

# 致密砂岩气藏地质-工程一体化泡排技术探索与应用



熊雨佳<sup>1,2,\*</sup>, 辛军<sup>1</sup>, 王东<sup>1,2</sup>, 栗超<sup>1,2</sup>, 肖庆华<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> 中国石油川庆钻探工程有限公司地质勘探开发研究院, 四川成都 610051

<sup>2</sup> 四川恒溢石油技术服务有限公司, 四川成都 610051

**摘要:** 致密砂岩气藏储层物性差, 气水分布变化大, 泡沫排水采气技术是实现其经济开发的关键。以气藏地质特点为基础, 深化地质与气藏认识, 综合考虑烃源岩和储层控制、砂体结构、孔隙度、渗透率等地质因素, 并结合剩余可采储量、动态评价、积液特征等气藏因素, 形成基于气藏-地质研究的精细化选井思路, 将地质与工程紧密结合, 建立基于地质工程一体化思想的泡排技术。以苏里格致密砂岩气藏为目标, 开展气井精细化排采工艺, 工艺实施过程中实现全过程精细化跟踪, 确保施工过程精细化控制和调整, 25 口气井措施期间累计增产气量超 100 万方, 措施有效率达 96%, 目标区块产量得到明显提升; 地质工程多因素分析表明无阻流量 $\geq 10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ , 孔隙度在 6-10%, 渗透率在 0.5-1mD, 含气饱和度为 50-60%的致密砂岩气藏气井有良好增产效果。基于地质工程一体化思想的精细化泡排技术为致密砂岩气藏科学有效勘探开发提供技术储备, 助力实现气藏效益开发。

**关键词:** 致密砂岩气藏; 排水采气; 地质工程一体化; 苏里格气田

**DOI:** [10.57237/j.se.2024.01.003](https://doi.org/10.57237/j.se.2024.01.003)

## Exploration and Application of Geological Engineering Integrated Foam Drainage Technology in Tight Sandstone Gas Reservoirs

Xiong Yu-jia<sup>1,2,\*</sup>, Xin Jun<sup>1</sup>, Wang Dong<sup>1,2</sup>, Su Chao<sup>1,2</sup>, Xiao Qing-hua<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>CCDC Geological Exploration Development Research Institute, Chendu 610051, China

<sup>2</sup>Sichuan Hengyi Petroleum Technology Services Company Limited, Chendu 610051, China

**Abstract:** Tight sandstone gas reservoir has poor physical properties and great changes in gas and water distribution, foam drainage gas production technology is the key to realize economic development. Based on the geological characteristics of tight sandstone gas reservoir, comprehensively considering geological factors such as source rock and reservoir control, sand body structure, porosity, permeability, and combined with remaining recoverable reserves, dynamic and static evaluations, fluid accumulation characteristics, a refined well selection method has been formed and foam drainage technology has been established based on the concept of integrated geological-engineering. The on-site test results of the geological engineering integrated foam drainage technology show that the cumulative gas production

\*通信作者: 熊雨佳, xiongyj\_dyy@cnpc.com.cn

increases from 25 wells exceeds  $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ , with an effective rate of 96%. Geological engineering multi factor analysis shows that tight sandstone gas reservoirs with open-flow rate greater than  $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , porosity between 6-10%, permeability between 0.5-1mD, and gas saturation between 50-60% have good production increase effects. The foam drainage technology based on the concept of geological engineering integration provides technical reserves for the scientific and effective exploration and development of tight sandstone gas reservoir, and helps to achieve the beneficial development of the reservoir.

**Keywords:** Tight Sandstone Gas Reservoir; Foam Drainage; Geological Engineering Integrated; Sulige Gas Field

## 1 引言

随着中国油气需求的增长以及勘探开发技术的提高,致密气等非常规油气资源逐步成为油气勘探开发的热点和接替资源[1-3]。鄂尔多斯盆地苏里格气田年生产天然气占同期中国低渗透砂岩气总产量的 65%,在中国天然气能源结构中占有重要地位[4, 5]。苏里格气田为大型缓坡型三角洲沉积体系下沉积的低孔、低渗、低丰度、非均质性极强的孔隙性砂岩低压气藏,气水关系复杂,气井生产后期普遍产液,泡沫排水采气技术是实现气井效益开发关键。而随着生产时间延长,气井产量进一步递减,气井积液状况加剧,主要产气区逐步进入低压小产阶段,排水采气工艺应用综合难度较大与产水对气井的影响日趋严重的矛盾日益突出[6, 7],从产水单井出发的排采工艺已无法满足气田排水采气生产需求。

为经济有效开发苏里格气田,需以区块整体气藏地质特点为基础,从深化地质认识出发,开展气藏-地质-工艺[8, 9]综合研究,攻关致密砂岩气藏地质工程一体化泡沫排水采气技术,有效提升区块开发效益。

## 2 地质-工程一体化选井思路

苏里格致密砂岩气藏普遍含水,随着压力、产量递减,气井携液能力随之下降,井筒液体将无法携带液体至地面,造成井筒严重积液,影响气井产能释放,制约致密砂岩气效益开发。排水采气是治理气井积液的有效方式,也是挖掘含水气井生产潜力的主体工艺[10, 11]。而苏里格致密砂岩气藏气水关系复杂,区块内气井产水差异大,此时规模化排水采气工艺针对性差,高含水区域排水难度大[12, 13],仅从工艺角度出发的排采技术局限性较大。因此亟需通过地质、气藏及工艺多专业联合攻关[14],建立地质-气藏一体化选井思路,保障工艺实施效果。

### 2.1 地质因素

通过烃源岩和成藏条件、沉积相特点、砂体展布等地质研究,确定重点排采区域。

#### 2.1.1 烃源岩及成藏模式

如图 1 所示,烃源岩成藏条件控制了区域气纵向水展布。在致密砂体背景下的“相对高渗砂体”仍是天然气聚集的最有利部位,在气源岩的上方一般会存在一个水平的天然气聚集带,但是随着充气强度的增大,气体膨胀,在低渗砂体中也会储存大量天然气,形成统一的致密砂岩气藏(图 1)。根据成藏模式,苏里格区块以盒 8 段为代表的产层含气性好的同时,含水量较大。因此,在优选实施区域时,优选盒 8-山 1 段为主力产层的气井。

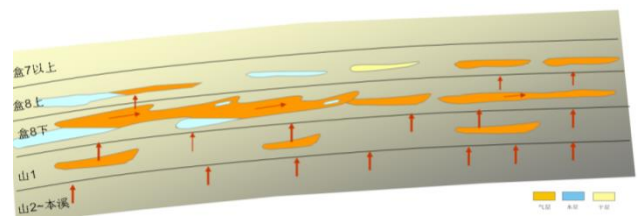


图 1 苏里格地区天然气成藏模式

#### 2.1.2 砂体结构

苏里格气藏为主要受岩性控制的低孔、低渗、低压、低丰度、大面积分布的河流—三角洲砂岩岩性气藏。河流及三角洲沉积体系中,大部分的砂体基本都由多期河道砂体叠置而成,通过对致密砂岩气藏 500 余口直丛井山西组~盒 7 段测井曲线特征进行分析,并对岩性进行精细解释,在此基础上按照砂岩和泥岩的厚度及组合方式,划分出 A、B、C、D 四类砂体结

构类型（图 2）。

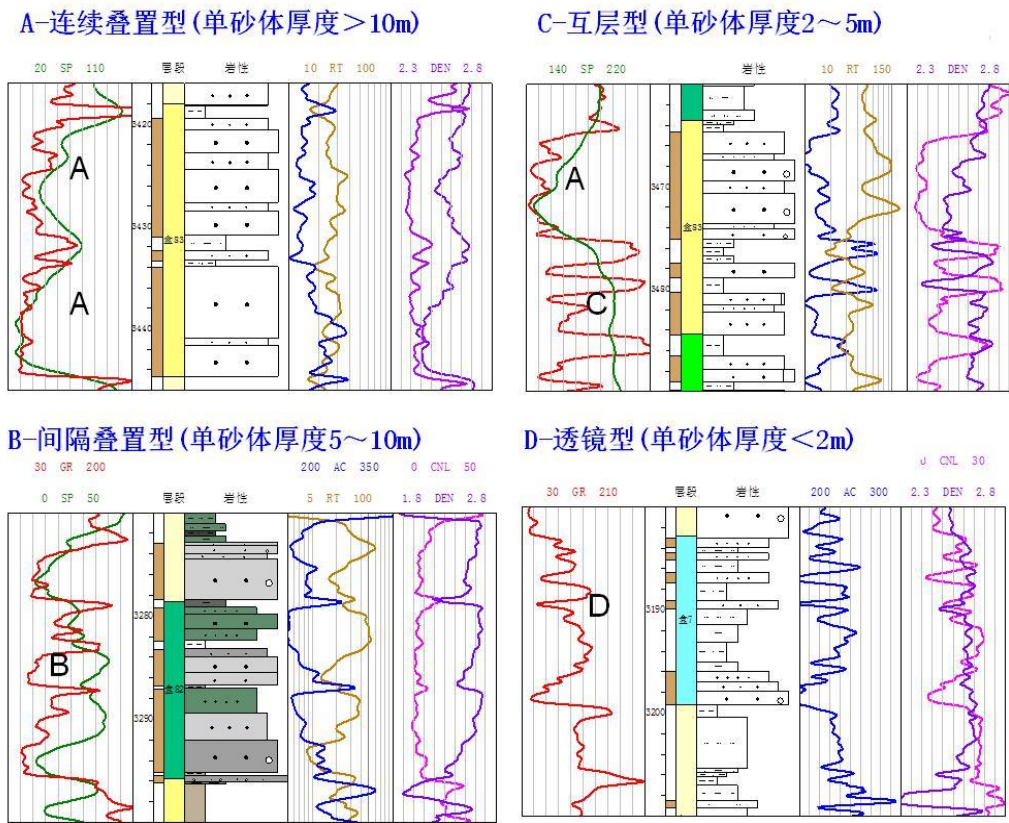


图 2 山西组～盒 7 段主要砂体结构类型

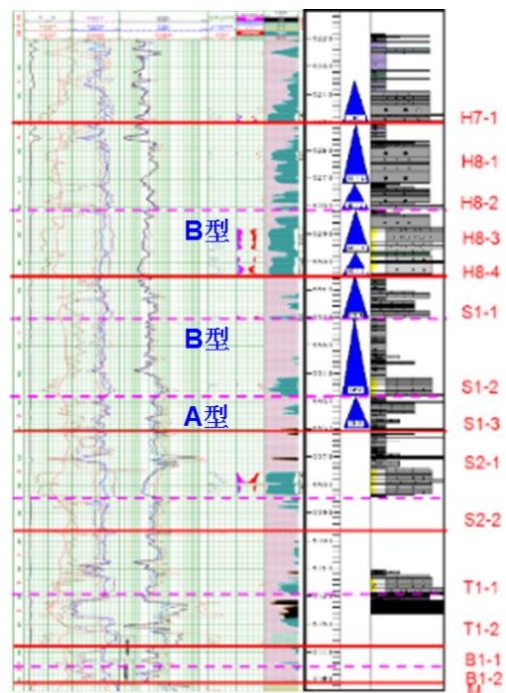


图 3 不同层段砂体结构解释结果

砂体结构控制着储层纵向组合特征，直接影响排采效果。连续叠置（A 型）或间隔叠置类型（B 型）往往储层规模较大，储层发育程度高，单砂体有效厚度在 5m 以上，易形成较厚的有效储层。苏里格区块测试井砂体结构分析如图 3 所示，其中盒 8 山 1 段多为间隔叠置类型，部分为连续叠置型，该类型砂体结构砂体结构类型较好，砂体不发育粉砂岩及以下的夹层，含气性较好，储层能量基础好，此时实施排水采气有良好的效果，进一步明确盒 8 山 1 段储层为重点排采区域。

2.1.3 储能系数

通过对比主要目的层段储能系数（储层厚度×孔隙度）与排采工艺井效果，储能系数对排采效果具有一定控制作用，含气性差的气井测试产气低，其排采后增气效果差，总体上，排采效果较好的井主要分布在储能系数中等及以上区域。

2.2 气藏因素

通过储层剩余动储量，动态分类和积液特征，由

点至面确定排采工艺应用的气藏基础。

2.2.1 剩余动储量

充分考虑工艺应用经济界限，计算剩余动储量为工艺决策提供气藏基础。研究结果表明，工艺效果和剩余动储量呈明显正相关关系（如图 4 所示），直斜井 800 万方、水平井 3000 万方以上，工艺效果更佳。

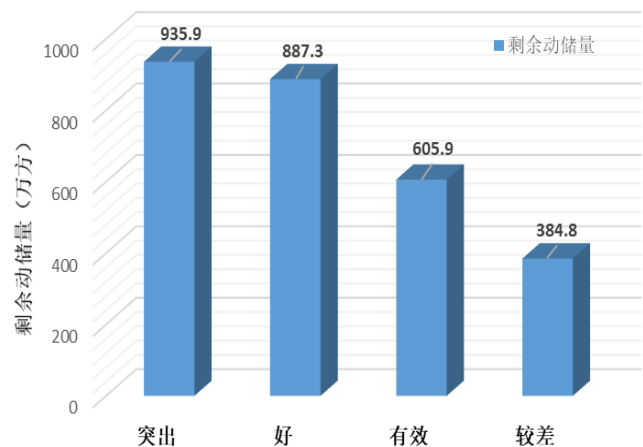


图 4 工艺效果与动储量的关系

2.2.2 动静态分类

在排采工艺实践中，通常根据气井静态评价以及不同生产特征将井分为 3 类，其中 I 类井为评价最优。统计区块气井分类与排采工艺效果实践(如表 1 所示)，

发现产水气井工艺效果与动态分类匹配，工艺效果对静态分类敏感度较差。

表 1 产水气井工艺效果与气井分类匹配

效果分类	分类标准	平均静态分类	平均动态分类
突出	日均增气 0.4 万方以上，套压明显下降	1.5	1.4
好	日均增气 0.1 万方以上，套压明显下降	1.3	1.8
有效	有持续增气量，套压明显下降	1.6	2.5
较差	无持续增气量，套压未见明显下降	1.2	2.4

2.2.3 积液特征

积液特征是影响工艺效果的主控动态因素。结合区块气井积液特征与排采工艺历史（如表 2 所示），程度为轻-中度的，应在积液后 1 年内及时开展排采工艺；积液更严重的，更应及时实施排水。

表 2 产水气井工艺效果与气井积液特征匹配

效果分类	积液历史（月）	积液程度
突出	12	轻微-轻度，少量中度
好	9	轻微-轻度-中度
有效	14	轻度-中度-重度
较差	19	重度-水淹

根据地质工程选井研究结果，结合苏里格致密气藏地质、气藏及工艺多因素综合分析，选择以区块盒 8 山 1 段为重点排采区域，优选工艺措施井 25 口，其中连续生产井 11 口，间歇生产井 14 口，选井结果见表 3。

表 3 地质工程精细化选井结果

井号	生产制度	产层	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	含气饱和度 (%)	动态评价	无阻流量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)	积液特征
苏-1	间歇生产井	盒 8 上 2、山 13	12.28	1.11	65.49	II	3.65	中度
苏-2	连续生产井	盒 8 上 2	9.48	0.59	59.56	I	10.98	轻微
苏-3	连续生产井	盒 8 上 2、山 13	9.39	0.51	59.75	I	11.51	轻度
苏-4	间歇生产井	盒 8 上 2	9.13	0.48	48.04	II	0.75	中度
苏-5	间歇生产井	盒 8、山 1	9.22	2.38	46.09	II	8.34	轻度
苏-6	间歇生产井	盒 8、山 1、山 2	8.93	0.46	61.08	II	2.86	中度
苏-7	间歇生产井	盒 8、山 1	9.33	0.48	47.73	II	1.43	重度
苏-8	连续生产井	山 1 盒 8	8.2	0.74	48.17	I	7.18	中度
苏-9	间歇生产井	盒 8	4.8	0.19	58.75	I	9.98	中度
苏-10	间歇生产井	盒 8、山 1	7.83	0.32	57.98	II	4.13	中度
苏-11	连续生产井	盒 8 下 2	7.63	0.75	52.72	I	61.99	轻度
苏-12	间歇生产井	盒 8、山 1	6.57	11.68	64.25	II	2.24	轻微
苏-13	连续生产井	盒 8	8.8	0.55	52.33	I	66.12	中度
苏-14	连续生产井	盒 8	7.6	0.3	50	II	15.86	中度
苏-15	间歇生产井	盒 8、山 1	9.82	0.68	59.7	I	13.63	轻度
苏-16	连续生产井	盒 8、山 1、山 2	9.9	0.71	75.93	II	10.46	轻度
苏-17	间歇生产井	盒 8、山 1	10.63	1.04	71.3	II	2.21	中度
苏-18	连续生产井	盒 8 下 2	7.28	0.5	51.58	II	24.69	轻微

井号	生产制度	产层	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	含气饱和度 (%)	动态评价	无阻流量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)	积液特征
苏-19	连续生产井	盒 8 下 2、山 12	8.23	1.55	70.48	I	12.25	轻度
苏-20	连续生产井	盒 8 下 2、山 13	6.89	0.53	74.34	II	10.22	轻度
苏-21	连续生产井	盒 8	11.16	1.06	62.55	II	5.55	轻微
苏-22	间歇生产井	盒 8、山 1、山 2	8.58	0.97	61.7	II	3.55	中度
苏-23	间歇生产井	山 1、山 2	8.62	0.54	55.32	II	10.25	中度
苏-24	间歇生产井	盒 8、山 1	7.96	0.45	66.95	II	1.48	轻度
苏-25	间歇生产井	盒 8、山 1	8.4	0.49	45.25	II	2.14	重度

3 精细化排采工艺实施

深化气藏地质认识的前提下，细化工艺措施，措施实施过程中精准跟踪每口气井动态参数，不断优化生产制度，确保过程精细化[15]管理，进一步提高排采措施效果，充分发挥致密砂岩气井产能。

3.1 初始加注制度

(1) 加注浓度及用量

初始注剂量主要根据井筒内的积液量，使用超声波液面探测器探测油套管液面数据，或根据井的产量、套压、关井压差等数据，查询管柱尺寸，计算出各井的井筒及环空积液量。加药量按照实验推荐浓度值，按照排空井底积液体积计算，1m<sup>3</sup> 水加 1~3 升起泡剂（一般使用浓度为 0.1%~0.3%）。结合气井生产动态和积液现状，确定 25 口试验井初始加注浓度和药剂用量，达到既能正常带水，又不影响气水分离，再视其排水情况进行增减。

表 4 措施井积液量及初始生产制度

效果分类	井数	环空液柱高度	井筒积液量	起泡剂用量
轻微	4	300~550	3~9	10~15
轻度	6	600~1000	5~15	10~30
中度	11	1000~2000	10~30	20~30
重度	4	>2000	>15	>25

(2) 加注方式

本次起泡剂的加注方式以环空注入液体起泡剂为主、油管投泡排棒为辅。根据实际生产情况，进一步确定泡排的加注周期和加注量。根据区块各井产液情况，采用间歇排水方式，各井按生产制度分类执行相应的加注制度，具体井可适当调整，以实际产气量变化情况判断。

(3) 加注周期

根据单井积液程度、生产曲线特征和日产气水平来制定初始加注周期，对于积液程度严重的井应实施高频率的注剂以避免水淹停产。根据区块各井产液情况，采用间歇排水方式，对于轻微至中度积液气井，通常采取 3 天/次加注制度，严重积液适当缩短加注周期。

3.2 精细化制度优化

及时调整施工加注制度，促使气井保持最优生产状态。充分结合油套压差、环空液面监测、两相计量测试、压力恢复数据等的变化，对施工过程进行精细化控制和调整。建立工艺参数动态跟踪大表，精准追踪每口井的实施效果，精确记录每种工艺制度下的注剂周期和药剂用量，及时对比制度调整后的效果变化情况，为后续制度优化方向提供强力支撑。

通过及时跟踪调整排采制度，最终形成了针对不同程度积液井、不同生产特征气井的稳定加注制度，如表 5 所示。

表 5 措施井积液量及生产制度

积液程度	生产特征	日产气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)	初始加注制度	稳定加注制度
轻微	产量、压力小幅波动	<0.3	3 天/次	4~5 天/次
		0.3~0.6	3~4 天/次	5 天/次
		0.6~1.0	5 天/次	7 天/次
轻度	产量、压力波动或套压保持不变、产量下降	<0.3	3 天/次	4~5 天/次
		0.3~0.6	3~4 天/次	5 天/次
		0.6~1.0	3~4 天/次	5~7 天/次

积液程度	生产特征	日产气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)	初始加注制度	稳定加注制度
中度	压力波动较大，产量波动或压力持续缓慢上涨	<0.3	2~3 天/次+2 根	3 天/次+视情况投棒
		0.3~0.6	3~4 天/次+2 根	4 天/次
		0.6~1.0	3~4 天/次	4~5 天/次
重度	套压剧烈波动，产量快速下降或套压陡降、剧烈波动	<0.3	1~2 天/次+4 根	1~2 天/次+2 根
		0.3~0.6	2 天/次+4 根	2~3 天/次+2 根
		0.6~1.0	2 天/次+2 根	3 天/次+视情况投棒

4 实施效果评价

根据地质工程选井结果及精细化措施制度开展现场试验，跟踪工艺实施效果，通过地质工程多因素分析，进一步优化排采工艺实施界限。

4.1 措施效果

累计开展超声波探测液面 20 口/75 井次，其中措施后液面下降的井有 19 口，平均降低 214.2 米，排液效果明显。跟踪开展压力恢复求产 9 口/260 井次，压恢值均上升 9 口，平均恢复 0.38MPa/井次，产能恢复效果明显。

措施前后气井产气量如图 5 所示，实施精细化泡排 25 口，措施有效井 24 口，有效率达到 96%；日均增气 0.12 万方/天，措施期间累计增气超过 100 万方，目标区块产量得到明显提升，实现了区块的效益开发。

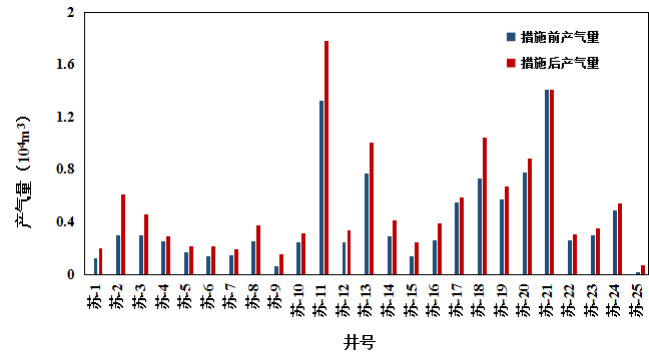


图 5 气井措施前后产气量

4.2 多因素分析

以措施后日增产气量为评价目标，筛选出 4 个便于量化的参数作为地质工程多因素分析对象，进一步优化排采实施地质工程界限。

25 口措施井日增产气量与无阻流量的关系如图 6 所示。当无阻流量大于 10×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的井能取得较好的排采增气效果，平均增气量达到 0.2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d。

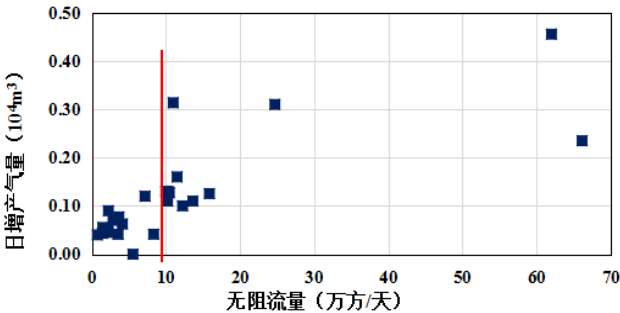


图 6 日增气量与措施井无阻流量关系

措施井产气量与储层物性参数关系如图 7-图 9 所示。从气井储层物性参数来看，渗透率在 0.5-1mD 及含气饱和度在 50%-60%之间气井增气效果明显。所选气井孔隙度大多集中在 6-10%之间，该部分气井增气效果良好。

根据多个地质工程因素综合分析，得到排采工艺在苏里格致密气藏最佳实施界限为：气井无阻流量 ≥10×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，孔隙度在 6-10%，渗透率在 0.5-1mD，含气饱和度为 50-60%。

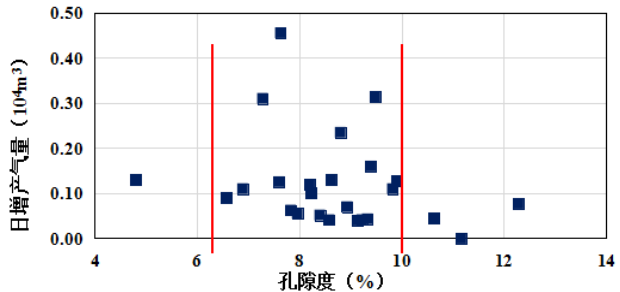


图 7 日增气量与措施井孔隙度关系

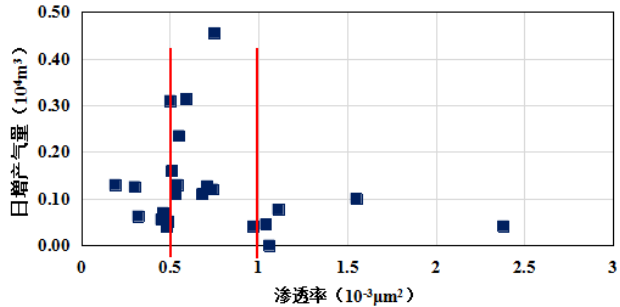


图 8 日增气量与措施井渗透率关系

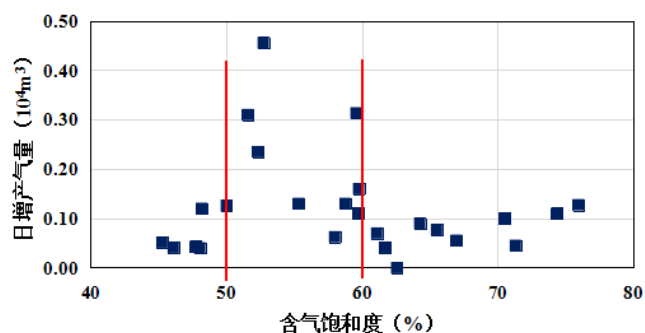


图9 日增气量与措施井含气饱和度关系

## 5 结论

以苏里格致密砂岩气藏为例开展了地质-工程一体化泡排技术初步探索与现场实施，形成结论如下：

- (1) 结合地质、气藏及工艺因素综合分析，确定区块重点排采区域，优选盒8山1段储层为排采研究区域。
- (2) 优选25口气井开展精细化排采措施，措施后气井工艺有效率达96%，期间累计增气达到100万方。
- (3) 通过地质工程多因素分析，优化区块排采工艺实施界限，在无阻流量大于10万方/天，渗透率在0.5-1mD，含气饱和度为50-60%的致密砂岩气藏气井有良好的增产效果。

本文探究了地质因素在泡沫排水采气技术中的应用，建立了地质-工程选井因素集，并通过现场措施过程中地质及工程因素跟踪与分析，初步确立了致密砂岩气藏地质-工程一体化泡排实施技术，后续将持续深化地质、气藏等因素在致密砂岩气藏排水采气技术中应用，为类似气藏开发提供新的技术手段。

## 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(06): 1015-1026.
- [2] 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(03): 602-612.
- [3] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
- [4] 付金华, 范立勇, 刘新社等. 鄂尔多斯盆地天然气勘探新进展、前景展望和对策措施 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(04): 418-430.
- [5] 付金华, 范立勇, 刘新社等. 苏里格气田成藏条件及勘探开发关键技术 [J]. 石油学报, 2019, 40(02): 240-256.
- [6] 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(02): 100-110.
- [7] 卢涛, 刘艳侠, 武力超, 王宪文. 鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩气藏稳产难点与对策 [J]. 天然气工业, 2015, 35(06): 43-52.
- [8] 胡文瑞. 地质工程一体化是实现复杂油气藏效益勘探开发的必由之路 [J]. 中国石油勘探, 2017, 22(01): 1-5.
- [9] 赵福豪, 黄维安, 雍锐, 范宇, 黄浩勇, 江琳, 李国真. 地质工程一体化研究与应用现状 [J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(02): 131-138.
- [10] 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(03): 40-43+9.
- [11] 张金发, 李亭, 管英柱等. 致密砂岩气藏低产低效井治理对策及展望 [J]. 能源与环境, 2022, 44(10): 115-124.
- [12] 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(01): 73-82.
- [13] 李昌绵, 李爽, 柳琳等. 苏里格气田苏S区块高含水气藏气水识别及开发对策研究 [J]. 非常规油气, 2022, 9(03): 64-71. DOI: 10.19901/j.fcgyq.2022.03.07.
- [14] 姚泾利, 刘晓鹏, 赵会涛, 等. 鄂尔多斯盆地盒8段致密砂岩气藏储层特征及地质工程一体化对策 [J]. 中国石油勘探, 2019, 024(002): 186-195.
- [15] 蒋思思, 蒋成银, 孟婉莹等. 苏里格气田精细化泡沫排水采气工艺研究 [C] // 宁夏回族自治区科学技术协会. 第十五届宁夏青年科学家论坛石化专题论坛论文集. 宁夏石油化工应用杂志社有限公司, 2019: 9.