

文章编号: 1000-0747(2013)01-0079-11

# 苏里格大型致密砂岩气田开发井型井网技术

何东博, 贾爱林, 冀光, 位云生, 唐海发

(中国石油勘探开发研究院)

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05015)

**摘要:** 苏里格气田是中国致密砂岩气田的典型代表, 井型井网技术是其提高单井控制储量和采收率、实现气田规模有效开发的关键技术。针对苏里格气田大面积、低丰度、强非均质性的特征, 形成了大型复合砂体分级构型描述与优化布井技术、井型井网优化技术、水平井优化设计技术和不同类型井产能评价技术, 为苏里格气田产能建设 + 类井比例达到 75%~80%、预期采收率提高到 35%以上以及水平井的规模化应用发挥了重要的技术支撑作用。为进一步提高苏里格气田单井产量和采收率, 应继续开展低效井侧钻、多分支水平井、多井底定向井等不同井型, 以及水平井井网、多井型组合井网的探索和开发试验。图 7 表 3 参 20

**关键词:** 苏里格气田; 致密砂岩气田; 井型; 井网; 分级构型; 水平井; 单井控制储量; 采收率

中图分类号: TE32

文献标识码: A

## Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige gas field

He Dongbo, Jia Ailin, Ji Guang, Wei Yunsheng, Tang Haifa

*(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)*

**Abstract:** Sulige gas field is a typical tight sand gas field in China. Well type and pattern optimization is the key technology to improve single well estimated reserves and recovery factor and to achieve effective field development. In view of the large area, low abundance and high heterogeneity of Sulige gas field, a series of techniques have been developed including hierarchical description for the reservoir architecture of large composite sand bodies and well spacing optimization, well pattern optimization, design and optimization for horizontal trajectory and deliverability evaluation for different types of gas wells. These technologies provide most important technical supports for the increases of class I and II wells proportion to 75%–80% with recovery factor enhanced by more than 35% and for the industrial application of horizontal drilling. To further improve individual well production and recovery factor, attempts and pilot tests in various well types including side tracking of deficient wells, multilateral horizontal wells, and directional wells, and horizontal well pattern and combined well pattern of various well types should be carried out throughout the development.

**Key words:** Sulige gas field; tight sand gas field; well type; well pattern; hierarchical description; horizontal drilling; single well controlled reserves; recovery factor

## 0 引言

苏里格气田是中国目前发现并投入开发的规模最大的天然气田, 也是中国致密砂岩气田的典型代表。由于储集层的超低渗透性, 致密砂岩气单井产量低, 此外, 储集层的强非均质性和超低渗透性使得井筒周围压降范围有限, 造成单井控制储量低。要实现致密气储量的规模有效动用, 必须采用压裂改造技术和特殊工艺井提高单井产量和单井控制储量, 依靠井网优化提高储量的动用程度和采收率。

美国致密气已有数十年的开发历史, 主要形成

了两套技术系列: 一是基于储集层厚度大、多层系发育的特征, 采取直井密井网+多层压裂的开发方式, 最大井网密度可达  $10 \text{ 口}/\text{km}^2$  [1], 单井压裂段数达 20 段以上; 二是近年来随着水平井分段压裂技术的发展, 在致密气开发中不断扩大水平井的应用规模。苏里格气田开发经过近 10 年的探索和实践, 针对大面积、低丰度、强非均质性的地质特点, 结合直井分层压裂和水平井多段压裂工艺技术, 在井型方面从直井发展到丛式井和水平井, 在井网方面由直井井网多次加密发展到丛式井组的面积井网、局部有利区块水平井井网, 开发效果不断提升, 形成了具有苏里格特色

的井型井网开发技术系列，提升了中国致密气开发技术水平。

# 1 苏里格气田基本地质特征及其对开发井部署的影响

## 1.1 苏里格气田基本地质特征

苏里格气田主体位于鄂尔多斯市乌审旗境内，区域构造属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡，勘探面积约  $4 \times 10^4$  km<sup>2</sup>，主要产层为二叠系盒<sub>8</sub>段—山<sub>1</sub>段，埋藏深度主要为 3 000 ~ 3 600 m。苏里格气田基本地质特征可概括为 4 个方面。

为典型的致密砂岩气。按照国际通用的评价标准<sup>[2-4]</sup>，将一个气藏定义为致密砂岩气需要满足两个基本条件：地层条件下砂岩平均渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （不包括裂缝渗透率）；气井没有自然产能或自然产能低于工业标准，需要通过增产措施或特殊工艺井获得商业气流。可见，致密气概念强调的是其开发的技术条件和经济条件。苏里格气田产层孔隙度主要分布在 3% ~ 12%，常压空气渗透率主要分布在  $0.01 \times 10^{-3} \sim 1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，50%以上样品的常压空气渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；通过覆压渗透率测试评价地层条件下储集层基质的渗透率，发现 85%以上样品覆压渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ <sup>[5]</sup>。不同孔隙结构的致密砂岩，其地层条件下渗透率  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  大致对应于常压空气渗透率  $0.5 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。苏里格气田无论是直井还是水平井均需要压裂改造后才能达到工业产量。所以苏里格气田应归为致密砂岩气范畴。

大面积含气，储量丰度低，平面上富集不均。在沉积地质历史时期，苏里格地区发育多个大型水系，

形成了广泛的辫状河砂岩沉积，覆盖了数万平方千米范围。砂岩沉积后，最大埋深达到 4 000 m 以上，在强烈的成岩作用下形成了致密砂岩，后期构造回返抬升后在平缓的构造斜坡区广泛分布。根据目前钻井揭示，数万平方千米气藏范围内具有整体含气的特征，气藏主体不含水，没有明显的气藏边界，具有“连续型油气聚集”的气藏分布特征<sup>[6]</sup>。但气层厚度较薄，砂岩厚度 30 ~ 50 m，主力气层厚度约 10 m；地质储量丰度一般为  $0.5 \times 10^8 \sim 2.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ，丰度大于  $1.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  的相对富集区主要受辫状河体系叠置带的控制。

储集体非均质性强，具有“二元”结构特征。苏里格气田在大面积连片分布的宏观背景上，气藏内部具有较强的储集层非均质性，储集体具有“二元”结构特征。根据砂岩的物性特征，将储集层划分为主力含气砂体和基质储集层两部分（见图 1）。主力含气砂体为粗砂岩相，孔隙度 5% ~ 12%、常压空气渗透率  $0.1 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含气饱和度 55% ~ 65%，是探明地质储量的计算对象和产能的主要贡献者。基质储集层为中—细砂岩相，孔隙度 3% ~ 5%、常压空气渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含气饱和度 30% ~ 40%，基质储集层没有计算在探明储量范围内。主力含气砂体为辫状河心滩相沉积<sup>[7]</sup>，基质储集层为辫状河河道充填相沉积，受沉积相分布控制，主力含气砂体孤立状分布在连续分布的基质储集层中。根据钻井资料统计，主力含气砂体规模小，单个砂体厚度大多为 2 ~ 5 m，横向分布主要在几百米范围内，一般单井可钻遇 2 ~ 3 个主力含气砂体，主力含气砂体的钻遇厚度和钻遇率约

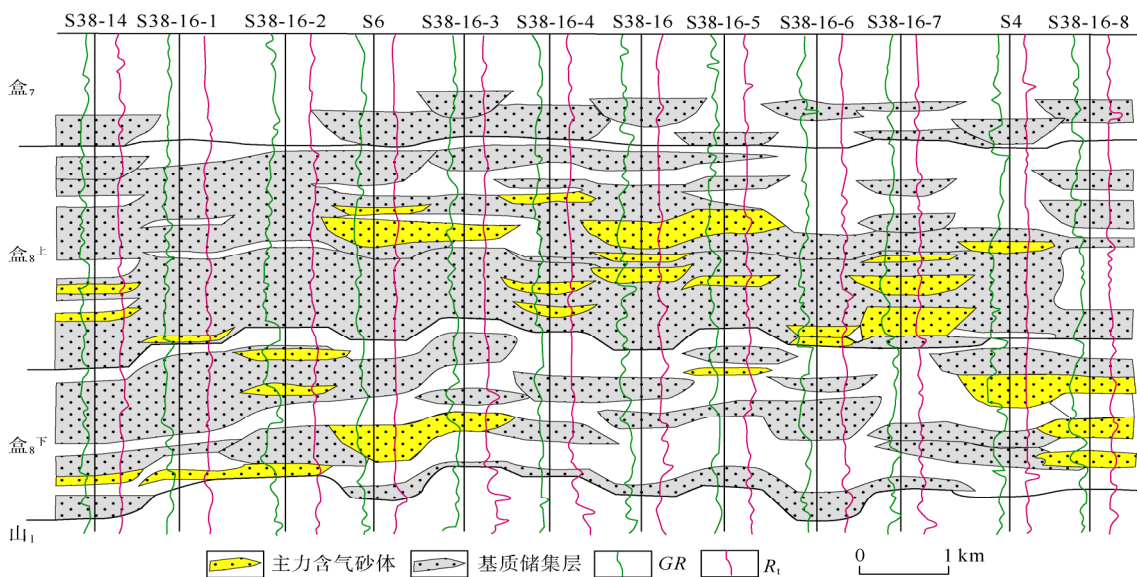


图 1 苏里格气田加密试验区储集层“二元”结构分布特征剖面

为总砂体的1/3左右。虽然主力含气砂体呈多层状分散分布,但将多层主力含气砂体投影叠置后,可覆盖近100%的气田面积,所以苏里格气田具有整体含气的特征。

单井控制储量和单井产量低。受储集层致密和强非均质性的影响,苏里格气田单井控制储量和单井产量低。根据产量递减法、产量累计法、不稳定产量分析法计算的苏里格气田直井单井控制储量主要分布在 $1\ 000\times 10^4\sim 3\ 500\times 10^4\text{ m}^3$ 。直井无阻流量主要分布在 $3\times 10^4\sim 30\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。按照单井稳产3年的技术要求,平均单井配产 $1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,气井生产中后期以每天几千立方米的产量可保持长期生产。

## 1.2 储集层特征对开发井部署的影响

储集层非均质性是开发布井考虑的首要因素。富集区优选、根据砂体叠置结构优化井型是提高单井控制储量和单井产量的主要技术途径;根据砂体的规模、几何形态和分布频率优化井网井距是提高储量动用程度和采出程度的关键技术手段。

虽然苏里格气田整体含气,但储量丰度低,且平面上富集不均。要实现有效开发,首先要提高单井控制储量。通过井位优选和井眼轨迹设计,尽可能提高含气砂体的钻遇率,并与改造工艺相结合,使单井控制储量和单井产量达到经济界限以上。目前评价结果认为,苏里格气田直井钻遇气层厚度在6 m以上才能达到经济产量的要求,所以要优选气层厚度在6 m以上的相对富集区。在相对富集区内,要根据砂体叠置结构进行井型优化,对于单个气层薄且多层分布的区块应采用直井或直井丛式井组,对于气层分布层段集中且横向分布稳定、隔夹层不发育的区块应采用水平井或多分支水平井,以进一步提高单井控制储量和经济效益。对于气层厚度在6 m以下的低丰度区,在气层分布较为稳定的位置可考虑利用水平井提高单井控制储量。

在优选井位井型基础上,为提高储量动用程度,还应优化井距井网。苏里格气田储集层具有上述“二元”结构特征,主力含气砂体小而分散,需要加密井网以提高开发井对储量的动用程度。由于苏里格气田含气砂体多层叠置后可覆盖整个气田范围,特别是在相对富集区内,基本不存在落空井,所以含气砂体的分布频率对井距优化影响不大,主要依据含气砂体的发育规模优化井距。井距过大会有一部分含气砂体不能动用,井距过小会造成2口井钻遇同一含气砂体而降低单井累计产量和经济效益,所以需要论证经济极限

井距。同时压裂规模也要考虑含气砂体的大小,使人工裂缝长度与砂体规模相匹配即可,不一定追求过大的压裂规模。而对于井网的几何形态,主要依据砂体的几何形态和长宽比确定是采用正方形、矩形还是菱形井网,尽量提高井网对含气砂体的控制程度。

苏里格气田开发初期,由于水平井压裂技术尚未取得突破,主要开展了直井和直井丛式井组优化部署的研究和应用,与直井分层压裂技术结合,实现了气田的规模有效开发。随着水平井压裂技术的发展和运用,水平井技术快速发展,应用规模不断扩大,为进一步提高开发水平和经济效益发挥了重要作用。

## 2 苏里格气田开发井型井网技术

### 2.1 大型复合砂体分级构型描述与井位优选

进行开发井的优化部署,首先要提高气藏描述精度。如上所述,苏里格气田主力含气砂体小而分散,埋藏深度大,利用地球物理信息进行准确识别和定量预测的难度大。需要采取滚动描述的思路,综合应用地质与地球物理手段,随着钻井资料的增多,从区域到局部、从区块到井间、从定性到定量,不断提高储集层描述精度。针对苏里格气田储集层地质特征,形成了大型复合砂体分级构型描述技术,由大到小逐级预测富集区、有利砂体叠置带和井间储集层的分布,为开发评价井、骨架井和加密井的部署提供地质模型。

#### 2.1.1 复合砂体分级构型划分

对于大型复杂油气田,需要在不同尺度上认识沉积特征与储集层分布模式及砂体的规模尺度,以满足开发概念设计、富集区优选、井网设计和井位确定的需要。根据沉积体的生长发育过程,由小到大可划分为不同的成因单元,以河流相为例,可划分为纹层(组)、层(系)、单砂体、单河道、河道复合体、河流体系、盆地充填复合体等<sup>[8-9]</sup>,其规模尺度由毫米级发展到数千米级。在实际应用过程中可根据具体地区的地质特征和研究需要进行相应调整,建立适应该地区的构型划分方案。

为解剖苏里格气田大型辫状河复合砂体的内部结构,由大到小将其划分为4级构型:辫状河体系、主河道叠置带、单河道、心滩(见表1、图2)。辫状河体系以段为研究单元,在苏里格气田可划分为盒<sub>8</sub><sup>上</sup>、盒<sub>8</sub><sup>下</sup>和山<sub>1</sub>共3段地层单元。辫状河体系的厚度一般在几十米以上、宽度可达十几千米、长度可达上百千米,呈宽条带状分布,形成了宏观上“砂包泥”的地层结构。根据砂体叠置样式可将辫状河体系划分为主

文章编号: 1000-0747(2013)01-0079-11

表1 苏里格气田复合砂体4级构型划分

构型划分	地层单元	构型尺度			几何形态	识别方法	研究目的
		厚度	宽度	长度			
一级(辫状河体系)	组一段	几十米级	十千米级	上百千米级	宽条带	砂泥岩分布、地震相	预测富集区、部署评价井
二级(主河道叠置带)	段	十几米级	千米级	几十千米级	条带状	岩心、测井相叠置样式、地震相	预测高能河道叠置带、部署骨架井
三级(单河道)	小层	米级	百米级	千米级	条带状	岩心、测井相	预测单砂体、部署加密井
四级(心滩)	小层	米级	百米级	百米—千米级	不规则椭圆状	岩心、测井相、试井	预测单砂体、部署加密井

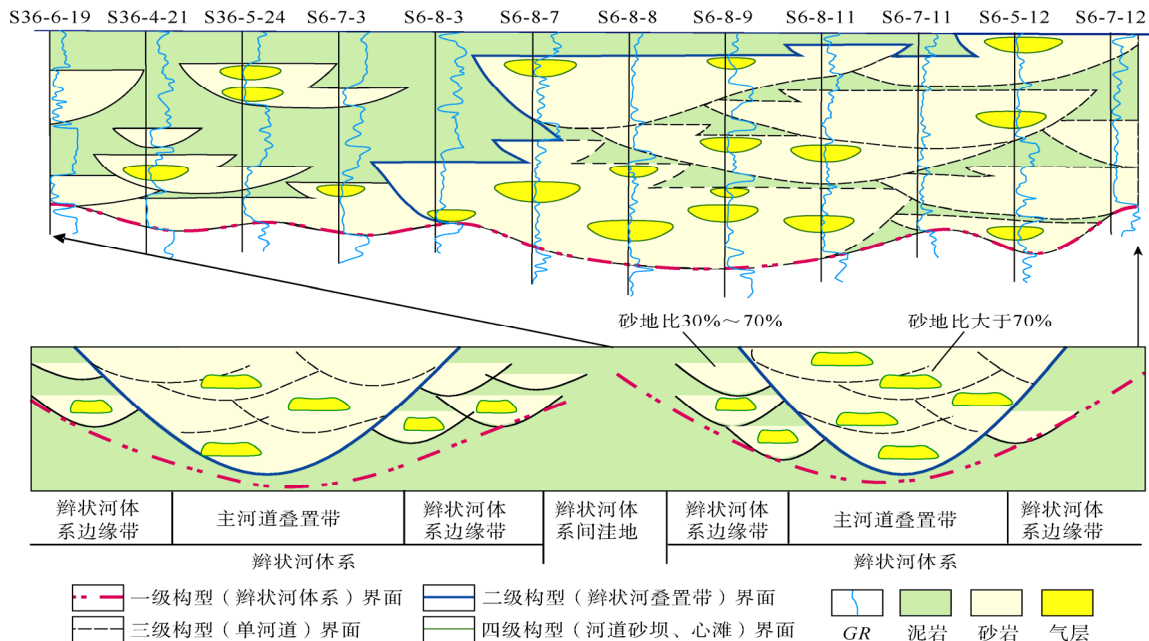


图2 苏里格气田复合砂体分级构型划分示意图

河道叠置带和辫状河体系边缘带两部分。叠置带砂地比大于70%，是含气砂体的相对富集区，剖面上具下切式透镜复合体特征，平面上呈条带状分布，厚度一般为十几米—几十米、宽度可达数千米、长度可达几十千米。边缘带砂地比30%~70%，在叠置带两侧呈片状分布。在叠置带和边缘带内，以小层为研究单元，可进一步划分出单河道和心滩砂体，即三、四级构型。心滩砂体是形成主力含气砂体的基本单元，呈不规则椭圆状，厚度为米级、宽度为百米级，长度为百米—千米级。辫状河体系控制了含气范围，主河道叠置带控制了相对高效井的分布，心滩砂体的规模尺度是井网设计的地质约束条件。

#### 2.1.2 分级构型分布预测与井位优选

将复合砂体分级构型描述与开发井位部署有机结合，采用评价井、骨架井、加密井的滚动布井方式可有效提高钻井成功率。以苏里格气田中区为例进行分析(见图3)。

主要利用探井、早期评价井和地震反演资料，结合宏观沉积背景，研究区域上一级构型即辫状河体系

的展布和砂岩分布特征。以苏里格气田中区盒<sub>8</sub><sup>f</sup>为例，可将其划分为3个辫状河体系(见图3a)，呈南北向展布，砂岩厚度在15m以上的区域可作为相对富集区，以此为依据部署区块评价井，落实区块含气特征。

在一级构型分布研究基础上，可将气田分解为多个区块开展二级构型分布预测(见图3b)。主河道叠置带分布在辫状河体系地势相对较低的“河谷”系统中，河道继承性发育，一定的地形高差和较强水动力条件有利于粗岩相大型心滩发育，主力含气砂体较为富集，沉积剖面具有厚层块状砂体叠置的特征，泥岩隔夹层不发育。主河道叠置带两侧地势相对较高部位发育辫状河体系边缘带，以洪水期河流为主，心滩规模一般较小，沉积剖面为砂泥岩互层结构。在已钻评价井砂体叠加样式约束基础上，研究沉积相分布特征，利用目的层时差分析、地震波形分析、AVO含气特征分析等方法可以预测辫状河体系中主河道叠置带的分布<sup>[10-11]</sup>，进而部署骨架井。

在二级构型研究基础上，可进一步细化到小层，开展三、四级构型，即单河道和单砂体的分布预测。

文章编号: 1000-0747(2013)01-0079-11

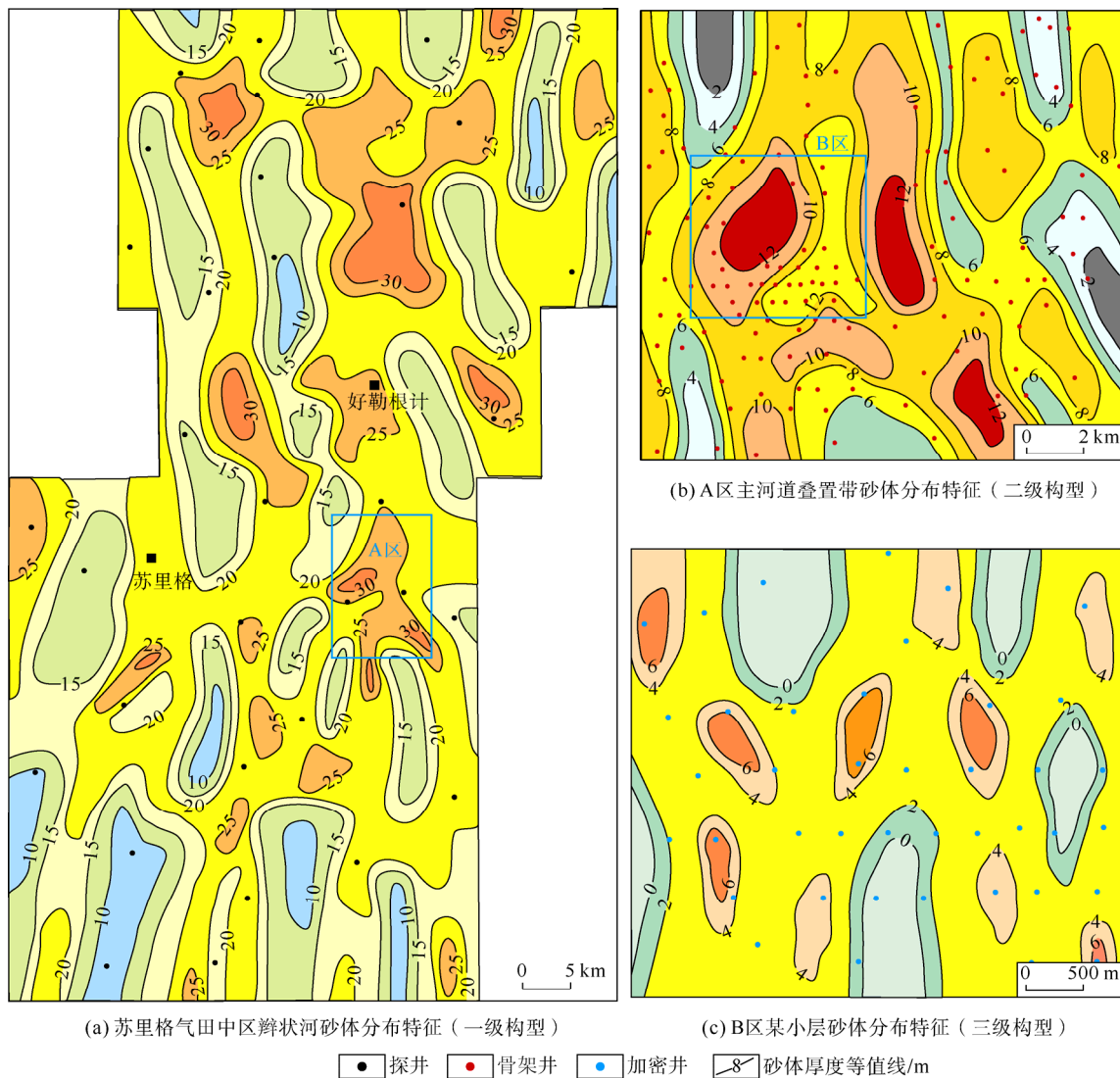


图3 苏里格气田典型区块复合砂体分级构型砂体分布特征

在评价井和骨架井约束下,通过井间对比,利用沉积学和地质统计学规律,结合地球物理信息,进行井间储集层预测,并编制小层沉积微相图,指导加密井的部署(见图3c)。根据加密井试验区 and 露头资料解剖,苏里格气田心滩砂体多为孤立状分布,厚度主要为2~5 m、宽度主要为200~400 m、长度主要为600~800 m,单个小层中心滩的钻遇率为10%~40%。加密井位的确定优先考虑3方面因素:骨架井井间对比处于主河道叠置带砂体连续分布区,地震叠前信息含气性检测有利,与骨架井的井距大于心滩砂体的宽度和长度。

## 2.2 井型和井网优化

目前苏里格气田主要采用3种井型:直井、直井丛式井组、水平井。鉴于苏里格气田含气砂体小而分

散、多层分布的地质特征,水平井的应用有一定局限性,主要在主力气层发育好的区块应用水平井,其他区块主要采用直井或直井丛式井组开发。

### 2.2.1 直井和直井丛式井组

#### 2.2.1.1 井距和单井控制面积评价

砂体规模尺度、压降泄气范围和干扰试井是确定井距和井控面积的主要依据。根据上述三、四级构型研究成果:苏里格气田主力含气砂体(心滩)多为孤立状分布,宽度主要为200~400 m,长度主要为600~800 m;在一个小层内,心滩砂体约占总面积的10%~40%,将气田9个小层的心滩砂体投影叠置到一个层,心滩砂体可占总面积的95%以上。换言之,心滩砂体不均匀地分散分布在垂向上的9个小层中,单个小层

中心滩孤立分布,而从 9 个小层的累计效果看,心滩则几乎覆盖了整个气藏面积。所以要实现井网对心滩的最大程度控制,又不至于 2 口井钻遇同一心滩,井距的大小应与砂体规模基本相当。考虑到储集层压裂改造后,人工裂缝沿最大主应力方向近东西向展布,而心滩砂体走向主要呈南北向,所以心滩宽度方向上可得到较充分动用,而长度方向上会受心滩内部泥质披覆层的影响而动用不充分,因而井距应适当大于心滩宽度,而排距应适当小于心滩长度,该认识也得到了气井泄气范围评价的验证。根据试井原理,采用生产动态数据典型曲线拟合方法,苏里格气田直井的泄气范围拟合为椭圆形,人工裂缝半长 40~130 m,泄气椭圆长短轴比为 1.3~1.5,确定单井有效控制面积为 0.2~0.4 km<sup>2</sup>,平均 0.3 km<sup>2</sup>。通过干扰试井验证,部分 400 m 距离的井间存在干扰现象,所以合理井距应大于 400 m。综合考虑,可采用井距 400~600 m、排距 600~800 m 的井网,或 3 口/km<sup>2</sup> 的井网密度。

### 2.2.1.2 井网几何形态

在确定了合理的井距、排距后,应根据气井有效控制面积的几何形态确定井网节点的组合方式即井网几何形态。从心滩砂体的几何形态来考虑,河道主要呈南北向展布,则心滩呈不规则椭圆形近南北向展布,应采用菱形井网提高对心滩的控制程度。井网几何形态的确定还应考虑人工裂缝的展布方向。Shell 公司在 Pinedale 致密气田的井网设计中,沿裂缝走向拉大井距、垂直裂缝走向缩小井距,形成菱形井网<sup>[12]</sup>。苏里格气田主产层最大主应力方向为近东西向,主裂缝沿东西向延伸,与砂体走向不一致,所以井网设计主要考虑砂体的方向性。苏里格气田基础开发井网可确定为菱形井网,东西向井距 500 m 左右、南北向排距 700 m 左右。具体实施过程中,可根据气层发育的实际情况,在基础井网基础上适当调整,形成不规则的近菱形井网。

### 2.2.1.3 井网优化技术流程

根据苏里格气田的实践经验,致密气田井网优化的技术流程可归纳为 5 个步骤: 根据砂体的规模尺度、几何形态和展布方位,进行井网的初步设计; 开展试井评价,考虑裂缝半长、方位,拟合井控动态储量和泄压范围,修正井网的地质设计; 开展干扰试井开发试验,进行井距验证; 设计多种井网组合,通过数值模拟预测不同井网的开发指标; 结合经济评价,论证经济极限井网,确立当前经济技术条件下的井网。

### 2.2.1.4 直井丛式井组优化部署

苏里格气田地面生态环境薄弱,从环保和经济角度考虑,为降低井场占地面积,宜采用直井丛式井组方式部署。目前一般 1 个井场部署 5~7 口井<sup>[13]</sup>,在目的层段形成直井井眼或一定角度的斜井井眼,井底形成开发井网。为降低储集层非均质性带来的风险,采用面积井网的概念,根据井组的辖井数和井控面积确定井组控制面积。根据预测的各井位储集层有利程度,确定井组内各井的钻井先后顺序,并利用先期井进一步优化后期井位,形成不规则井网。Total 公司在苏里格南区的丛式井组滚动布井方式可供借鉴(见图 4): 最小井距按 700 m 左右考虑,一个丛式井组控制面积约 9 km<sup>2</sup> 的正方形区域、钻井 9~18 口,首批钻井距约 1 000 m 的 3 口井,根据实施效果钻第 2 批 6 口井,然后利用新获取的资料在 9 口井间最多可钻 9 口加密井,最终按对角线形成 700 m 左右的井距。

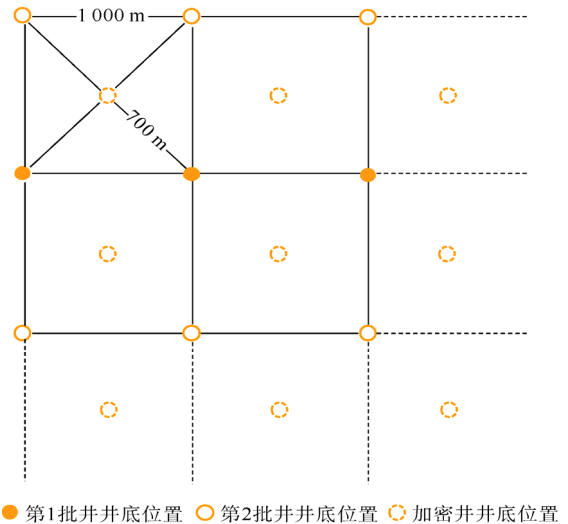


图 4 苏里格气田 Total 合作区块丛式井布井示意图

### 2.2.2 水平井

在苏里格气田应用水平井主要基于两方面的考虑。一是直井单井控制储量和单井产量低,气井生产初期递减快,要建成规模产能并保持长期稳产,需要大量的产能建设井和产能接替井,为减少开发井数和管理工作量,提高开发效益,需要发展水平井技术来提高单井控制储量和单井产量<sup>[14]</sup>。二是直井密井网开发方式下采收率水平较低,而且由于苏里格气田储集层厚度较薄,井网密度过大虽然可提高采收率,但难以确保单井经济极限累计产量,所以不能照搬国外的多次加密方式,需要探索水平井提高采收率的可行性。

目前，国内水平井开发技术在储集层横向稳定的低渗砂岩气藏中的应用获得了很好的效果，并积累了一定的经验，如与 Shell 公司合作开发的榆林气田长北区块采用双分支水平井<sup>[15]</sup>，水平井段设计长度为 2 km，已投产的 14 口双分支水平井平均单井产量达到  $63 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，达到直井产量的 3 倍以上。但苏里格气田储集层的强非均质性特征对水平井的应用提出了更大挑战，水平井地质设计中需要考虑以下几个因素：通过地质目标优选和轨迹设计提高气层钻遇率；确定最佳的水平段方位、长度、压裂段数和水平井井网；将水平井地质设计与改造工艺有机结合，提高气藏采收率<sup>[16]</sup>。

2.2.2.1 水平井地质目标优选

苏里格气田目的层为大型辫状河沉积，多期次辫状河河道的频繁迁移与切割叠置作用，使得含气砂体多以小规模孤立状分布在垂向多个层段中，单层的气层钻遇率低于 40%。但在整体分散的格局下，局部区域存在多期砂体连续加积形成的厚度较大、连续性较好的砂岩段，即主力层段较为明显，有利于水平井的

实施。

通过储集层结构特征研究认为，苏里格气田水平井地质目标需满足以下条件：处于主河道叠置带，砂岩集中段厚度大于 15 m，横向分布较稳定、邻井可对比性强；主力层段气层厚度大于 6 m，储量占垂向剖面的比例大于 60%；地球物理预测储集层分布稳定，含气性检测有良好显示；邻井产量较高，水气比小于  $0.5 \text{ m}^3/1 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，在已开发区加密部署时，应选取地层压力较高的部位；构造较为平缓。

根据较密集井网区的地质解剖，总结了 5 种适于部署水平井的气层分布模型：厚层块状型、物性夹层垂向叠置型、泥质夹层垂向叠置型、横向切割叠置型、横向串糖葫芦型（见图 5、表 2），其中厚层块状型、横向切割叠置型、横向串糖葫芦型气层与井眼直接接触，物性夹层垂向叠置型、泥质夹层垂向叠置型可以通过人工裂缝沟通井眼上下气层。根据实钻情况统计，厚层块状型、物性夹层垂向叠置型、泥质夹层垂向叠置型是 3 种主要的目标类型。

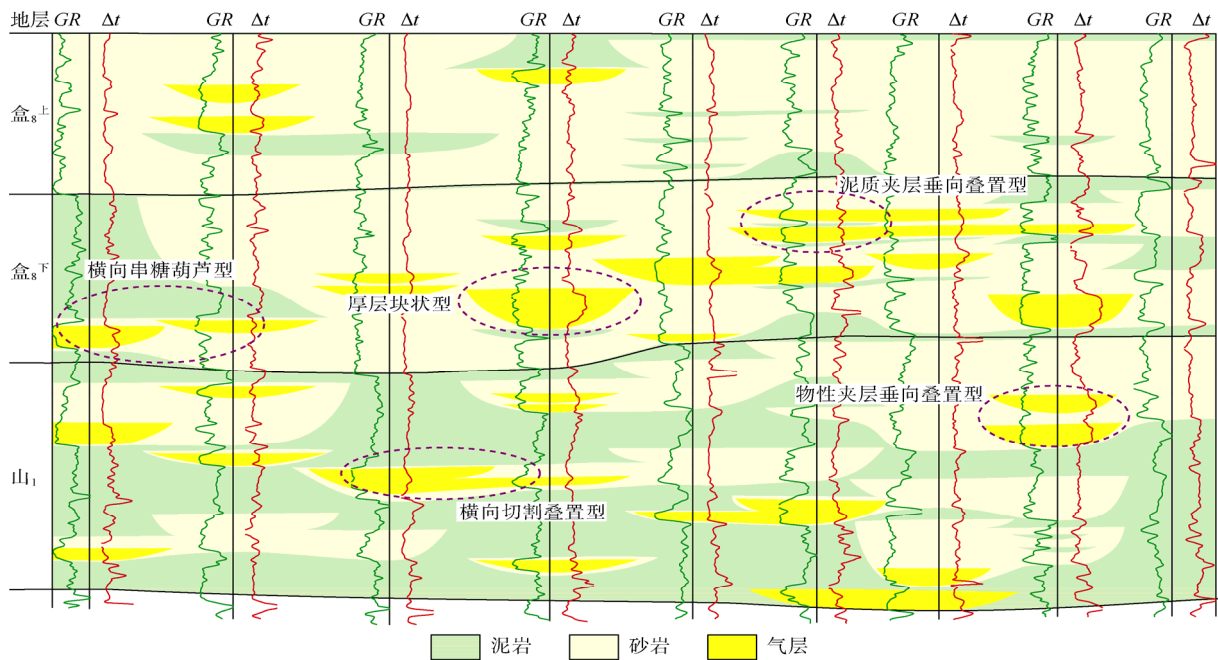


图 5 苏里格气田适于部署水平井的 5 种地质目标模型

表 2 苏里格气田水平井地质目标定量评价参数

类型	气层厚度/m	样品数/个	占样品总数比例/%	有效砂体长度/m		
				最小值	最大值	平均值
厚层块状型	>6	27	24	350	1 300	670
物性夹层垂向叠置型	6~15	38	34	350	1 800	980
泥质夹层垂向叠置型	6~15(泥岩隔层厚度小于 3 m)	23	21	600	1 500	870
横向切割叠置型	>3	17	16	1 000	3 500	1 600
横向串糖葫芦型	>3(有效砂体间距小于 100 m)	5	5	800	1 900	1 300

### 2.2.2.2 水平井主要参数优化设计

水平段方位。水平井水平段的方位主要取决于砂体走向和地层的最大主应力方向,前者可以保证水平段较高的气层钻遇率,后者保证了水平井的压裂改造效果。苏里格气田地质研究证实,有效砂体基本呈南北向展布,东西向变化快、范围小。因此,从气层钻遇率考虑,水平段方向应以南北向为主。同时,盒<sub>8</sub>段最大主应力方向为NE98°—NE108°(近东西向),人工裂缝方向平行于最大主应力方向;水平段方位与裂缝垂直时改造效果最佳。综上,苏里格气田砂体走向与最大地应力方向配置较好,水平段方位应选择南北方向为主。

水平段长度。水平井产能随水平段长度的增加呈非线性增大,水平段长度达到一定值后产能的增幅会逐步减小。而且随着水平段长度的增加,对钻井技术、钻井设备以及钻井成本的要求会越来越高。所以水平段长度的优化应从储集层分布情况、钻井技术、成本、效益等方面综合考虑,选取最优值。目前苏里格气田水平井还处于应用初期,在技术提升和成本控制方面还有较大空间,对于水平段长度、压裂段数、产能之间的相关性认识还不足,这方面的研究还有待进一步深化。

另外,不同于储集层横向稳定的气田,苏里格气田的强非均质性对水平段长度的优化有较大影响。为有利于压裂改造施工,水平段应保持在目的层段内稳定钻进。根据苏里格气田储集层分布的地质统计规律,单个小层内有效砂体的钻遇率仅为10%~40%,反映有效砂体为孤立分散状且分布频率较低。因而,水平段钻遇一套有效砂体后,需要继续钻进较长距离才可能钻遇第2套有效砂体,而且由于砂体厚度薄,目前很难准确预测第2套有效砂体的分布位置;即使钻遇第2套有效砂体,也会因为钻遇了较长距离的非储集层或低效储集层段,而降低了经济效益。所以在目前技术条件下,苏里格气田水平井设计以钻遇1套有效砂体(单砂体或复合砂体)为主。根据统计规律,适于部署水平井的5类地质目标的有效砂体长度主要在670~1600m,因此水平段长度可初步确定为800~1500m。根据目前钻机能力,主要采用1000~1200m的水平段,并开始探索更长水平段的开发试验。

压裂间距。致密气藏水平井采用分段压裂方式完井投产,压裂规模和压裂间距是影响水平井产能的关键因素,本文只讨论压裂间距的影响。理论上,应

以每条裂缝控制的泄压范围不产生重叠为原则确定最小间距。但实际上这个最小间距很难确定,而且由于储集层的变化,即使在同一口井中,这个最小间距也是变化的。目前通用做法是综合考虑技术、成本、效益等方面的因素,通过建立水平段长度、压裂段数、产能、钻井成本、压裂成本之间的多参数关系模型,将水平段长度和压裂间距的优化作统一考虑。目前苏里格气田水平井的压裂间距主要借鉴国外的经验数值<sup>[17]</sup>,按100~150m进行设计。下一步应积极开展微地震压裂监测,在技术趋于成熟、成本控制更加有效的基础上进一步开展压裂间距优化研究,还要结合苏里格气田的地质条件开展非等间距压裂的研究和现场试验。

水平井井网。目前苏里格气田水平井主要有两种部署方式,一是选取局部有利位置分散部署,需要考虑与已钻直井的相互配置;二是选取有利区块整体集中部署,需要考虑水平井网的设计。水平井网设计时,首先应确定水平井的控制面积,按水平段平均长度1000m考虑,两个端点再向外侧各延伸200m左右的控制距离,则控制面积的长度在1400m左右;控制面积的宽度按照有效砂体的宽度考虑为500~600m。实际上,根据致密储集层的压降传导顺序,从近井端到远井端,压力的波及范围近似梯形(见图6),所以在水平井网部署时,可考虑头尾对置的排列方式。

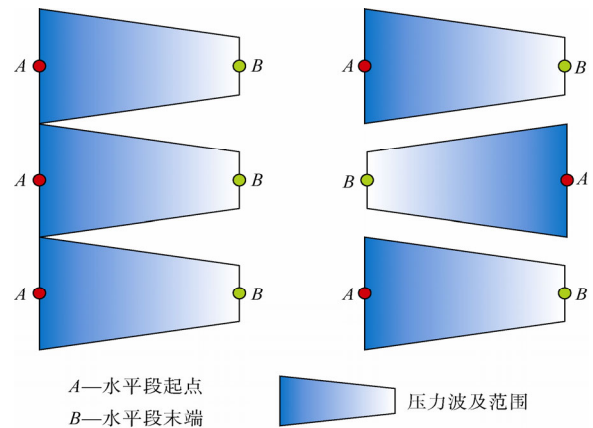


图6 苏里格气田水平井压降平面与井网组合示意图

### 2.2.2.3 水平井提高单井控制储量和采收率机理分析

如前所述,目前苏里格气田水平井以钻遇1套有效砂体为主。那么与直井相比,水平井是提高单井控制储量还是只提高了采气速度?水平井实钻剖面分析发现,在有效砂体内存在阻流带(见图7)。在直井开发方式下,压裂缝东西向展布,难以克服南北两侧阻流带的影响,而使储量的动用程度不充分;水平井



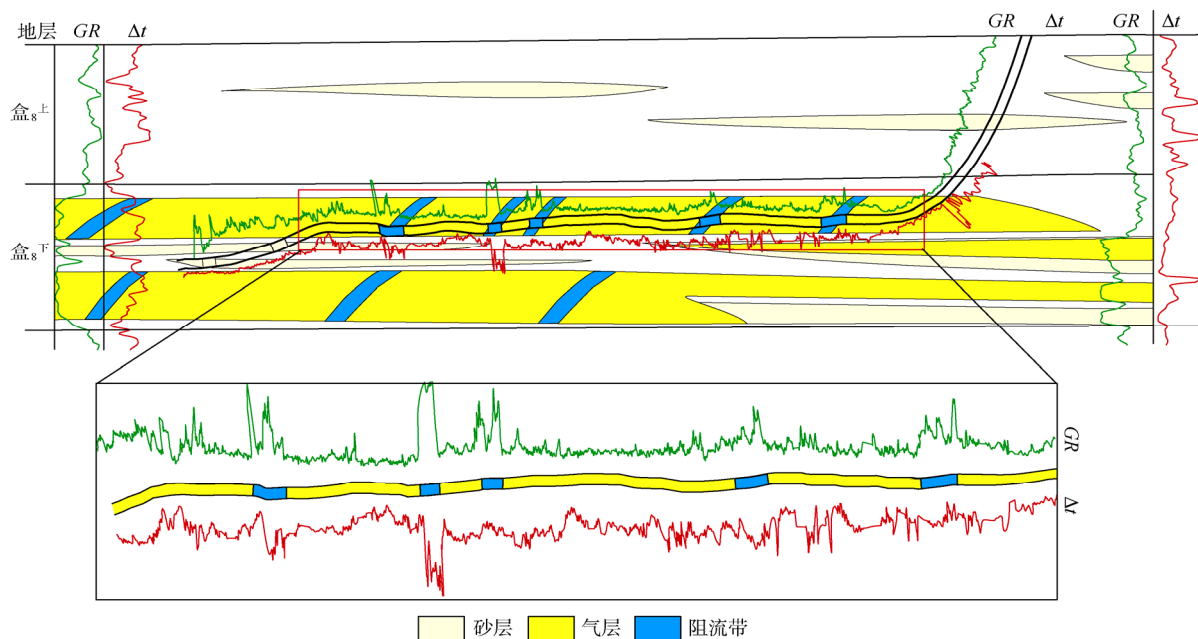


图 7 苏里格气田典型水平井剖面阻流带分布特征

则可以钻穿东西向展布、南北向排列的阻流带，提高储量的动用程度，经数值模拟计算，水平井有效控制层段的采收率可达 80%以上。水平井的动态储量可以达到直井动态储量的 2~3 倍甚至更高，也可说明上述观点。另外，水平井压裂可沟通垂向上未钻遇的有效砂体，提高单井控制储量和采收率。

水平井与分段压裂技术的组合应用，虽然可以提高钻遇有效砂体及邻近井筒有效砂体的动用程度，但在垂向剖面上仍会剩余部分被较厚泥岩隔开的气层，这部分气层的储量又难以满足部署双分支水平井的经济要求，可以考虑组合应用水平井与定向井以提高储量整体动用程度。

### 2.3 不同井型产能评价

在进行井型井网优化设计的同时，需要形成相配套的气井产能评价方法，动静态资料相互验证，增强研究的系统性和完整性。

#### 2.3.1 气井分类评价

对于大面积分布的强非均质性气田，要实现对储

量的规模动用，所需钻井数量多；而且该类气田与常规的整装气田不同，不但区区间产能差异较大，相同区内相邻井间产能差异也较大。宜采用气井分类评价的思路，建立不同类型气井地质模型与动态特征的相关关系：一方面可以通过对地质目标的评价进行产能的初步判断和气井分类配产，另一方面可根据不同类型井的钻遇比例评价区块开发效果，评价方法更具灵活性。一般可分为 3 类井：好井经济效益明显，中等井为边际效益，差井经济效益差、需要好井来弥补。

苏里格气田直井和水平井均可采用分类评价方法进行产能评价，利用便于现场取值的静态和动态参数建立分类评价标准（见表 3），指导气井的分类配产和开发评价。

#### 2.3.2 主要评价参数和评价方法

气井的动态特征是储集层地质条件、流体渗流条件及井身结构参数的综合反映。苏里格气田由于其储集层的超低渗透性、储渗单元分布的强非均质性和开采工艺技术的特殊性，客观评价气井产能应主要考虑

表 3 苏里格气田直井、水平井分类评价参数表

井类型	直井						水平井					
	气层厚度		储集层剖面模型	压裂后排液压力恢复速率/(MPa·h <sup>-1</sup> )	无阻流量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	稳产 3 年配产/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	钻遇气层长度/m	相邻直井		无阻流量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	稳产 3 年配产/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	
	气层最大单层厚度/m	累计钻遇气层厚度/m						测井曲线形态	储集层气层厚度/m			
类井	>5	8	厚层块状	>2.4	>10	>2	>600	平滑箱形	好	>15	>60	>6
类井	3~5	8	多层叠置	1.6~2.4	4~10	1~2	400~600	齿化箱形	一般	10~15	20~60	3~6
类井	<3	<8	薄层分散	<1.6	<4	<1	<400	钟形	差	<10	<20	<3

文章编号：1000-0747(2013)01-0079-11

无阻流量、单井控制储量或单井预测最终累计产气量 (Estimated Ultimate Rate, EUR)、不同阶段递减率、不同阶段单位压降采气量、直井分层产能贡献率、水平井单裂缝段产能等参数。

无阻流量是井底流压为零时的气井产量，与气井设备因素无关，反映气井的潜能，是评价气井生产能力的常规重要参数，可以利用该气田经验一点法公式或产能试井求得。单井控制储量是评价致密气井动态的重要参数，是制定经济技术政策的主要依据，利用压力和产量的变化规律预测气井控制范围内的动态储量，评价方法主要有产量不稳定分析法<sup>[18-20]</sup>、产量累计法、修正产量递减法、数值模拟法等，考虑废弃条件的单井控制储量即为 EUR，EUR 是国外致密气评价的必要参数。不同阶段递减率和不同阶段单位压降采气量是两个过程量，反映生产过程中气井产量和压力的动态变化情况，可以通过典型图版拟合进行分析和预测。直井分层产能贡献率和水平井单裂缝段产能是致密气直井多层和水平井多段压裂改造后不同层、段动态特征评价的重要参数，原因是致密气田非均质性强，气井压裂层数或段数的不同、各层或各段压裂后产量和压力的不同均会导致气井动态特征具有较大差异，因此需要分层或分段测试进行动态评价。

### 3 井型井网技术应用效果、问题及发展趋势

#### 3.1 应用效果

随着气田地质认识程度的不断深化和开发工艺技术的进步，苏里格气田井型井网技术的发展具有阶段性特征。2006—2009年，主要采用直井和直井丛式井组。通过井位优选，富集区内直井 + 类比例达到了 75%~80% 的较高水平，在保证单井稳产 3 年的条件下，平均单井配产  $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，稳产期后单井产量年递减率由 20% 逐步降低到 10% 以下，预计单井累计产量可达到  $2\ 200 \times 10^4 \text{ m}^3$  以上。在优选的建产区块内，井网由评价期的  $600 \text{ m} \times 1\ 200 \text{ m}$  菱形井网优化为 2~3 口/ $\text{km}^2$  的面积井网，地质储量采出程度由 20% 提高到 35% 以上。该阶段的井型井网技术为苏里格气田建成  $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  生产能力发挥了关键的技术支撑作用。从 2010 年开始，随着水平井压裂技术的突破，水平井的

应用规模不断扩大，投产水平井达到 200 口以上。基于目前的地质认识和钻机能力，水平井水平段长度一般为  $1\ 000 \sim 1\ 200 \text{ m}$ ，压裂 7~10 段，在保证单井稳产 3 年的条件下，平均单井配产约  $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，稳产期后单井产量年递减率略高于直井，在 30% 左右，之后可逐步降低到 10% 以下，预计单井累计产量可达到  $8\ 000 \times 10^4 \text{ m}^3$  以上。到 2011 年底，苏里格气田已建成年生产能力  $160 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，水平井应用规模的不断扩大将为气田转变开发方式、提升开发效益作出重要贡献。

#### 3.2 存在问题及发展趋势

苏里格气田开发井型井网目前仍存在一些问题，主要包括：直井  $600 \text{ m} \times 800 \text{ m}$  井网条件下，预测采收率在 35% 左右，仍需继续开展进一步加密井网提高采收率的开发试验，包括新区块的井网试验和已开发区的加密试验；基于地质认识、钻井和压裂技术水平、钻机和压裂成本等方面的考虑，目前水平井的技术参数还是阶段性的，需要继续探索更长水平段、压裂优化、降低成本的开发试验，不断提高水平井单井产量；受储集层预测精度的影响，目前水平井气层钻遇率一般在 60% 左右，需要加强三维地震资料的应用和深化气藏描述技术攻关，提高水平井气层钻遇率；单支水平井开发后，剖面上仍会剩余部分气层未动用，需要探索新的井型井网提高气田采收率。

在井型方面，可开展低效井侧钻、多分支水平井、台阶式水平井、大位移水平井、多井底定向井等的探索和试验；在井网方面，应开展整体水平井井网、多井型组合井网的探索和试验；在井眼轨迹优化设计方面，应加强三维地震技术的应用，开展精细气藏描述，在三维数据体内优化井眼轨迹设计并加强地质导向，提高储集层钻遇率。同时，井型井网技术必须要与压裂技术相配套以提升开发效果。

### 4 结论

苏里格气田是中国致密砂岩气的典型代表，具有大面积、低丰度、强非均质性的特征，为实现规模有效开发，需发展相应的井型井网技术。

通过建立复合砂体分级构型描述技术，对储集层分布逐级描述，按照评价井、骨架井、加密井的顺序滚动布井，有效提高了 + 类井比例。通过井距、单

井控制面积、井网几何形态、丛式井面积井网的论证，形成了井网优化技术，显著提高了储量动用程度和采收率。

针对气田地质特征，从水平井地质目标优选及水平段方位、水平段长度、压裂间距优化等方面，形成了苏里格气田水平井地质优化设计技术，并分析了水平井提高井控储量和采收率的技术优势。

为进一步提高苏里格气田单井产量和采收率，应继续开展低效井侧钻、多分支水平井、大位移水平井、多井底定向井等不同井型，以及水平井井网、多井型组合井网的探索和开发试验。

#### 参考文献：

- [1] Kuuskraa V A. Tight gas sands development: How to dramatically improve recovery efficiency[J]. GasTIPS, 2004(Win.): 15-20.
- [2] Surdam R C. A new paradigm for gas exploration in anomalously pressured "tight gas sands" in the Rocky Mountain Laramide basins[C]// Surdam R C. AAPG Memoir 67: Seals, traps, and the petroleum system. Tulsa: AAPG, 1997: 283-298.
- [3] Holditch S A. Tight gas sands[J]. JPT, 2006, 58(6): 85-90.
- [4] 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.  
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [5] 温晓红, 周拓, 胡勇, 等. 致密岩心中气体渗流特征及其影响因素实验研究[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6): 592-595.  
Wen Xiaohong, Zhou Tuo, Hu Yong, et al. Experimental study of properties and influence factors of gas flow in tight core[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(6): 592-595.
- [6] 邹才能, 杨智, 陶士振, 等. 纳米油气与源储共生型油气聚集[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 13-26.  
Zou Caineng, Yang Zhi, Tao Shizhen, et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 13-26.
- [7] 何东博, 王丽娟, 冀光, 等. 苏里格致密砂岩气田开发井距优化[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 458-464.  
He Dongbo, Wang Lijuan, Ji Guang, et al. Well spacing optimization for Sulige tight sand gas field, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 458-464.
- [8] 穆龙新, 贾爱林, 陈亮, 等. 储层精细研究方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 10-26.  
Mu Longxin, Jia Ailin, Chen Liang, et al. Detailed researching methods of oil and gas reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 10-26.
- [9] 李顺明, 宋新民, 蒋有伟, 等. 高尚堡油田砂质辫状河储集层构型与剩余油分布[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(4): 474-482.  
Li Shunming, Song Xinmin, Jiang Youwei, et al. Architecture and remaining oil distribution of the sandy braided river reservoir in the Gaoshangpu Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(4): 474-482.
- [10] 史松群, 赵玉华. 苏里格气田低阻砂岩储层的含气性预测研究[J]. 石油地球物理勘探, 2003, 38(1): 77-83.  
Shi Songqun, Zhao Yuhua. Research on gas-bearing prediction using AVO in sandstone reservoir with low-impedance, Sulige gas field[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2003, 38(1): 77-83.
- [11] 史松群, 赵玉华, 程思检, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田二维多波地震技术[J]. 低渗透油气田, 2007, 12(3): 56-62.  
Shi Songqun, Zhao Yuhua, Cheng Sijian, et al. 2D multi-wave seismic exploration technology in Sulige Gasfield of Ordos Basin[J]. Low Permeability Oil & Gas Fields, 2007, 12(3): 56-62.
- [12] Jin Minquan, Shannon M. Introduction of exploitation experiences in Pinedale Gas Field[R]. Beijing: Seminar of Unconventional Natural Gas Exploitation, Shell and PetroChina, 2009.
- [13] 何光怀, 李进步, 王继平, 等. 苏里格气田开发技术新进展及展望[J]. 天然气工业, 2011, 31(2): 12-16.  
He Guanghuai, Li Jinbu, Wang Jiping, et al. New progress and outlook of development technologies in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(2): 12-16.
- [14] 赵静. 吉林油田低渗油藏水平井开发技术[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 594-599.  
Zhao Jing. Development techniques of horizontal wells in low permeability reservoirs, Jilin Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 594-599.
- [15] 郝玉鸿, 王永强, 杨亚涛, 等. 榆林气田北区开发效果评价[J]. 石油化工应用, 2011, 30(1): 37-44.  
Hao Yuhong, Wang Yongqiang, Yang Yatao, et al. Yulin gas field north of development evaluation[J]. Petrochemical Industry Application, 2011, 30(1): 37-44.
- [16] Baihly J, Grant D, Fan L, et al. Horizontal wells in tight gas sands: A methodology for risk management to maximize success[R]. SPE 110067, 2007.
- [17] Bagherian B, Sarmadivaleh M, Ghalmor A, et al. Optimization of multiple-fractured horizontal tight gas well[R]. SPE 127899, 2010.
- [18] Blasingame T A, McCray T L, Lee W J, et al. Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flowrate systems[R]. SPE 21513, 1991.
- [19] Fetkovich M J, Vienot M E, Bradley M D, et al. Decline-curve analysis using type curves: case histories[J]. SPE Formation Evaluation, 1987 (Dec.): 637-656.
- [20] Fraim M L, Wattenbarger R A. Gas reservoir decline-curve analysis using type curves with real gas pseudopressure and normalized time[J]. SPE Formation Evaluation, 1987(Dec.): 671-682.

第一作者简介：何东博（1972-），男，河北献县人，博士，中国石油勘探开发研究院高级工程师，主要从事储集层评价和天然气开发研究工作。  
地址：北京市海淀区学院路20号，中国石油勘探开发研究院鄂尔多斯分院，  
邮政编码：100083。E-mail: 311@petrochina.com.cn

收稿日期：2012-04-23 修回日期：2012-08-23

（编辑 单东柏 绘图 刘方方）