

文章编号: 1000-0747(2018)01-0111-08 DOI: 10.11698/PED.2018.01.11

中国超深层构造型大气田高效开发策略

李熙喆^{1,2}, 郭振华¹, 胡勇^{1,2}, 罗瑞兰^{1,2}, 苏云河^{1,2}, 孙贺东^{1,2},
刘晓华¹, 万玉金^{1,2}, 张永忠¹, 李蕾¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 河北廊坊 065007; 2. 中国石油天然气集团公司天然气成藏与开发重点实验室, 河北廊坊 065007)

摘要: 通过对中国超深层构造型大气田开发的跟踪分析, 从影响开发技术政策制定的地质与生产动态特征出发, 提出实现气田高效开发的策略。依据储集层基质物性、裂缝发育程度以及基质与裂缝匹配关系的差异, 将气藏储集层划分为单孔单渗、双孔双渗和双孔单渗 3 种类型, 明确了不同类型储集层在不同尺度渗透率、动态与静态储量比值以及水侵风险程度等开发生产特征方面的差异。指出气田开发规模确定和水侵风险快速识别是影响超深层构造型气藏开发效果的主要因素; 明确气藏特征并有针对性地制定技术政策是实现高效开发的关键。具体策略包括: 进一步强化气藏前期评价技术和内容, 通过部署高精度开发地震、分批次部署开发评价井和规模试采, 准确认识构造、储集层类型、气水分布等气藏特征, 落实可动用储量; 合理控制建产节奏, 保证前期评价时间, 确保评价效果; 制定合理开发技术政策, 以落实的可动用储量作为开发方案编制的基础, 重点考虑水侵风险与基质供气能力两个因素, 优化开发井位部署和单井配产; 持续加强关键技术与攻关。图 8 表 2 参 20

关键词: 超深层; 构造型大气田; 气藏特征; 储集层; 高效开发; 水侵风险; 开发策略

中图分类号: TE37

文献标识码: A

Efficient development strategies for large ultra-deep structural gas fields in China

LI Xizhe^{1,2}, GUO Zhenhua¹, HU Yong^{1,2}, LUO Ruilan^{1,2}, SU Yunhe^{1,2}, SUN Hedong^{1,2},
LIU Xiaohua¹, WAN Yujin^{1,2}, ZHANG Yongzhong¹, LI Lei¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, LangFang 065007, China; 2. The Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Development, PetroChina, Langfang 065007, China)

Abstract: Through analyzing the development of large ultra-deep structural gas fields in China, strategies for the efficient development of such gas fields are proposed based on their geological characteristics and production performance. According to matrix properties, fracture development degree and configuration between matrix and fractures, the reservoirs are classified into three types: single porosity single permeability system, dual porosity dual permeability system, and dual porosity single permeability system. These three types of gas reservoirs show remarkable differences in different scales of permeability, the ratio of dynamic reserves to volumetric reserves and water invasion risk. It is pointed out that the key factors affecting development efficiency of these gas fields are determination of production scale and rapid identification of water invasion. Figuring out the characteristics of the gas fields and working out pertinent technical policies are the keys to achieve efficient development. The specific strategies include reinforcing early production appraisal before full scale production by deploying high precision development seismic survey, deploying development appraisal wells in batches and scale production test to get a clear understanding on the structure, reservoir type, distribution pattern of gas and water, and recoverable reserves, controlling production construction pace to ensure enough evaluation time and accurate evaluation results in the early stage, in line with the development program made according to the recoverable reserves, working out proper development strategies, optimizing pattern and proration of wells based on water invasion risk and gas supply capacity of matrix, and reinforcing research and development of key technologies.

Key words: ultra-deep formation; large structural gas field; gas reservoir characteristics; reservoir; efficient development; water invasion risk; development strategies

引用: 李熙喆, 郭振华, 胡勇, 等. 中国超深层构造型大气田高效开发策略[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 111-118.
LI Xizhe, GUO Zhenhua, HU Yong, et al. Efficient development strategies for large ultra-deep structural gas fields in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 111-118.

0 引言

超深层大气田是指埋藏深度超过 4 500 m, 探明天

然气地质储量超过 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气田^[1]。2000 年以来, 中国天然气勘探开发业务发展迅速, 勘探对象逐步转向深层、超深层并取得重大突破, 探明储量与产量快

速增长。截至2016年底,已累计探明天然气地质储量 $2.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$,年产量突破 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中构造型大气田探明储量 $1.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$,年产量 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$,在超深层大气田中占据主导地位,已成为天然气增储上产和效益增长的主体。由于气藏埋藏深、地震成像精度差、储集层类型多样、气水关系复杂,超深层构造型大气田在开发过程中也暴露出合理开发技术指标和水侵风险程度确定难度大等一系列影响开发效果和经济效益的关键问题。如何更加深入地认识其地质与开发特征,有针对性地提出开发对策,对实现气藏高效开发、提高经济效益、保障地区平稳供气具有重要意义。

本文通过对中国13个超深层大气田地质与开发特征对比分析,将9个构造型气田按储集层进行分类,并跟踪分析各类气田开发效果,总结影响气田开发效果的主要因素,借鉴国内外同类气田的开发经验,提出实现气田高效开发的策略。

1 超深层大气田地质特征

1.1 分布特征

中国目前已累计探明超深层天然气田27个(见图1),其中大气田13个(见表1),主要集中在四川和塔里木盆地。13个大气田中8个位于四川盆地,分别是磨溪、安岳、普光、元坝、龙岗、渡口河、铁山坡和罗家寨;4个位于塔里木盆地,分别是大北1、克深、迪

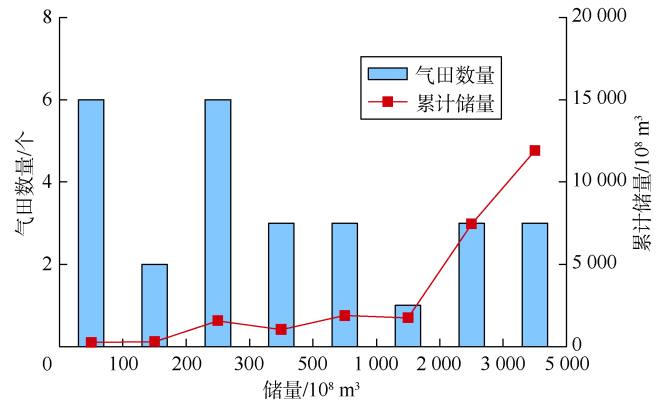


图1 中国超深层气田探明地质储量分布特征

那2和塔中I号,仅有千米桥凝析气田位于渤海湾盆地。

纵向上,主力含气层位最新的是古近系,最古老的是震旦系,其余分别为白垩系、三叠系、二叠系、奥陶系和寒武系,尤以二叠系长兴组和三叠系飞仙关组最为集中,包括龙岗、普光、元坝、罗家寨、铁山坡、渡口河6个气田。

1.2 沉积环境与气藏特征

气藏类型复杂多样,既有砂岩气藏也有碳酸盐岩气藏,既有岩性气藏也有构造气藏,在温压系统、气体组分等方面也存在明显差异。整体来看,具有以下特征(见表1)。

①以海相沉积环境为主。除库车山前迪那2、大北和克深气田开发层系为扇三角洲或辫状河三角洲沉积

表1 中国超深层大气田地质与气藏特征参数表

盆地	气田	埋藏深度/m	开发层系	沉积环境	岩性	储集层厚度/m	主要储集层类型	测井孔隙度/%	测井渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	圈闭类型	气体性质
四川	渡口河	4 500	三叠系飞仙关组	台缘滩	白云岩	25	裂缝-孔隙型	9.0	109	构造	高含 H_2S 干气
	铁山坡	4 500~4 800	三叠系飞仙关组	台缘滩	白云岩	71	裂缝-孔隙型	7.2	8.3	构造	高含 H_2S 干气
	罗家寨	3 215~4 570	三叠系飞仙关组	台缘滩	白云岩	33	裂缝-孔隙型	7.0	20	构造	高含 H_2S 干气
	龙岗	5 499	三叠系飞仙关组 二叠系长兴组	台缘滩 生物礁	灰岩 白云岩	35	裂缝-孔隙型	6.5 2.1~17.0	0.01~10.00	构造 岩性	高含 H_2S 干气
	普光	5 259	三叠系飞仙关组 二叠系长兴组	台缘滩 生物礁	白云岩	230	孔隙型	8.1 7.3	>1.0 173.0	构造	高含 H_2S 干气
	元坝	6 646	二叠系长兴组	生物礁	白云岩, 灰岩	17~ 142	孔隙型	4.8	0.3	岩性	中含 H_2S 干气
	磨溪	4 468	寒武系龙王庙组	台缘滩	白云岩	44	裂缝-孔隙型	4.8	0.001~1.000	构造	中含 H_2S 干气
	安岳	5 000~5 300	震旦系灯影组	丘滩	白云岩	35	裂缝-孔隙型	3.8	0.6	岩性	中含 H_2S 干气
塔里木	迪那2	5 304	古近系苏维依组	扇三角洲	砂岩	84	裂缝-孔隙型	4.0~10.0	0.1~1.5	构造	凝析气
	大北1	5 500~7 300	白垩系巴什基奇克组	扇三角洲,辫状河三角洲	砂岩	200	裂缝-孔隙型	5.0	0.08	构造	凝析气
	克深	6 000~7 400	白垩系巴什基奇克组	扇三角洲,辫状河三角洲	砂岩	200	裂缝-孔隙型	4.2	0.06	构造	干气
	塔中I号	5 619	奥陶系良里塔格组	生物礁	白云岩, 灰岩	150~ 300	裂缝-孔隙型, 溶洞型	1.2	0.002~ 190.000	岩性	中高含 H_2S 凝析气
	渤海湾 千米桥	4 550	奥陶系马家沟组	陆表海台地	白云岩, 灰岩	57	溶洞型, 裂缝-孔隙型	4.5~8.2	0.2	构造	凝析气

注:据天然气藏分类标准^[1](GB/T 26979—2011), H_2S 含量 $5.0 \sim 30.0 \text{ g/m}^3$ 为中含 H_2S 气藏, $30.0 \sim 150.0 \text{ g/m}^3$ 为高含 H_2S 气藏

外，其余10个气田均为台地边缘颗粒滩、鲕粒滩或生物礁相。

②以构造边、底水气藏为主。受储集层连通性较好和裂缝相对发育的影响，气藏成藏过程中气水分异彻底，除塔中I号、元坝、龙岗长兴组和安岳震旦系灯影组气藏外，其余均表现出明显的构造气藏特征，具有统一气水界面。

③气体性质差异明显。塔里木盆地各超深层大气田以凝析气藏为主（克深气田为干气），四川盆地各气

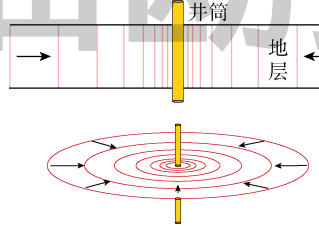
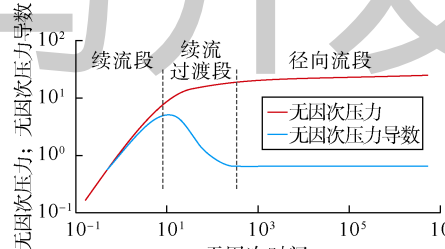
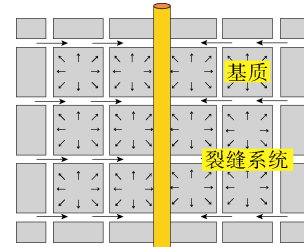
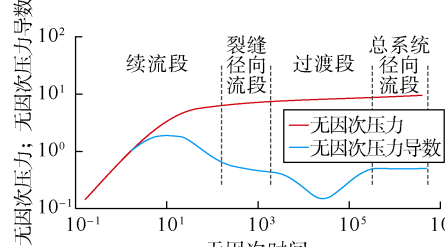
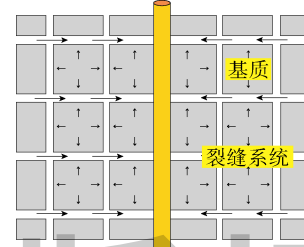
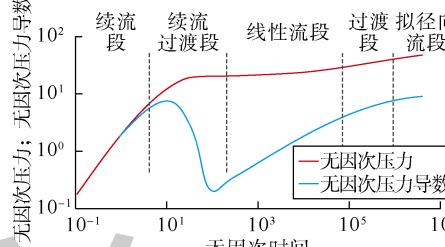
藏普遍为高或中含H₂S干气气藏。

2 构造气藏储集层类型与开发特征

2.1 气藏储集层分类

重点针对超深层构造气藏，从影响开发技术政策制定的地质与生产动态特征出发，依据基质物性、裂缝发育程度以及基质与裂缝匹配关系的差异，将储集层划分为单孔单渗、双孔双渗、双孔单渗3种类型（见表2）。

表2 超深层构造气藏储集层类型划分表

储集层类型	平均渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	裂缝是否发育	试井与测井渗透率比值	模式图 ^[2]	表征参数	试井曲线	代表气田
单孔单渗	覆压渗透率大于0.1	否	0.3~3.0		径向流段导数曲线表现为0.5的水平直线		普光
双孔双渗	>0.1	是	3.0~20.0		弹性储容比表示裂缝中天然气的储存比例，控制了下凹深度： $\omega = \frac{V_f \phi_f C_{if}}{V_f \phi_f C_{if} + V_m \phi_m C_m}$ 窜流系数表示基质部分采出难易程度，决定了下凹段出现的时间： $\lambda = \frac{\alpha r_w^2 K_m}{K_f}$		迪那2
双孔单渗	<0.1	是	>20.0		长期线性流特征，对应导数曲线斜率为1/2；晚期拟径向流不易观测到		克深2

注：C_{if}——裂缝系统综合压缩系数，MPa⁻¹；C_m——基质岩块综合压缩系数，MPa⁻¹；K_f——裂缝系统渗透率，10⁻³ μm²；K_m——基质渗透率，10⁻³ μm²；r_w——井的半径，m；V_f——裂缝系统体积比，f；V_m——基质岩块体积比，f；α——基质岩块的形状因子，m⁻²；λ——窜流系数，无因次；φ_f——裂缝孔隙度，%；φ_m——基质孔隙度，%；ω——弹性储容比，无因次

①单孔单渗储集层：基质覆压渗透率大于0.1×10⁻³ μm²，试井与测井渗透率比值0.3~3.0。裂缝不发育，基质存储、基质渗流，在压力恢复双对数图版上径向流段导数曲线为0.5的水平直线。

②双孔双渗储集层：基质渗透率大于0.1×10⁻³ μm²，试井与测井渗透率比值3.0~20.0。基质及裂缝存储，基质的气可以直接渗流至井筒，也可向裂缝供

气，再经裂缝渗流至井筒。在压力恢复双对数图版上导数曲线下凹，当裂缝渗透率和基质渗透率较接近时，下凹基本变平，在压力恢复双对数图版上表现为视均质特征。

③双孔单渗储集层：基质渗透率小于0.1×10⁻³ μm²，试井与测井渗透率比值大于20.0。基质及裂缝存储，基质向裂缝供气，再经裂缝渗流至井筒。在压力

恢复双对数图版上导数曲线为 $1/2$ 斜率直线, 最后为 0.5 的水平线, 但水平线不易观测到。

2.2 开发特征

由于构造、储集层、气水分布等地质特征的差异, 3 种类型气藏在流体渗流、动静态储量比以及水侵风险等开发生产特征方面存在较大差异。

2.2.1 不同尺度渗透率差异

受基质物性、裂缝发育程度以及基质与裂缝匹配关系的影响, 不同类型储集层试井与测井渗透率存在明显差异: 双孔单渗型气藏二者比值明显高于单孔单渗型和双孔双渗型, 整体表现为基质低渗、致密, 而宏观(试井)呈高产但不稳产的特点; 同一气藏不同部位气井的试井与测井渗透率比值也明显不同, 在裂缝局部发育条件下, 基质物性越差、裂缝越发育, 试井与测井渗透率的比值就越大。

2.2.2 动态储量与地质储量比值

受多种因素影响, 气藏动态、静态储量一般都存在一定差异, 探明地质储量普遍大于动态储量, 但多数相差 10% 以内, 且随着气藏开采程度的不断提高, 这种差异会逐渐减小直至趋同。对克深、迪那 2 等超深层大气田生产动态跟踪分析表明, 受基质供气能力强弱的影响, 不同类型储集层的气藏早期估算动态储量与地质储量比值差异明显: 双孔双渗型动、静态储量比明显大于双孔单渗型气藏, 典型如迪那 2 气田动、静态储量比达到 94%, 而克深气田则普遍小于 40%, 并且基质物性越差, 动、静态储量比值越小(见图 2)。

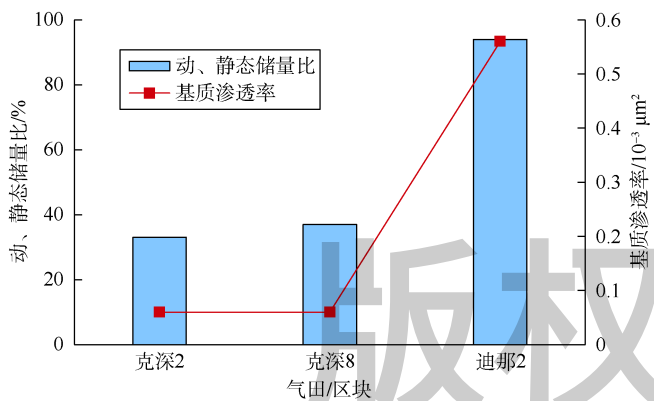


图 2 典型超深层大气田动、静态储量比值与基质渗透率

基质供气能力与基质物性、裂缝发育程度密切相关, 基质渗透率越低、裂缝越不发育, 供气能力越弱。对双孔单渗型储集层而言, 裂缝网络是流体的主要渗流通道, 孔隙是流体的主要存储空间, 基质供气不足是造成动、静态储量差异大的主要原因。克深 2 区块

干扰试井结果显示, 相距 1 000 m 以内的气井在 5~20 min 内能够探测到邻井的干扰信号, 井间渗流干扰性很强; 但试井双对数曲线仅显示长期线性渗流特征, 未出现径向流特征, 表明宏观大尺度裂缝发育但裂缝密度低、基质渗透率低, 存在基质供气不足现象。

气藏开发过程中, 常以评价的地质储量为基础, 通过类比法、经验法和数值模拟法来确定气藏的生产规模。超深层构造气藏动、静态储量存在差异, 尤以双孔单渗型最为明显, 在开发早期动、静态资料相对有限的情况下, 以地质储量为基础进行开发方案编制, 常会造成设计产能规模偏大。

2.2.3 水侵风险程度

中国超深层构造气藏裂缝普遍发育, 并且由于埋深大, 地震资料品质差, 构造落实程度低, 断裂、裂缝预测困难, 给井位部署(避水)带来较大挑战。

有水气藏水侵一般有两种形式, 一是边底水大面积侵入含气区; 二是过大的生产压差使底水快速锥进。生产压差越大水窜越快, 很多气井投产短时间就见地层水而气水同产, 不久即被水淹^[3-4]。在超深层构造气藏中, 双孔单渗型水侵风险明显高于单孔单渗型和双孔双渗型, 主要原因为: ①双孔单渗型气藏裂缝对渗透率的贡献明显高于双孔双渗型^[5], 裂缝对渗透率贡献越大, 越易发生快速水侵; ②双孔单渗型开发产能规模一般偏大, 易造成气藏实际采气速度过高; 气井配产较高, 生产压差大于合理水平, 从而发生非均匀水侵, 降低气藏的最终采收率。

3 高效开发策略

许多学者均曾提及高效开发^[4, 6], 但对于其内涵尚无明确定义。笔者认为, 气藏的高效开发, 至少应包含 3 方面内容, 即: ①准确评价储量、建产规模, 防止地面建设浪费; ②保持全气藏均衡开采, 动用尽可能多的储量, 提高气藏的累计产量; ③减少无效和低效井, 降低气田开发的各项成本, 实现较高经济效益。结合国内外已开发气田经验, 认为超深层构造型大气田高效开发应满足 3 个指标: ①开发井成功率达到 100%; ②稳产期 10~15 年, 稳产期末采出程度达到 50%, 最终采收率不低于 70%; ③地面处理能力与井口核定产能比值不大于 1.2。

对已开发大气田的跟踪研究表明, 中国超深层构造型大气田目前开发效益相对较高, 但仍有进一步提升空间; 高投入和高风险的开发特点, 决定了实现高效开发是一项艰巨复杂的系统工程。因此, 准确认识

气藏特征与储集层类型，采取有针对性的开发技术政策是实现其高效开发的必由之路，为实现该目标，特提出4项对策。

3.1 强化气藏前期评价

开发前期评价的主要目的是认识气藏特征、确定气藏类型，应把握3个关键点。

①以落实气藏构造为目标，强化高精度开发地震采集、处理与解释。塔里木盆地大北气田山地宽方位三维采集攻关实践表明[7]：针对叠前偏移的宽方位三维地震采集技术，通过增大观测方位，增加覆盖次数，可有效提高信噪比和改善偏移成像质量。尽管前期投入相对较高，但能够获得高品质资料，较为准确落实构造形态，减少或避免钻井失误。

②以认识气藏地质和动态特征为目标，科学部署评价井。开发评价井的主要作用体现在：约束地震速度建模，落实构造；认识储集层内部特征，评价储量；探明气水界面，明确流体空间分布特征。评价井的部署，要求必须保证一定数量，覆盖气藏构造，且必须控制批次数量。塔里木油田公司经过多年实践，形成以库车克深气田为代表的井位分批部署原则（见图3）：采取沿长轴、占高点、大井距的布井方式；布井次序首先以高点（探井）为中心沿长轴甩开2个井距部署2口评价井；测试成功，可再展开部署1~2口；视第1批评价井试采结果与第2批评价井测试结果再定下一轮井位。该布井方式已在库车地区克深2后续区块（克深8、克深6、克深9等）的评价井部署中得以应用，效果良好。

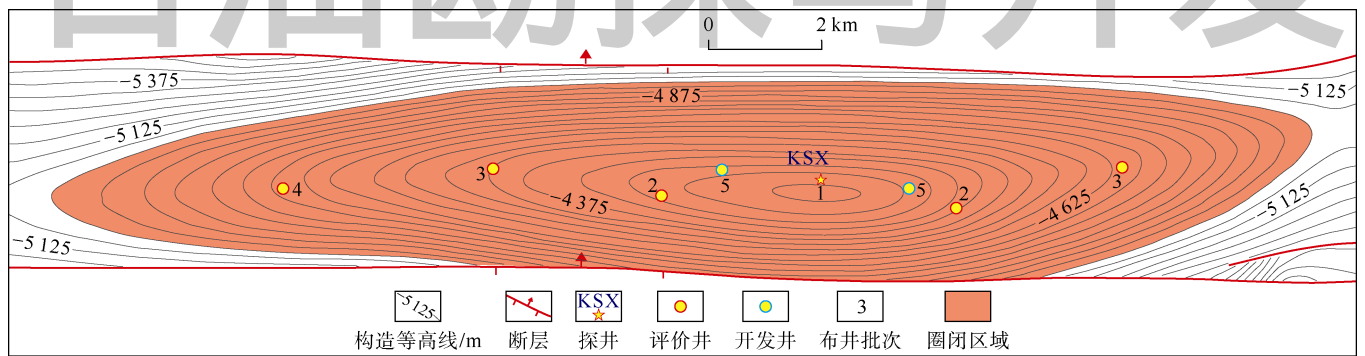


图3 库车深层大气田井位部署示意图

③以落实可动用储量为目标，强化规模试采。试采是开发前期评价阶段获取动态资料、准确认识气藏开发特征、确定开发规模的关键环节。对于一般气田，应连续试采半年以上；对于大型特殊类型气田，应加大试采规模，延长试采时间。克深2区块试采1年时，动态储量变化幅度趋缓（见图4），与后期预测值相差20%~30%。因此，对于超深层构造型大气田，在开发前期评价阶段，应以落实可动用储量为主要目标，强

化规模试采；试采要求涵盖不同类型气井，试采时间持续10~18个月，视地层压力下降3%~5%，以获取可靠的动态资料，确保试采效果。

3.2 保持合理建产节奏

根据国内外已开发气田经验[8-11]，开发效果较好的气田，从发现到开始建产，其评价周期一般超过6年（见图5），且评价时间随储量规模和埋藏深度的增大而增加。对于新发现和投入开发的超深层构造型大气田，尤其是双孔单渗型构造气藏，欲实现高效开发，

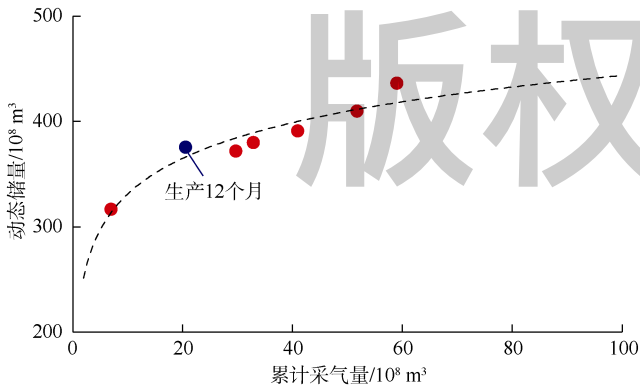


图4 克深2区块不同生产阶段计算动态储量与累计采气量

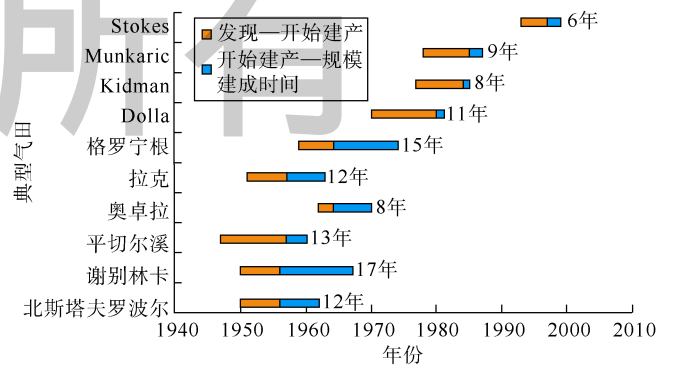


图5 部分国外气田评价与建产周期

其开发过程不能逾越，时间要充分保证。根据天然气开发管理纲要和钻完井周期进行估算，为确保开发前

期评价效果，达到准确认识气藏储集层类型和特征的目的，其评价周期应不少于6年（见图6）。

气田开发阶段划分		建产年、季度																																							
		第1年				第2年				第3年				第4年				第5年				第6年				第7年				第8年											
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4								
前期评价	气田发现																																								
	第1阶段	开发地震	■																																						
		开发评价井					■																																		
		试气									■																														
		开发概念设计													■																										
		提交探明储量																	■																						
		开发评价井																	■																						
	第2阶段	编制试采方案																	■																						
		规模试采																					■																		
		产能评价																									■														
		可动用储量评价																													■										
	开发方案编制																																		■						
规模建产阶段																																						■			

图6 超深层大气田评价建产周期估计

3.3 确定合理开发技术指标

开发方案是指导气田开发的重要技术文件，是产能建设、生产运行管理、市场开发、长输管道立项的依据。在地质和动态特征认识清楚、开发主体工艺技术明确的前提下，编制开发方案，制定科学合理的开发技术指标是实现气藏高效开发的基础。超深层大气田开发实践表明，在确定开发技术指标时，尤其需要突出以下3点。

① 不论探明、控制或预测储量是多少，一定要充分考虑天然气储量的品位情况，以规模试采评价落实的可动用储量作为编制方案的基础^[12]，确定开发方案指标，如生产规模、采气速度、稳产期等。此外，对于储量规模大、产量比例大的气田，在论证生产规模时，不仅要保证经济开发，还要兼顾保障地区的长期稳定供应战略，往往采取保护性开发策略，通过适当限制生产规模，降低采气速度，从而延长气田生命周期。国外大气田的采气速度一般控制在可采储量的2%~4%^[13]。

② 优化开发井位部署，延长气井无水采气期，提高气藏最终采收率。国内外构造边、底水气藏开发实践表明，在弹性水驱、储集层非均质性较强情况下，采气速度和井网部署对气田采收率有很大影响。在构造高部位集中布井，可以保持边缘带高压以阻止边、底水推进，延长无水采气期。根据气、水两相二维数值模拟计算结果，对于产能较高的气藏，采用在构造高部位集中布井方式，采收率可高达90%，采用均

匀布井方式，采收率则为82%^[14]。龙王庙组气藏数值模拟结果表明，在裂缝和孔洞相对发育、储量丰度相对较高的构造高部位集中布井，较在含气面积区域内均匀布井稳产时间延长4.5年，最终采收率提高3.5%^[15]。

对于双孔单渗型构造边、底水气藏，开发井部署时还需要考虑井位与断裂、裂缝带的位置关系。为此，设计平面二维大型物理模拟实验^[16-20]（见图7）模拟气井距裂缝带距离对水侵前缘推进速度和气藏采收率的影响。物理模拟实验显示：水在基质中呈活塞式推进，裂缝与水体连通时，开采过程中水沿裂缝非均匀突进，水侵前缘推进速度是基质中的几十、上百倍。参照克深气田地质特征，综合考虑模型形态、气藏条件以及气水渗流等相似性，结合气、水产量计算公式和物质平衡方程，建立简化的裂缝性气藏水侵数学模型。计算结果表明（见图8）：当断裂沟通水体、气井与断裂相距100m左右时，气藏采收率达到峰值27.4%；若气井与断裂距离在100m以内，随距离减小，水侵前缘推进速度逐渐增大，气藏采收率逐渐减小；当两者距离大于100m时，随距离增大，气藏采收率亦呈下降趋势，显示此时断裂对提高储集层供气能力发挥的作用有限，以基质供气为主。因此，开发井部署时要根据断裂、裂缝预测成果，使井位与断裂保持一定距离，既利用基质降低水侵前缘非均匀推进速度，也要利用断裂周缘裂缝提高基质供气能力。

③ 单井配产必须重点考虑水侵风险与基质供气能

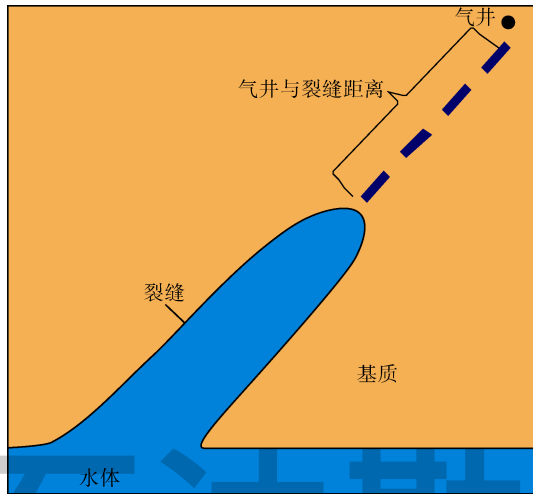


图7 平面二维大型物理模拟实验模型示意图

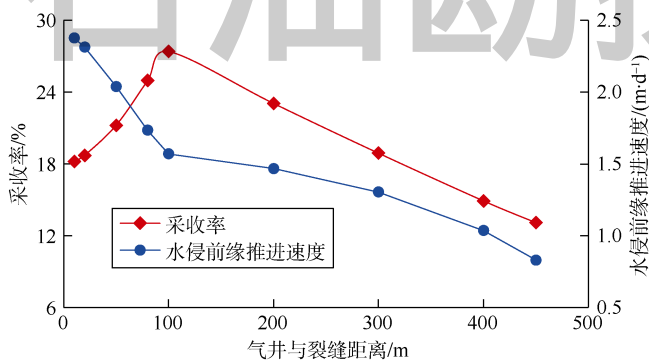


图8 开发井与裂缝位置关系对水侵及气藏采收率的影响

力两个因素。超深层大气田储集层基质物性一般较差，裂缝相对发育，尤其是双孔单渗型边、底水气藏，不同尺度下渗流能力差异较大。当气井配产过高时，存在明显的基质供气能力不足现象，地层压力下降速度过快，易发生快速水淹，具有较短的稳产期和较低的采收率，难以满足方案设计稳产年限。例如加拿大的Beaver River气田^[10]，该气田为底水驱动气藏，天然气主要产自裂缝性致密白云岩储集层，开发初期单井平均配产 $110 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，为无阻流量的46%，投入生产6个月即见水，2年后全气田水淹，最终采收率仅为12%。

国内多数气田单井配产一般为气井无阻流量的1/6~1/4，对于超深层大气田，在进行单井合理产量技术界限论证时，必须加强储集层非均质性研究，实时跟踪气田生产动态，重点考虑水侵风险和供气能力两个关键因素，满足方案设计稳产年限、气藏采收率最大化和最优经济效益的要求。近几年通过对大北、克深、龙王庙组气藏开发过程跟踪研究，认为对于无阻流量较高、水侵风险较大的气井，单井配产控制在无阻流量的10%左右较为适宜。

3.4 创新关键适用技术

鉴于气田开发过程中所面临的挑战，应持续加强气藏开发关键技术攻关，配套主体开发技术，实现气藏高效开发，包括：①规模部署高密度宽方位地震采集工作，加强处理解释技术攻关，提高构造解释精度；②加强井-震联合，多技术、多手段的储集层预测技术攻关，较为准确地把握储集层及流体在平面和纵向上的分布特征；③加强超深层快速钻井和低伤害钻井技术攻关，进一步降低开发成本；④持续强化压裂设计及施工配套工艺技术攻关，降低储集层伤害、提高单井产量。

4 结论与建议

超深层构造型大气田储集层可划分为单孔单渗、双孔双渗和双孔单渗3种类型，开发规模确定难度大和存在快速水侵风险是影响气藏开发效果的主要因素，尤以发育双孔单渗型储集层的气藏最为突出。

实现超深层构造型大气田高效开发，需要：①进一步强化气藏前期评价，以落实气藏构造、认识气藏地质和动态特征、确定可动用储量为目标，强化高精度开发地震采集、处理与解释，科学部署评价井、规模试采。②合理控制建产节奏，评价周期应不少于6年。③制定合理开发技术政策：以规模试采落实的可动用储量作为编制开发方案的基础；开发井部署要根据断裂、裂缝带预测成果，使井位与其保持一定距离；单井配产需重点考虑水侵风险与基质供气能力两个因素。④持续强化地震、钻完井等施工配套工艺技术攻关，进一步提高开发效益。

致谢：研究工作得到袁士义院士、李海平教授和梁春秀教授的指导，在此一并表示感谢！

参考文献：

- [1] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. 天然气藏分类: GB/T 26979—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. The classification of natural gas pool: GB/T 26979—2011[S]. Beijing: China Standard Press, 2011.
- [2] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2009.
ZHUANG Huinong. Gas reservoir dynamic characterization and well test interpretation[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [3] 孙志道. 裂缝性有水气藏开采特征和开发方式优选[J]. 石油勘探

- 与开发, 2002, 29(4): 69-71.
SUN Zhidao. Production characteristics and the optimization of development schemes of fractured gas reservoir with edge or bottom water[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4): 69-71.
- [4] 张福祥, 王新海, 李元斌, 等. 库车山前裂缝性砂岩气层裂缝对地层渗透率的贡献率[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(6): 149-152.
ZHANG Fuxiang, WANG Xinhai, LI Yuanbin, et al. The contribution of fractures of Kuqa foreland fractured sandstone gas reservoirs to permeability[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(6): 149-152.
- [5] 李士伦, 潘毅, 孙雷. 对提高复杂气田开发效益和水平的思考与建议[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 76-80.
LI Shilun, PAN Yi, SUN Lei. Thoughts and suggestions for the improvement of the efficiency and development level of complex gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 76-80.
- [6] 周守为. 海上油田高效开发技术探索与实践[J]. 中国工程科学, 2009, 11(10): 55-60.
ZHOU Shouwei. Exploration and practice of offshore oilfield effective development technology[J]. Engineering Science, 2009, 11(10): 55-60.
- [7] 王乃建, 梁向豪, 周翼, 等. 宽方位三维给塔里木油气勘探带来的启迪[J]. 石油科技论坛, 2012, 31(2): 21-26.
WANG Naijian, LIANG Xianghao, ZHOU Yi, et al. Inspiration of wide-azimuth 3D to oil and gas exploration in Tarim[J]. Oil Forum, 2012, 31(2): 21-26.
- [8] HALBOUTY M T. Geology of giant petroleum fields: AAPG memoir14[M]. Tulsa: AAPG, 1970.
- [9] HALBOUTY M T. Giant oil and gas fields of decade 1968-1978: AAPG memoir30[M]. Tulsa: AAPG, 1980.
- [10] HALBOUTY M T. Giant oil and gas fields of decade 1978-1988: AAPG memoir54[M]. Tulsa: AAPG, 1992.
- [11] HALBOUTY M T. Giant oil and gas fields of decade 1990-1999: AAPG memoir78[M]. Tulsa: AAPG, 2003.
- [12] 李熙喆, 万玉金, 陆家亮, 等. 复杂气藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 28-30.
LI Xizhe, WAN Yujin, LU Jialiang, et al. Development technology of complex gas reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 28-30.
- [13] 孙玉平, 陆家亮, 万玉金, 等. 法国拉克、麦隆气田对安岳气田龙王庙组气藏开发的启示[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 37-45.
SUN Yuping, LU Jialiang, WAN Yujin, et al. Enlightenments of Lacq and Meillon gas fields in France to the development of Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Anyue gas field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 37-45.
- [14] 国外六类气藏开发模式及工艺技术编写组. 国外六类气藏开发模式及工艺技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 14-15.
Editing Group of Development Model and Process Technology of Six Types of Gas Reservoirs Abroad. Development model and process technology of six types of gas reservoirs abroad[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 14-15.
- [15] 李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征与开发技术政策[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 398-406.
LI Xizhe, GUO Zhenhua, WAN Yujin, et al. Geological characteristics and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 398-406.
- [16] 胡勇, 李熙喆, 朱华银, 等. 裂缝性底水气藏水侵动态物理模拟实验方法及其装置: CN102830214A[P]. 2012-12-19.
HU Yong, LI Xizhe, ZHU Huayin, et al. The physical simulation experiment method and device of water invasion in fractured bottom water gas reservoir: CN102830214A[P]. 2012-12-19.
- [17] 李程辉, 李熙喆, 高树生, 等. 碳酸盐岩储集层气水两相渗流实验与气井流入动态曲线: 以高石梯—磨溪区块龙王庙组和灯影组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 930-938.
LI Chenghui, LI Xizhe, GAO Shusheng, et al. Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas wells in carbonate reservoirs: A case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 930-938.
- [18] 胡勇, 李熙喆, 万玉金, 等. 致密砂岩气渗流特征物理模拟[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 580-584.
HU Yong, LI Xizhe, WAN Yujin, et al. Physical simulation on gas percolation in tight sandstone[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 580-584.
- [19] 胡勇, 李熙喆, 卢祥国, 等. 砂岩气藏衰竭开采过程中含水饱和度变化规律[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 723-726.
HU Yong, LI Xizhe, LU Xiangguo, et al. Varying law of water saturation in the depletion-drive development of sandstone gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 723-726.
- [20] LIN Wei, LI Xizhe, YANG Zhengming, et al. Construction of dual pore 3-D digital cores with a hybrid method combined with physical experiment method and numerical reconstruction method[J]. Transport in Porous Media, 2017, 120(1): 227-238.
- 第一作者简介: 李熙喆(1966-), 男, 河北唐山人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事天然气开发综合研究工作。地址: 河北省廊坊市44号信箱, 中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 065007。E-mail: lxz69@petrochina.com.cn
- 联系作者简介: 郭振华(1979-), 男, 河南辉县人, 博士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事天然气开发地质评价相关工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院气田开发研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: guozhenhua@petrochina.com.cn
- 收稿日期: 2017-08-17 修回日期: 2017-09-16

(编辑 唐俊伟)