

引用格式:程敏华,雷丹凤,张连群,等.苏里格致密砂岩气田效益开发技术对策研究[J].油气藏评价与开发,2024,14(3):475-483.
CHENG Minhua, LEI Danfeng, ZHANG Lianqun, et al. Technical strategy for beneficial development of tight sand gas in Sulige Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 475-483.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.017

苏里格致密砂岩气田效益开发技术对策研究

程敏华,雷丹凤,张连群,刘丽芳,赵蒙
(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:苏里格气田致密砂岩气藏的天然气储量规模和年产气量目前都位居中国第一。随着开发不断深入,气田储量品质劣质化及未动用储量碎片化趋势明显,增加了未来效益开发的不确定性。为确保气田致密砂岩气藏的可持续效益开发,基于深化气田开发过程中所获得的地质与气藏工程认识的基础上,梳理了影响气田效益开发的影响因素,建立了该气田效益开发的技术对策。研究结果表明:①基于以经济产量为中心的评价模型对气田各区块经济效益进行实证分析,可以评价气田目前整体效益开发现状,指导未来整体开发方向;②为了支持气田致密气产业进一步发展,根据气田各区块效益评价,从地质和气藏工程的角度去寻求有效开发的配套措施,分类治理,分类施策,进而形成苏里格气田效益开发技术对策,实现气田持续经济有效开发。

关键词:苏里格气田;致密气;无阻流量;内部收益率;效益开发
中图分类号:TE37 **文献标识码:**A

Technical strategy for beneficial development of tight sand gas in Sulige Gas Field

CHENG Minhua, LEI Danfeng, ZHANG Lianqun, LIU Lifang, ZHAO Meng

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

Abstract: At present Sulige Gas Field holds the distinction of being the largest in terms of natural gas reserves and annual production among tight sandstone gas reservoirs in China. However, as development progresses, there is a noticeable decline in the quality of gas field reserves and an increasing fragmentation of untapped reserves, escalating the uncertainties surrounding future development. This study builds upon a deepened geological and gas reservoir engineering comprehension acquired during earlier phases of gas field development. It methodically identifies the factors influencing the advantageous development of the gas field and formulates technical countermeasures to ensure its sustainable development. Key findings from the research include: ① An empirical analysis, centered on economic production, evaluates the economic benefits of each block within the gas field. This model assesses the current benefit status and directs future overall development strategies. ② To foster the continued advancement of the tight gas industry within the field, the study evaluates the benefits of individual blocks and explores supportive measures for effective development. These measures include classified management and specific technical strategies, derived from geological and gas reservoir engineering perspectives. This approach culminates in the formulation of technical countermeasures aimed at enhancing the effective development of Sulige Gas Field, thereby ensuring its continued economic viability.

Keywords: Sulige Gas Field; tight gas; open flow; internal rate of return; beneficial development

苏里格气田发现于1996年,2005年投入开发。量达到 $284.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,已经成为中国储量和产量规模
截至2021年底,气田探明储量为 $2.17 \times 10^{12} \text{ m}^3$,年产最大的天然气田。气田位于鄂尔多斯盆地北部,勘

收稿日期:2023-10-30。

第一作者简介:程敏华(1985—),女,硕士,高级工程师,从事油气田开发方面的研究工作。地址:北京市海淀区学院路20号,中国石油勘探开发研究院,邮政编码:100083。E-mail: chengmh2011@petrochina.com.cn

通信作者简介:赵蒙(1987—),男,本科,高级工程师,从事油气田开发方面的研究工作。地址:北京市海淀区学院路20号,中国石油勘探开发研究院,邮政编码:100083。E-mail: mengzhao@petrochina.com.cn

基金项目:中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“SEC准则增储技术、方法及政策研究”(2022DJ7902)。

探面积为 $5 \times 10^4 \text{ km}^{2[1-3]}$,主要划分为中区、东区、西区3个区域。随着开发程度不断深入,已开发区域优质储量大多已投入生产,其余未动用储量的品质呈恶化的趋势;未开发区域如西区及东区北部由于储层产水情况复杂,导致气井开采过程中产量和压力递减快,单井累计产气量远低于气田平均水平,难以实现效益开发^[4-5],行业投资积极性不高,气田稳产压力较大^[6]。国内外开发实践表明:致密砂岩气田持续稳产主要依靠新区产能建设及老区井网加密,同时配合开展老井、直井侧钻,重复压裂和排水采气等综合配套措施来实现^[7-10]。

从苏里格气田开发现状来看,保证气田持续稳产且效益开发需要进一步深化开发认识,探索一套适合苏里格气田有效开发的技术对策。通过梳理气田勘探、开发、生产流程中决定气藏效益开发的相关因素,开展气藏地质及生产特征研究,进一步落实气藏构造、储层、气水分布的关系及优化井网部署,综合地质及开发等相关因素,建立以经济产量为中心的评价模型。通过模型对区块经济效益进行实证分析,并基于模型评价结果指导气田各区块进行治理和施策,充分挖掘老区潜力,进而形成苏里格气田效益开发技术对策,以期支撑苏里格气田经济有效开发(图1)。

1 气田开发现状

1.1 地质特征

苏里格气田构造位置处于鄂尔多斯盆地伊陕斜

坡北部,上古气藏表现为北东—南西向倾斜的单斜构造^[11]。主力层段盒8段与山1段为北部物源的辫状河沉积体系,砂体连续性好。粗岩相发育在心滩和河道底部,有效砂岩约占砂岩厚度的30%,呈现“砂包砂”二元结构特征。有效砂体呈透镜状,连续性差,垂向各小层均有分布,缺乏绝对的主力层,仅盒8下段相对略好。盒8段与山1段砂岩岩石组分类似,岩石类型均以岩屑石英砂岩、石英砂岩为主,部分发育少量岩屑砂岩^[12]。砂岩粒度大,粒径主要介于0.2~1.0 mm,岩石类型主要为粗砂岩、中粗砂岩。基质储层物性具有典型的低孔、低渗特点。由于气田面积大,区带之间差异性导致储层特征存在差异。中区、东区储层渗透率较高,西区次之^[13]。

苏里格气田上古生界储层多层系含气,受生烃强度、区域构造等因素影响,各区域气藏含气性变化较大。靠近鄂尔多斯盆地边缘的西区、东区北部为气水混存区,含气饱和度分别为46.4%、44.9%。在西区 and 东区北部利用目前实用的气水预测技术地震AVO(振幅随偏移距变化)异常振幅方法进行评价,由于水层与气层的地球物理特征非常接近,导致AVO特征差异较小。评价结果表明:盒8段、山1段气层和水层无明显区分标志,多显示为含水气层或含气水层。总体上,含水层大面积发育,纵向上以气水同层为主,储集体内部气水分异较差,无统一气水界面,垂向上自下而上水层发育比例有所增加。

1.2 开发特征

苏里格气田储层物性差,气井产量递减快,单井

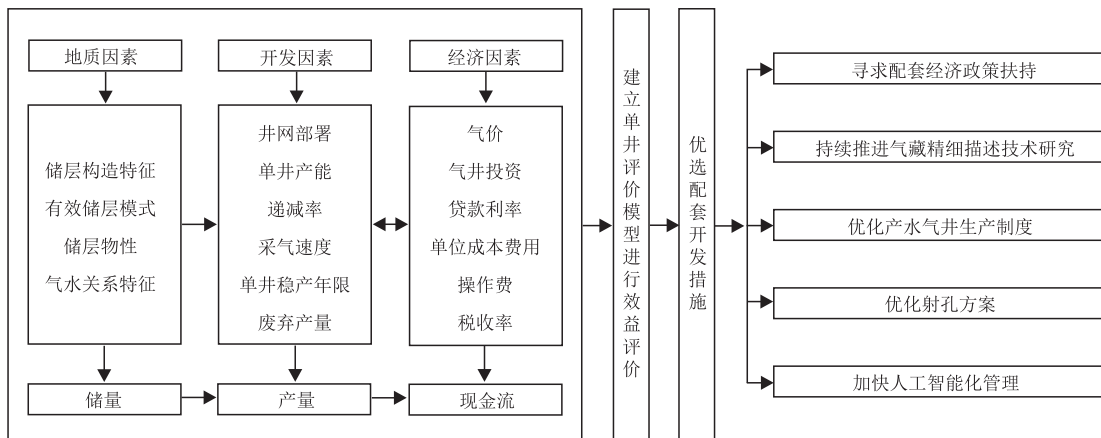


图1 苏里格气田效益开发对策技术路线

Fig. 1 Technical strategy for efficient development of Sulige Gas Field

控制范围小,储量动用程度低。主要原因在于致密砂岩气藏流体渗流通道以纳米、微毛细管孔喉为主,流体的流动阻力较大^[14-16]。致密气藏开发过程中储量由近井向远井逐步动用,在储层中形成凹深的压降漏斗且储量动用速度缓慢,需要漫长的周期才能波及到砂体边界^[17]。

由于气田分布广泛,各区生产特征具有明显的差异化,苏里格气田中区、东区、西区前3年平均日产气量为 1.10×10^4 、 0.96×10^4 、 0.80×10^4 m³(图2、表1)。苏里格气田中区为储层发育厚度较大的有效砂体,横向连续性好,地质储量分布较集中,为气井提供了强有力的保压和供气物质基础,气井具有产量高、压力下降平缓、单位压降产气量大的特征;东区有效砂体厚度变薄且个数少,延展空间有限,气井普遍存在早期出现压力阶梯下降,后期产量低、单位压降产气量小的特征;西区由于有效储层含水饱和度高导致气井积液情况复杂,在衰竭开采过程中地层能量降低到一定程度后,气相动力不足难以维持连续流动,远井区难以连续供气,最终累产气量低。由于不同区带储层品质的差异性明显^[18],苏里格西区、东区单井产量递减率始终高于中区,递减率高的原因在于

这2个区域储层条件差,主力层储层致密且有效厚度薄,含水饱和度高。

1.3 单井动态控制储量

致密气藏气井一般在压裂实施后开采,目前,针对该类情况最合适的评价方法主要有Blasingame、Argawa-Gardner等典型曲线法以及考虑压力的解析模型法。以苏里格气田X井为例(图3),评价方法基于储集层基本地质特征及气井动态资料来分析气井的控制储量和动用范围。选取气田3个区块投产时间超过3 a的2 500余口样本井动态数据进行评价分析。在明确储层地质特征的基础上,对气井生产动态数据(包括产气量和井底流压)进行历史拟合,实现运行结果与气井实际生产数据在数值和趋势上的吻合,在确定废弃压力及废弃产量的基础上评价气井最终累计产气量。通过模型计算及图版拟合最终确定苏格里气田3个区块的单井动态控制储量分别为:中区 $2\ 230 \times 10^4$ m³、东区 $2\ 010 \times 10^4$ m³、西区 $1\ 643 \times 10^4$ m³。

1.4 井网部署

苏里格气田储层致密且非均质性强,井网部署难度大。在开发过程中持续探索合理的井网密度。气田在早期评价阶段,通过野外露头考察、解剖加密井等手段建立砂体概念模型。初期确定有效砂体形态规模、结构特征和分布规律,以600 m×1 200 m初始井网进行部署。在规模建产阶段,综合利用数值模拟、干扰试井试验和经济评价分析,确定600 m×800 m为基础井网,在全区推广应用。现阶段,气田已进入一个稳定的发展时期,为实现采收率达到50%的目标,进一步扩大试验范围,在苏6、苏36-11、苏东27-36等区块开展了多个井组的加密试验,进行苏里格气田未来加密井部署的可行性研究^[19]。

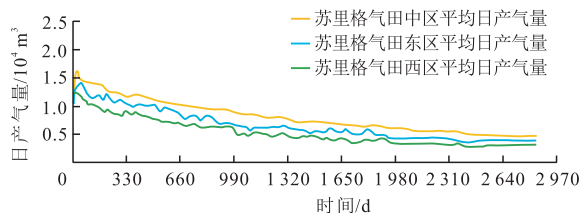


图2 苏里格气田中区、东区和西区平均日产气量曲线
Fig. 2 Average daily gas production curves for the central, eastern and western regions of Sulige Gas Field

表1 苏里格气田中区、东区和西区前3年平均日产气量及平均单井累计产气量汇总

Table 1 Summary of average daily gas production and average cumulative gas production per well for the first three years in the central, eastern, and western regions of Sulige Gas Field

区块名称	前3年平均日产气量	平均单井累计产气量
中区	1.10	1 813.29
东区	0.96	1 151.22
西区	0.80	1 022.70

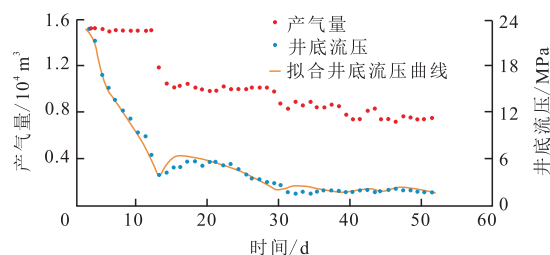


图3 苏里格气田X井解析模型法
Fig. 3 Analytical modeling method for Well-X in Sulige Gas Field

2 区块经济效益实证分析及效益开发面临的难点

2.1 区块效益开发实证分析

综合地质及开发相关因素,搭建以经济产量为中心的评价模型,通过对3个区块近8 000口前期投产气井内部收益率统计进行经济效益实证分析。苏里格气田致密砂岩气藏的开发,面临储层品质差、单井产能低、效益开发难的问题。中国现行政策是对超过上年致密气开采量的部分采用“多增多补”的原则,因无法准确预估补贴金额,所以在实际评价中将内部收益率由之前的8%调整到6%进行标定。单井操作费用为 1.2×10^6 元、银行贷款比例为45%,利率6%,折旧10 a,并综合考虑资源税、城市建设等相关税费,研究了在不同气价条件下,苏里格中区、东区及西区投产气井满足内部收益率为6%时,开发所对应的单井最低EUR(最终累计产气量),气价越高,达到内部收益率标准所需的单井EUR越低(图4)。苏里格气田中区、东区、西区在气价为1.19元/ m^3 时,对应单井最低EUR为 $1 289 \times 10^4$ 、 $1 427 \times 10^4$ 、 $1 479 \times 10^4 m^3$ 。

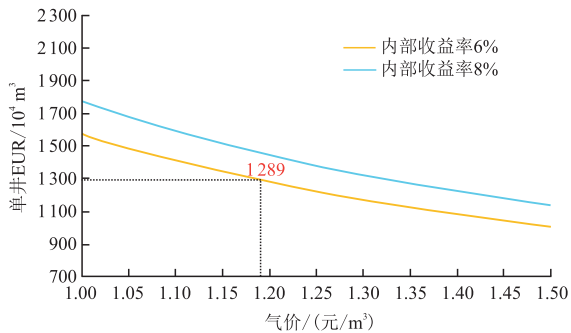


图4 苏里格气田中区不同气价条件下效益开发所对应的单井EUR界限值

Fig. 4 Corresponding EUR of single well threshold values for beneficial development under different gas price conditions in the central area of Sulige Gas Field

基于搭建的评价模型,评价苏里格气田中区、东区及西区2018年以前近8 000口前期投产样本井,评价结果表明:中区开发经济指标远高于东区和西区;东区的经济指标基本满足目前致密气开发经济效益的基准值;西区实现效益开发难度较大(表2)。

2.2 效益开发面临的难点

2.2.1 投产井开发指标呈逐年下降趋势

投产井累计产气量下降的主要原因是储层品质差。苏里格东区X1试验区加密井与骨架井投产前初始套压基本一致,2008—2013年,骨架井井均累计产气量为 $1 988 \times 10^4 m^3$,EUR为 $2 483 \times 10^4 m^3$,2017—2018年,加密井初始套压约为20 MPa,基本不存在泄压,但地质条件较差,EUR为 $1 156 \times 10^4 m^3$ (表3)。全区开发历史表明:2011年前,部署井区储量丰度为 $1.65 \times 10^8 m^3/km^2$,从2011年开始储量丰度为 $1.33 \times 10^8 m^3/km^2$ 。地质条件不同造成开发效果差异明显。

影响气井累产气量的另一个主要原因是井间干扰。先导试验区X2,加密前井距排距介于(700~800)m \times 1 200 m,加密后井距排距介于(400~500)m \times

表2 苏里格气田中区、东区及西区经济开发指标对比
Table 2 Comparison of economic development indicators in the central, eastern, and western regions of Sulige Gas Field

区块	内部收益率/%						区块内部收益率/%
	<0		0~6		>6		
	井数/口	百分比/%	井数/口	百分比/%	井数/口	百分比/%	
中区	1 002	23.33	557	12.98	2 735	63.69	15.87
东区	498	46.37	177	16.48	399	37.15	5.40
西区	1 448	57.10	271	32.21	817	32.21	-1.04
合计	2 948		1 005		3 951		20.32
加权平均		42.27		20.56		44.35	6.74

表3 苏里格东区X1试验区骨架井及加密井主要参数

Table 3 Main parameters of skeleton wells and infill wells in test zone X1 in eastern Sulige Gas Field

井类型	井数/口	有效厚度/m	储量丰度/ $(10^8 m^3/km^2)$	初始套压/MPa	目前套压/MPa	目前日均产气量/ $10^4 m^3$	累计产气量/ $10^4 m^3$	EUR/ $10^4 m^3$	泄气范围/ km^2
骨架井	34	12.54	1.44	20.2	8.2	0.27	1 988	2 483	0.188
加密井	86	9.60	1.17	20.1	13.5	0.52	230	1 156	0.136

(600~700) m,最小井距约为400 m。基础骨架井2002—2006年投产,加密井2008—2010年投产。去除试验区外围加密评价区面积4.6 km²,区内单砂层厚度主要介于1~3 m,大于3 m单砂层占比不到34%,单井平均累计有效厚度为13.3 m,储量丰度为1.46×10⁸ m³/km²,具有代表性。试验区总井数14口,井网密度为3口/km²。较之非骨架井,骨架井的最终累计产气量降低10%~30%。将区块井网密度由2口/km²增加至4口/km²后,较之老井,后钻加密井最终累计产气量降低10%~23%。随着气田开发持续进行,后续投产井最终累计产气量将继续下降。

2.2.2 目前井网模式导致已开发区剩余储量动用程度不彻底

苏里格气田致密砂岩气藏以直井开发为主,由于该类储层的特殊结构,单井控制范围小,导致已开发区剩余储量动用不彻底,剩余储量主要在微层间及井间。从地震、地质、气藏工程等多角度多学科协同评价,将剩余储量归纳为3种类型:①井间剩余储量,主要指井网覆盖不到的气层,苏里格气田600 m×800 m基础井网仅能控制主力含气砂体,气井波及范围远小于井网覆盖面积,井间存在大量未钻遇气层。②层间剩余储量,包括直井未射孔气层和水平井纵向遗留气层,直井钻遇的气层由于含气性差或者厚度薄且个别层未压裂改造,成为遗留气层;水平井轨迹主要是顺着相对厚度较大的砂体,因此,除厚砂体以外的气层不能有效动用。③水淹滞留型剩余储量,气井投入生产后,由于井底积液严重且排水采气工艺介入不及时,导致的滞留气等,这类剩余储量主要依靠排水采气工艺挖潜^[20]。

2.2.3 目前配套技术制约储量动用程度和单井产量

致密砂岩气藏储集层具有低孔、低渗的物性特征,其压力传导能力远低于常规气藏,流体-岩石的吸附作用导致储集层存在启动压力,当生产压差小、流速低时,天然气无法克服启动压力梯度流向井筒,造成致密气井完钻后几乎没有自然产能。致密气井获得工业气流必须经过储集层压裂改造,通过压裂缝网与近井带储集层沟通,提高储集层渗透率,以增加储量动用程度和单井产量,实现效益开发。但是,受当前配套开发技术的限制,压裂改造规模有限,致密气储集层采收率相比于常规气藏仍较低。

2.3.4 储层品质劣质化影响气田效益开发进程

中国油气开采企业自有资金成本目前维持在5.5%以上,若考虑上市公司分红因素,其加权资本成本在7%以上。致密气开发项目工程难度和投资风险都大于常规天然气^[21],考虑通货膨胀和天然气价格管制等不确定性因素,结合苏里格气田各区经济开发指标,现阶段开发项目内部收益率基本满足致密气开发项目税后财务基准收益率6%^[22]。但是,苏里格气田在进入稳产阶段后,新增产能由已开发区井间接替和未开发区区块接替。随着剩余储量储层品质劣质化,气田开发经济性存在显著的不确定性。气藏开发以开发效益为导向,在关注经济技术指标的同时,还需要从地质和气藏的角度去寻找高效开发的技术对策。

3 效益开发技术对策研究

3.1 寻求配套经济政策扶持

影响气藏效益开发的经济因素主要为投资、成本、产量和气价。现有的经济技术条件不能有效开发未动用储量,如苏里格气田西区及东区北部可以通过降低投资、减少成本、增加产量和提高气价来应对。价格和产量对经济效益起关键作用,价格是最敏感的因素。对于致密气开发目前的激励政策是对超过上年开采量的部分采用“多增多补”的原则进行补贴,面对苏里格气田致密气藏面临优质储量比例降低,开发成本升高的情况,该政策的激励作用十分有限,因此,尽快完善合理的气价补贴标准才是苏里格气田致密气藏实现效益开发最直接有效的方法。

3.2 持续推进气藏精细描述技术研究

致密气精细描述技术主要包含“甜点”预测技术、三维定量表征技术、有利目标区定量评价和优选技术。“甜点”预测是致密砂岩气藏规模有效开发的前提,三维定量表征是主要的地质依据,有利区定量评价和优选技术是经济开发的重要导向。

针对致密气藏储量丰度小、单井产能低、经济有效动用难度大等特点,刘传喜等^[23]提出了将集储层预测、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,形成的以无阻流

量为主要评价指标的致密低渗气藏有利于开发区定量评价技术。通过多元回归方法,建立气层无阻流量和储层参数、工艺参数的关系,以及无阻流量与气层厚度、物性、含气性、加砂量等的函数关系,划定经济评价界限,在产能预测图上进行经济有效开发区优选。

3.3 优化产水气井生产制度

对于气水同产气井,如苏里格气田西区及东区北部,气井普遍产水,储集层水体对气相渗流能力影响显著。合理的气井工作制度能够最大化的保证气井高效生产,气井一旦产水会降低携液能力,极大地影响产能,优化产水气井工作制度能够保障气井有较长稳产期,可以正常携液生产,提高气藏采收率,获得较大的经济效益。

利用苏里格气田西区收集到的202口产水气井试气无阻流量及前3年气井稳产情况资料,绘制出不同类型产水气井3 a平均日产气量与无阻流量分布规律图(图5),能够看出数据点区带性明显,通过二者之间的关系进行回归分析并建立产水气井配产理论曲线,能够对不同类型的产水气井配产情况进行优化。

无阻流量能够反映投产初期近井人工裂缝区的渗流特征,运用绝对无阻流量配比(1/5)方法配产气井对于气井全生命周期而言具有不确定性。实际合理配产系数和无阻流量符合幂函数规律,配产系数随无阻流量增大逐渐变小,而非固定系数。结合配产系数变化图得到不同类型产水气井优化配产表。配产系数变化曲线表明不同类型产水气井的配产情况不

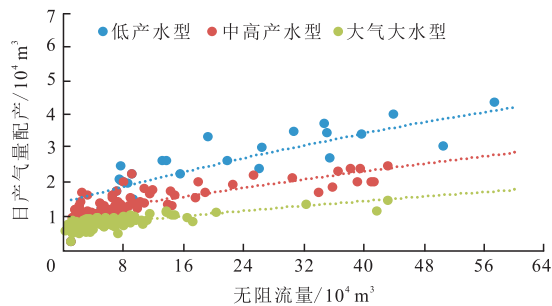


图5 不同类型产水气井3 a平均日产气量与无阻流量分布规律

Fig. 5 Distribution pattern of average daily gas production and open flow rate of different types of water wells in three years

一样,因此,指导不同产水气井配产的时候,需要对比例进行适当的调整。

致密砂岩气藏投产气井无阻流量主要分布在 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以下,从配产系数变化图中可以看出当无阻流量大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,气井的配产系数趋于稳定值,因此,应重点关注无阻流量介于 $(0 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3$ 气井配产系数的变化(图6)。从配产系数变化曲线可以看出当无阻流量小于 $4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、介于 $(4 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3$ 、大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时配产比例差别较大,因此,设置无阻流量界限值为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

根据配产系数的变化规律对不同类型产水气井的配产情况进行优化,得到能够指导含水致密砂岩气藏不同类型产水气井的配产,具体配产比例如表4所示。

根据上述产水气井工作制度理论曲线,建立适合含水致密砂岩气藏的产水气井工作制度优化流程(图7),应用于苏里格气田西区产水气井配产,平均连续携液采气井占85%左右,排水采气井仅有15%左右,提高了气田气水关系复杂区域的开发效益。

3.4 优化射孔方案,提高储层改造规模水平

优化射孔方案是实现储层改造效果和释放产能的关键步骤。通过持续创新技术、精确选择参数、科学计算和优化设计等手段,可以实现更高效的射孔作业,从而有效提升储层改造效果,释放油气井的潜在产能。精确选取孔深、孔密等重要参数并全面认识其对产能的影响,通过科学计算和优化设计,选择最佳的射孔参数,是产能提升的关键步骤^[24-25]。

射孔压力的合理控制至关重要,负压射孔作为一种有效的射孔方案可以避免有害流体的浸入,维护地层的稳定性,清理孔眼,从而降低压实效果,最

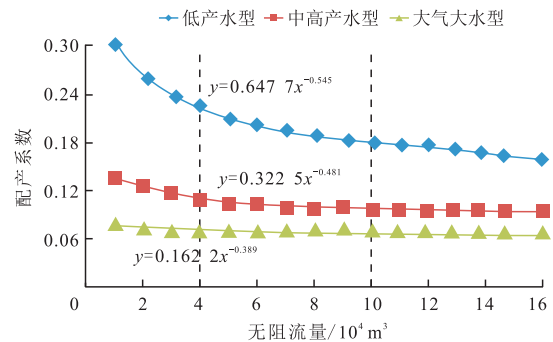


图6 配产系数变化曲线

Fig. 6 Production allocation coefficient change curve

终提升油气井的产能。选择射孔液也是非常重要的,要根据地层岩心和流动试验等数据,选择合适的射孔液成分和配比,最大限度地维护油气层的渗透性。

3.5 加快人工智能化管理的步伐

截至2022年底,苏里格气田已投产气井近 2×10^4 口。庞大的井数造成了气田管理难度增大,人工成本上升。由于致密气藏气井产量低、携液能力弱,目前实施以泡沫排水采气为主,柱塞气举、速度管柱为辅的排水采气工艺技术,初步可以满足不同生产阶段气井的排水采气需求,但是,面对排水采气井数量大,成本费用不断上升等问题,则需要依托机器学习等智能模拟技术来实现气田生产的智能化,同时减少人工费用的投入,为气田效益开发提供保证。

表4 不同类型产水井优化合理配产比例

Table 4 Optimization and reasonable production allocation ratio for different types of water production wells

无阻流量/ 10^4 m^3	产水井类型	合理配产比例
>10	低产水型	1/10~1/8
	中高产水型	1/15~1/10
	大气大水型	1/25~1/20
4~10	低产水型	1/8~1/6
	中高产水型	1/12~1/8
	大气大水型	1/16~1/12
<4	低产水型	1/4~1/3
	中高产水型	1/6~1/4
	大气大水型	间歇生产

4 结论

1) 苏里格气田主力层段盒8段与山1段主体为辫状河河道沉积,有效砂体呈透镜状分布,连续性差,垂向各小层均有分布,储层物性、含气性都具有强非均质特征。局部区域气水关系复杂,不同区域气井开发指标存在明显差异,气井无明显稳产期,初期产量递减快。

2) 搭建以经济产量为中心的评价模型对苏里格气田中区、东区和西区3个区块优选近8 000口样本井开展经济效益实证分析。分析结果表明:苏里格气田中区内部收益率为15.87%,东区为5.40%,西区为-1.04%。以目前致密气开发项目税后财务基准收益率6.00%为标准,中区和东区已实现规模效益开发,而西区实现效益开发难度较大。

3) 目前,苏里格气田剩余储量劣质化与碎片化趋势明显,且未开发区储量品质低,整体难以实现效益开发。需要综合多因素对各区块进行分类施策,进一步寻求配套经济政策扶持,配合优化生产制度,攻关低成本老井挖潜系列技术等多措施技术研究,同时加快人工智能化管理的步伐,以此实现气田持续经济有效开发。

参考文献

- [1] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等.中国致密油气发展特征与方向[J].石油勘探与开发,2019,46(6):1015-1026.
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.

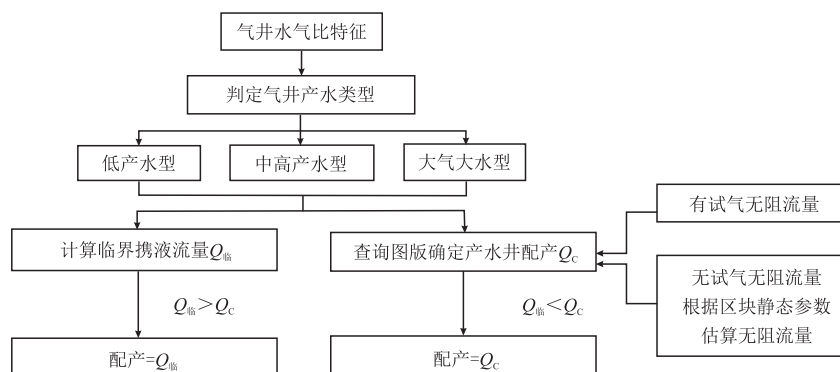


图7 产水气井工作制度优化流程

Fig. 7 Optimization process for operating regime of water-producing gas wells

- [2] 张本健,王兴志,张楚越,等.中坝气田须二气藏致密砂岩储层特征及开发潜力再认识[J].油气藏评价与开发,2019,9(6):10-15.
ZHANG Benjian, WANG Xingzhi, ZHANG Chuyue, et al. Recognition of tight sandstone reservoir characteristics and development potential of the 2nd member of Xujiaba gas reservoir in Zhongba Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(6): 10-15.
- [3] 付强,肖冬生.胜北洼陷三间房组致密砂岩气藏有利储层特征与成岩相[J].断块油气田,2023,30(1):9-16.
FU Qiang, XIAO Dongsheng. Favorable reservoir characteristics and diagenetic facies of tight sandstone gas reservoir of Sanjianfang Formation in Shengbei Subsag[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(1): 9-16.
- [4] 王继平,张城玮,李建阳,等.苏里格气田致密砂岩气藏开发认识与稳产建议[J].天然气工业,2021,41(2):100-110.
WANG Jiping, ZHANG Chengwei, LI Jianyang, et al. Tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gas Field: Development understandings and stable-production proposals[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 100-110.
- [5] 冀光,贾爱林,孟德伟,等.大型致密砂岩气田有效开发与提高采收率技术对策——以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J].石油勘探与开发,2019,46(3):602-612.
JI Guang, JIA Ailin, MENG Dewei, et al. Technical strategies for effective development and gas recovery enhancement of a large tight as Field: A case study of Sulige gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 602-612.
- [6] 李昊远,庞强,魏克颖,等.致密砂岩储层孔隙结构分形特征对气水渗流规律的影响——以苏里格气田东南部桃2区块山1段为例[J].断块油气田,2023,30(2):177-185.
LI Haoyuan, PANG Qiang, WEI Keying, et al. Influence of pore structure fractal features of tight sandstone reservoir on gas-water seepage law: A case study of Shan 1 Member in Tao 2 block of southeastern Sulige Gas Field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(2): 177-185.
- [7] 马新华,贾爱林,谭健,等.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.
MA Xinhua, JIA Ailin, TAN Jian, et al. Tight sand gas development technologies and practices in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 572-579.
- [8] 谌丽,王才志,宁从前,等.基于机器学习的鄂尔多斯盆地陇东地区长7段岩相测井识别方法[J].油气藏评价与开发,2023,13(4):525-536.
SHEN Li, WANG Caizhi, NING Congqian, et al. Well-log lithofacies classification based on machine learning for Chang-7 member in Longdong area of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 525-536.
- [9] 杨玉斌,肖文联,韩建,等.丹凤场气田致密砂岩气水渗流特征及影响因素[J].油气藏评价与开发,2022,12(2):356-364.
YANG Yubin, XIAO Wenlian, HAN Jian, et al. Gas-water flow characteristics and influencing factors of tight sandstone in Danfengchang Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 356-364.
- [10] 王国亭,贾爱林,郭智,等.苏里格气田致密气开发井网效果评价与调整对策[J].天然气工业,2023,43(8):66-79.
WANG Guoting, JIA Ailin, GUO Zhi, et al. Effect evaluation and adjustment countermeasures of tight gas development well patterns in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(8): 66-79.
- [11] 陈强,李文厚,孙娇鹏,等.鄂尔多斯盆地南缘岐山曹家沟奥陶系剖面地层和沉积特征[J].油气藏评价与开发,2022,12(1):246-254.
CHEN Qiang, LI Wenhou, SUN Jiaopeng, et al. Ordovician stratigraphy and sedimentary characteristics of Caojiagou section in Qishan County, southern margin of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 246-254.
- [12] 赵俊峰,刘池洋,张东东,等.鄂尔多斯盆地南缘铜川地区三叠系延长组长7段剖面及其油气地质意义[J].油气藏评价与开发,2022,12(1):233-245.
ZHAO Junfeng, LIU Chiyang, ZHANG Dongdong, et al. Description and its hydrocarbon geological implications of outcrop sections of Triassic Chang-7 Member in southern Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 233-245.
- [13] 王佳营,赵仁保,李姝璇,等.一种新型泡点压力预测模型的建立和应用——以塔里木油区为例[J].油气藏评价与开发,2022,12(6):927-934.
WANG Jiaying, ZHAO Renbao, LI Shuxuan, et al. A new model to predict bubble point pressure: Its establishment and application in Tarim Oildom[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(6): 927-934.
- [14] 李进步,王继平,李娅,等.致密砂岩气藏逐级降压开采物理模拟实验认识与启示[J].天然气工业,2022,42(1):125-132.
LI Jinbu, WANG Jiping, LI Ya, et al. Physical simulation experiment of step-by-step depressurization production of tight sandstone gas reservoirs: Understanding and revelation[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 125-132.
- [15] 李玉成.苏里格气田中北部致密储层孔隙尺度下气水渗流规律研究[J].非常规油气,2022,9(5):69-78.
LI Yucheng. Gas-water percolation law of tight sandstone reservoirs with different pore types in the middle and northern Sulige Gasfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(5): 69-78.
- [16] 敬季响,刘长龙,兰夕堂,等.渗流流态分析在致密储层压裂诊断中的研究与应用[J].断块油气田,2022,29(3):307-312.
JING Jiyun, LIU Changlong, LAN Xitang, et al. Research and application of the seepage flow pattern analysis in the fracturing diagnosis of tight reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(3): 307-312.
- [17] 胡勇,梅青燕,王继平,等.致密砂岩气藏井网加密优化[J].天然气地球科学,2020,31(9):1326-1333.
HU Yong, MEI Qingyan, WANG Jiping, et al. Optimization of well pattern infilling in tight sandstone gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(9): 1326-1333.
- [18] 何东博,冀光,江乾锋,等.苏里格气田西区高含水致密砂岩气藏差异化开发技术对策[J].天然气工业,2022,42(1):73-82.

- HE Dongbo, JI Guang, JIANG Qianfeng, et al. Differential development technological measures for high-water-cut tight sandstone gas reservoirs in western area of Sulige Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 73-82.
- [19] 王军磊, 贾爱林, 位云生, 等. 基于多井模型的压裂参数-开发井距系统优化[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(5): 981-992.
- WANG Junlei, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Optimization workflow for stimulation-well spacing design in a multiwell pad[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(5): 981-992.
- [20] 郭智, 贾爱林, 冀光, 等. 致密砂岩气田储量分类及井网加密调整方法——以苏里格气田为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(11): 1299-1309.
- GUO Zhi, JIA Ailin, JI Guang, et al. Reserve classification and well pattern infilling method of tight sandstone gasfield: A case study of Sulige gasfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(11): 1299-1309.
- [21] 杨震, 孔令峰, 杜敏, 等. 国内致密砂岩气开发项目经济评价和财税扶持政策研究[J]. *天然气工业*, 2016, 36(7): 98-109.
- YANG Zhen, KONG Lingfeng, DU Min, et al. Economic evaluation on tight sandstone gas development projects in China and recommendation on fiscal and taxation support policies[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(7): 98-109.
- [22] 朝华. 国家发展改革委、住房城乡建设部关于调整部分行业建设项目财务基准收益率的通知[J]. *化学工业*, 2014, 32(4): 53-54.
- CHAO Hua. Notice on financial discount rate adjustment of some industry sectors' construction projects by the National Development and Reform Commission and the Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People's Republic of China[J]. *Chemical Industry*, 2014, 32(4): 53-54.
- [23] 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.
- LIU Chuanxi, YAO Hefa, YAN Jin. Research on the selection and evaluation of development blocks in lithologic gas reservoirs with low-permeability[J]. *Oil & Gas Geology*, 2008, 29(5): 697-702.
- [24] CHENG M H, XUE W, ZHAO M, et al. Production data analysis and practical applications in the Sulige tight gas reservoir, Ordos Basin, China[J]. *Geofluid*, 2021, (3): 5549725.
- [25] 吴正, 江乾锋, 周游, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格致密砂岩气田提高采收率关键技术及攻关方向[J]. *天然气工业*, 2023, 43(6): 66-75.
- WU Zheng, JIANG Qianfeng, ZHOU You, et al. Key technologies and orientation of EGR for the Sulige tight sandstone gas field in the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(6): 66-75.
- (编辑 郭群)

(上接第474页)

- HU Changpeng, XU Daxi. Study on shale reservoir evaluation factors[J]. *Natural Gas and Oil*, 2012, 30(5): 38-42.
- [21] 杨正明, 张英芝, 郝明强, 等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. *石油学报*, 2006, 27(2): 64-67.
- YANG Zhengming, ZHANG Yingzhi, HAO Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(2): 64-67.
- [22] 吴育平, 孙卫, 魏驰, 等. 基于聚类分析和灰色关联分析法的储层综合评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长61储层为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2018, 8(1): 12-15.
- WU Yuping, SUN Wei, WEI Chi, et al. Reservoir comprehensive evaluation based on cluster analysis and gray correlative analytical method: A case study in Chang-61 formation of Ji Yuan area in Ordos Basin[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2018, 8(1): 12-15.
- [23] 陆亚秋, 王进, 曹梦茜. 基于改进的层次分析法的页岩气开发选区评价方法[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(2): 204-211.
- LU Yaqiu, WANG Jin, CAO Mengxi. Evaluation method of shale gas development area selection based on improved analytic hierarchy process[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(2): 204-211.
- [24] 匡立春, 侯连华, 杨智, 等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. *石油学报*, 2021, 42(1): 1-14.
- KUANG Lichun, HOU Lianhua, YANG Zhi, et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(1): 1-14.
- [25] 王勇, 鲍志东, 刘虎. 低孔低渗储层评价中数学方法的应用研究[J]. *西南石油大学学报*, 2007, 29(5): 8-12.
- WANG Yong, BAO Zhidong, LIU Hu. Application of mathematics methods in reservoir evaluation of low porosity and low permeability[J]. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2007, 29(5): 8-12.
- [26] 杨正明, 姜汉桥, 朱光亚, 等. 低渗透含水气藏储层评价参数研究[J]. *石油学报*, 2008, 29(2): 252-255.
- YANG Zhengming, JIANG Hanqiao, ZHU Guangya, et al. Research on reservoir evaluation index for low-permeability water-bearing gas reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(2): 252-255.
- (编辑 余聪)