): 30-40.
- [15] 余淑明, 田建峰. 苏里格气田排水采气工艺技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2012, 35(3): 40-43.
- [16] 赵勇, 王晓荣, 王宪文, 等. 苏里格气田地面工艺模式的形成与发展[J]. 天然气工业, 2011, 31(2): 17-19.
- [17] 史云清, 贾英, 潘伟义, 等. 低渗致密气藏注超临界 CO₂ 驱替机理[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 610-616.