

碳酸盐岩气藏井网加密开采提高采收率 大型仿真物理模拟实验

胡勇^{1,2}, 焦春艳^{1,2}, 赵益³, 吴娟³, 贾松³, 杨东升⁴, 郭长敏^{1,2}, 陈灿³, 陈璐瑶⁵

1 中国石油勘探开发研究院; 2 中国石油天然气集团有限公司天然气成藏与开发重点实验室;
3 西南油气田公司勘探开发研究院; 4 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室; 5 中国科学院大学

摘要 为了研究井网加密开采对碳酸盐岩气藏提高采收率的作用,以四川盆地磨溪雷一¹气藏为研究对象,建立了一套18 m长的大型仿真物理模拟实验方法和装置。在渗透率为 $0.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,不同含水饱和度条件下,实验模拟单井开采和井网加密开采两种方式,对于井网加密开采方式,实验进一步对比分析了分批加密、同时加密两种方式在两种不同加密时机(稳产期末和废弃条件)时对气藏采收率效果的影响。实验结果表明:①单井开采时,采收率受含水饱和度影响十分显著,在含水饱和度为20%~50%的条件下,不加密时采收率为14.6%~64.7%;两口井加密后采收率可提高至85.9%~92.7%,效果明显;②加密井提高采收率主要是发挥两方面的作用:一方面是提高未动用区储量动用范围,另一方面是提高已动用区压降效率。气藏储量动用情况与含水饱和度和距离气井远近密切相关,井网加密可以根据储量动用情况进行部署,优选储量未动用区域和已动用(未充分)区域。③部署加密井提高采收率幅度随加密井数增加呈现先增加后降低的趋势,因此,建议老区需要根据气藏剩余储量特征合理优化加密井数,不宜过度加密。从提高采收率幅度和开采效率两个角度分析,在稳产期末采用集中部署加密井同时加密方式,对延长稳产期、提高采收率和缩短生产周期更为有利。研究成果对于气藏井网加密部署提高采收率具有指导意义。

关键词 天然气藏; 碳酸盐岩; 井网加密; 提高采收率; 物理模拟

中图分类号: TE327 **文献标识码**: A

引用: 胡勇,焦春艳,赵益,等. 碳酸盐岩气藏井网加密开采提高采收率大型仿真物理模拟实验[J]. 海相油气地质, 2025, 30(2):185-192.
HU Yong, JIAO Chunyan, ZHAO Yi, et al. Large-scale physical simulation experiment on enhanced gas recovery by well pattern infilling in carbonate gas reservoirs[J]. Marine origin petroleum geology, 2025, 30(2):185-192.

0 前言

井网加密是气藏提高采收率常用的技术方法之一^[1-10],主要原理是通过增加井数控制储层实现提高储量动用程度。例如对于致密气藏,实验研究表明:苏里格气田井距从800 m加密至400 m,采收率最大提高幅度可达12.7%,提高幅度与储层物性和含水饱和度相关^[11-12];美国致密气开发实践表明^[13-15]:经历多轮次井网加密,采收率可从7%大幅提升到70%以上。

针对碳酸盐岩气藏储层孔洞缝发育、含气性变化大等特征^[16-21],探索研究井网加密对碳酸盐岩气藏提高采收率的作用。以四川盆地磨溪雷一¹气藏

为研究对象,建立了一套18 m长的大型仿真物理模拟实验方法和装置,实现了室内重构气藏地质条件、再现气藏开采方式、开采过程全生命周期(生产周期)监测压力、流量等功能^[22-26],开展了井网密度、加密位置、加密方式、加密时机等提高采收率效果的室内实验评价,研究成果对于气藏井网加密部署提高采收率具有一定指导意义。

1 仿真物理模拟实验方法

1.1 气藏基本情况

磨溪气田雷一¹气藏位于四川省遂宁市与重庆市潼南区交界处,隶属川中古隆中斜平缓构造区南

收稿日期:2024-12-03;改回日期:2025-01-06

本文受中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性科技课题“国内已开发气田储采平衡分析与SEC增储技术研究”(编号:2022DJ7902)资助

第一作者: 胡勇,博士,高级工程师,主要从事天然气开发实验与基础理论应用研究。通信地址:100083 北京市海淀区学院路20号;E-mail:huy69@petrochina.com.cn

通信作者: 焦春艳,博士,高级工程师,主要从事气藏开发机理及基础理论应用研究。通信地址:100083 北京市海淀区学院路20号;E-mail:jiaochunyan69@petrochina.com.cn

斜坡地带。气藏构造为一平缓完整的短轴背斜,断层不发育,主力储层有效厚度一般介于8~12 m。储集岩主要为横向分布稳定的层状白云岩,总体上具有中孔、低渗的特征。孔隙类型主要为晶间孔、粒间孔,其次为粒内孔及生物骨架孔,各类孔隙占储集空间的97%,是雷一¹气藏的主要储集空间和渗流通道^[27]。磨溪雷一¹气藏特征为孔隙型,属于

饱和度差异大的似均质气藏。

1.2 实验方法

以四川盆地磨溪雷一¹气藏为研究对象,依据气藏地质特征,构建了碳酸盐岩储层基质-孔洞-裂缝耦合搭配的仿真物理模型研制方法,建立了一套18 m长的大型仿真物理模拟实验方法及流程(图1):

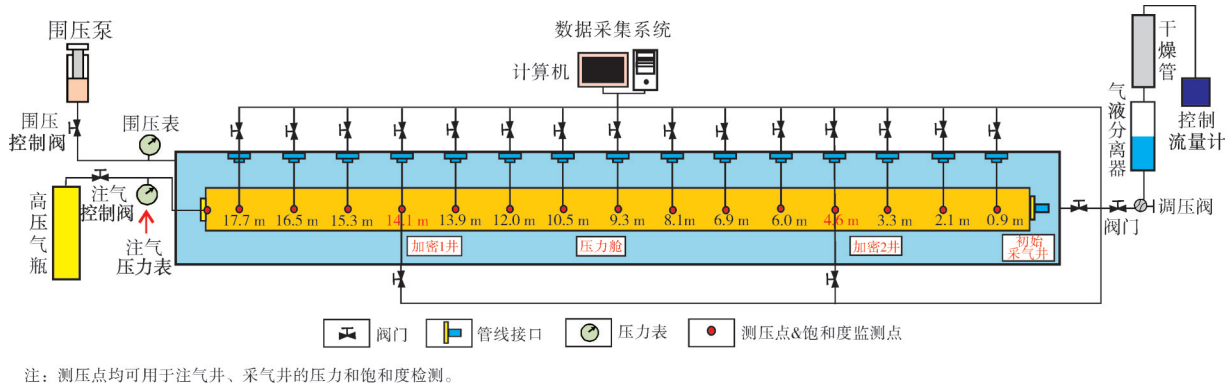


图1 18 m长大型仿真物理模拟实验装置示意图
Fig. 1 Schematic diagram of a large-scale physical simulation device with length of 18 meters

(1)模型总长度18 m,均匀设置17个测压孔监测气藏开采过程中储层内部压力变化规律,部分测压孔兼做加密井接口,其中模型末端接口为初始采气井。

(2)模型岩性为白云岩,渗透率为 $0.56\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均孔隙度为7.76%,含水饱和度(S_w)分别为0%、20%、30%、40%、50%,与实际气藏保持一致(表1)。

表1 气藏特征参数与实验模型参数对比 Table 1 Parameters of gas reservoir and experimental model		
特征参数	磨溪雷一 ¹ 气藏	物理模型
储层类型	白云岩	白云岩
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	0.02~1.82	0.56
平均孔隙度/%	7.28	7.76
含水饱和度/%	20~50	0、20、30、40、50

(3)实验方案中部署了两口加密井,加密井1位于距离原始采气井14.1 m处,加密井2位于距离原始采气井4.6 m处。

(4)实验过程中实时在线采集瞬时产气量、累计产气量、压力等参数,评价井网加密对提高气藏采收率的效果。

1.3 实验方案

为了对比模拟研究不同井网部署对采收率的

影响,考虑加密方式和加密时机,设置了单井开采、分批加密和同时加密3种方式;对于加密井,采用稳产期末和废弃条件两种加密时机。详细实验方案见表2,设置初期配产为150 mL/min,瞬时产气量递减至初期配产的10%作为废弃条件。

表2 实验方案
Table 2 The experimental scheme

实验序号	开采方式	含水饱和度和/%	初始压力/MPa	加密时机
1	单井开采	0	8.89	不加密
2		20	8.34	
3		30	8.46	
4		40	8.40	
5		50	8.33	
6	分批加密	50	8.33	废弃条件
7			8.58	稳产期末
8		40	8.40	废弃条件
9			8.30	稳产期末
10		30	8.46	废弃条件
11			8.28	稳产期末
12		20	8.34	废弃条件
13			8.23	稳产期末
14	同时加密	20	8.79	废弃条件
15			8.66	稳产期末

1.4 实验步骤

实验步骤和过程如下:

- (1)按照实验方案建立模型含水饱和度。
- (2)按照图1所示安装实验模型、连接实验流程。
- (3)检查数据采集功能:启动数据采集系统,确认各采集端口连接和工作正常。
- (4)检查压力容器密封性:向压力容器注水,充满后关闭闸门,通过手摇泵向压力容器注水,直至容器内水压达到9.5 MPa为止,关闭手摇泵闸门稳压12 h,确认压力容器系统密封性。
- (5)检查模型密封性:通过与外部联接管向仿真模型注入氮气,压力上升至2.0 MPa后静置0.5 h,确认仿真模型系统密封性,之后模型泄压到大气压。
- (6)模型饱和气。通过各个测压点向模型内部充注气体,各测压点压力稳定至9.0 MPa左右,停止饱和气,关闭充注气源。
- (7)全过程采集实验模型各测点压力、瞬时流量等参数,分析采收率指标。

2 实验结果与分析

2.1 产量变化特征

2.1.1 单井开采

图2是以图1中初始采气井单井开采方式下的瞬时产气量曲线。可以看出:单井生产受含水饱和度影响十分显著,含水饱和度从0增加到50%的过程中,气井稳产期从336 min下降到46 min,生命周期从1 675 min下降到184 min,均大幅度下降,尤其是含水饱和度大于等于30%时,稳产结束进入递减期时产量几乎是断崖式下降,早期递减速度快,后期低产的生产周期较长。

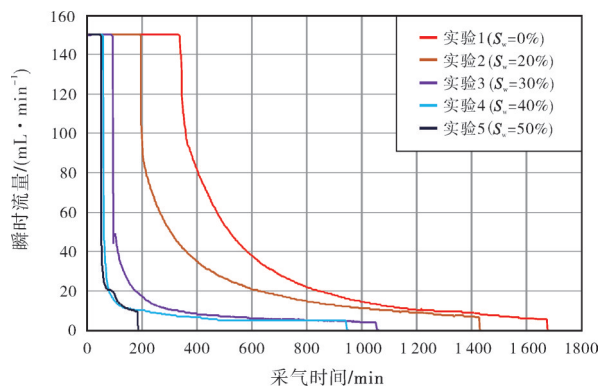


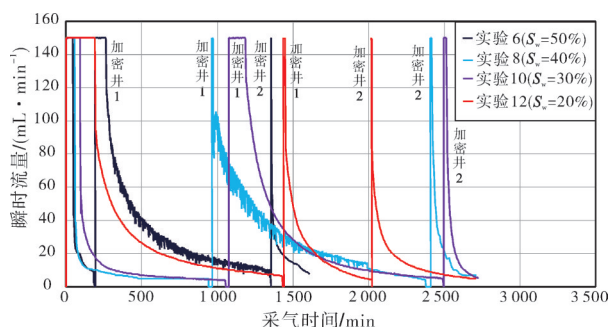
图2 单井开采瞬时产气量曲线

Fig. 2 The gas production rate curves of single well development

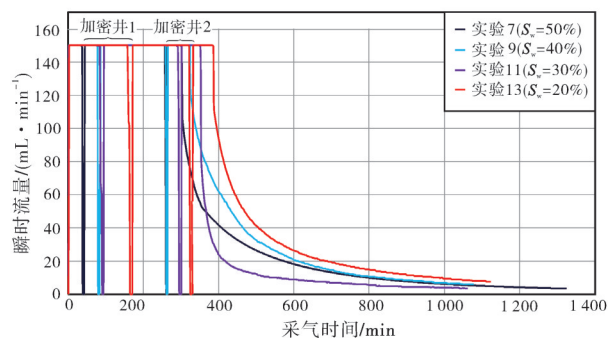
2.1.2 分批加密

图3a是废弃条件时分批加密产气量曲线。按照图1所示的加密井位置,在初始采气井产气量递减至废弃产量时先打开加密井1,在加密井1产气量递减至废弃产量时再打开加密井2,实现分批加密接替生产。从图3a可以看出:含水饱和度(S_w)=20%时,加密井1延长稳产时间为15 min,加密井2延长稳产时间为2 min; S_w =30%时,加密井1延长稳产时间为112 min,加密井2延长稳产时间为22 min; S_w =40%时,加密井1延长稳产时间为11 min,加密井2延长稳产时间为13 min; S_w =50%时,加密井1延长稳产时间为75 min,加密井2延长稳产时间为4 min。

根据图1中加密井位置,在初始采气井稳产期末先打开加密井1,在加密井1稳产期末再打开加密井2,实现分批加密接替生产。从稳产期末分批加密产气量曲线(图3b)可以看出:稳产期末分批加密时两口井对气井延长稳产都存在一定的贡献,但贡献大小存在一定差异,加密井1延长稳产时间(瞬时流量最高位置对应的时间)为151 min,加密井2延长稳产时间为54 min,加密井1对于延长气井稳产比加密井2作用大。



(a) 废弃条件时分批加密瞬时产气量曲线



(b) 稳产期末分批加密瞬时产气量曲线

图3 不同时机下分批加密瞬时产气量曲线

Fig. 3 The gas production rate curves of batch infilling at different situations

总体来说,加密井1对稳产贡献大于加密井2。在含水饱和度大于等于20%时,加密井2对稳产贡献小,开井后很快就进入递减,以低产生产为主;加密井1对稳产贡献相对较大,且低产周期长。该实验结果表明:对于处于开发后期的气藏,在现有井外围动用程度低的区域部署加密井可以取得较好增产效果,不宜过度部署加密井。

2.1.3 同时加密

图4是含水饱和度为20%时,废弃条件和稳产期末同时加密产气量曲线。图4a是在废弃条件下打开加密井1和加密井2,两口井稳产期分别是21 min和34 min;图4b是在稳产期末打开加密井1和加密井2,两口井稳产期分别是75 min和128 min。分析可以得出:无论是废弃条件还是稳产期末采用同时加密方式开采,均可以延长稳产期,取得较好增产效果,相比较而言,稳产期末同时加密对于维持稳产更为有利。

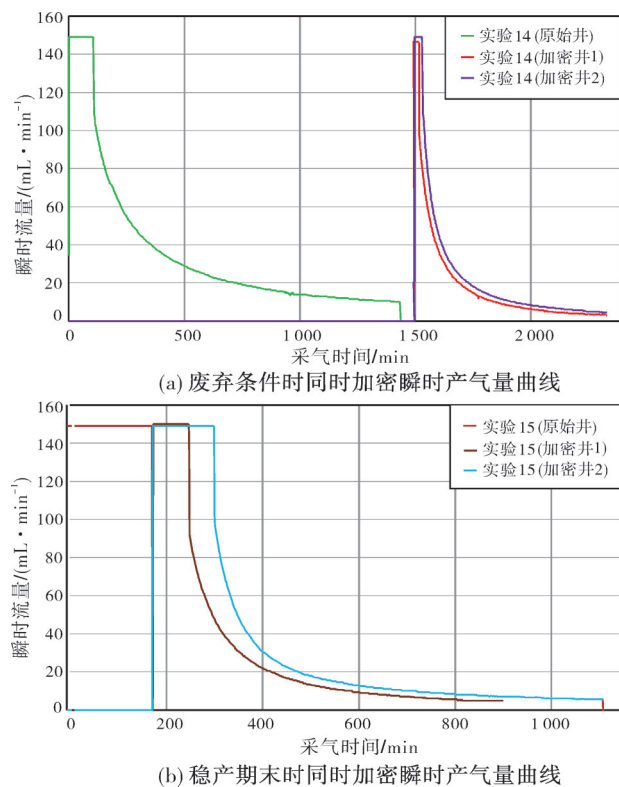


图4 不同时机下同时加密瞬时产气量曲线
Fig. 4 The gas production rate curves of simultaneous infilling at different situations

2.2 剩余压力分布特征

2.2.1 单井开采后剩余压力特征

图5是单井开采后剩余压力分布特征,分别对应含水饱和度为0、20%、30%、40%、50%时的5次实

验结果。从图5可以看出:对于一维长岩心模型,近井区(2 m以内,供气距离的11.1%范围之内)剩余压力明显低于远井区(2 m以外),呈现凹深压降漏斗特征,远井区剩余压力分布与含水饱和度大小密切相关,含水饱和度越大则剩余压力越高。根据压降漏斗形态特征,可以将储量动用情况分为已动用(充分型)、已动用(未充分型)和未动用型3种类型。

2 m以内的近井区和含水饱和度为0的全区为已动用(充分型)。这种类型开采结束后该区域压降幅度大于等于80%,表明储量动用是充分的。

含水饱和度分别为20%和30%的区域属于已动用(未充分型)。含水饱和度为20%时几乎全区得到动用,但开采末期远井区平均剩余压力为4.13 MPa,压降幅度为50.3%;含水饱和度为30%时8 m以内得到动用,开采末期远井区平均剩余压力为5.98 MPa,压降幅度仅为29.3%。表明这种类型虽然储量得到有效动用但仍保持较高剩余压力,因此储量动用不充分。

含水饱和度为30%时8 m(供气距离的44.4%)开外的远井区和含水饱和度分别为40%和50%时2 m开外(供气距离的11.1%)的区域属于未动用型。开采结束时平均剩余压力保持在8.53 MPa以上,压降幅度小于等于10%,表明这些区域储量未得到有效动用。

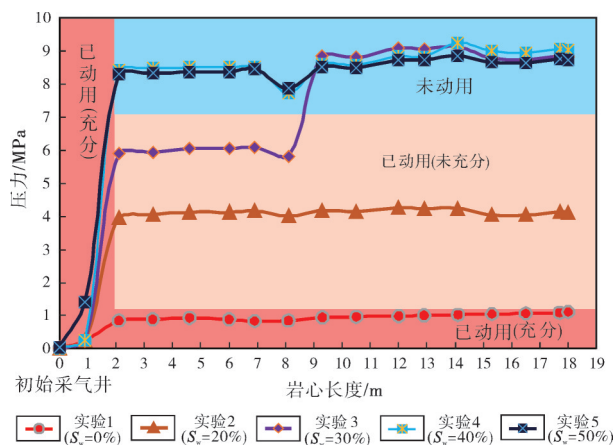


图5 单井开采后剩余压力分布特征
Fig. 5 Characteristics of residual pressure distribution after single well development

上述分析表明:对于储层渗透率一定的气藏,其储量动用情况与含水饱和度大小、距离气井远近密切相关,井网加密可以根据储量动用情况进行部署,优选储量未动用区域和已动用(未充分)区域,制定相应加密技术对策方案。

2.2.2 加密井开采后剩余压力特征

图6a为废弃条件分批加密开采后剩余压力的分布特征,不同含水饱和度实验的剩余压力平均值分别为:2.02 MPa、1.75 MPa、1.48 MPa、1.24 MPa;图6b为稳产期末分批加密开采后剩余压力的分布特征,不同含水饱和度实验的剩余压力的平均值分别为:2.28 MPa、1.61 MPa、1.55 MPa、1.31 MPa;图6c为同时加密开采后剩余压力的分布特征,不同含水饱和度实验的剩余压力的平均值分别为:1.12 MPa、1.14 MPa。

从实验实时采集的剩余压力分布特征来看,加密井1所在区域的剩余压力高,仍存在较为丰富的剩余气。这是因为加密井1处于原始采气井的近端,

加密井2处于原始采气井的近端,尤其是在含水饱和度大于等于30%的模型中,距离原始采气井3 m开外的区域剩余压力仍保持在6 MPa以上,压力保持率大于等于70%,因此在该区域加密取得了较好的效果。该结果表明:生产现场在实施加密部署维持稳产时,需要加强加密井位置的优选评价,确保获得较好效果。

通过对比加密开采与单井开采的剩余压力分布特征,可以看到:通过2口加密井开采后,剩余压力平均值小于等于2.28 MPa,与原始压力相比下降幅度大于等于73.48%。该结果表明加密井具有两方面作用:一方面是提高未动用区储量动用范围,另一方面是提高已动用区压降效率。

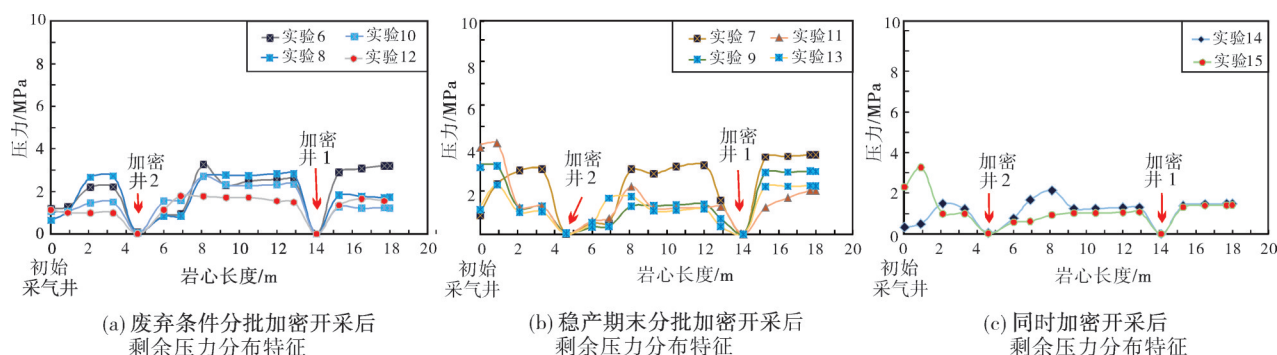


图6 不同加密方式开采后剩余压力分布特征

Fig. 6 Characteristics of the residual pressure distribution after different infilling

2.3 采收率特征

在实验模型含水饱和度分别为20%、30%、40%和50%的条件下,对比分析了单井开采和加密2口井后采收率特征(图7)。结果表明:①对于单井开采时,采收率受含水饱和度影响十分显著,含水饱和度为20%~50%的条件下,不加密时采出程度14.6%~64.7%;②对比单井开采,通过加密两口井后,采收率提高至85.9%~92.7%,加密提高采收率效果明显;从加密井提高采收率幅度来看,部署第1口加密井时,采收率提高幅度达到20.6%~65.6%,部署第2口加密井时,采收率提高幅度为5.71%~8.43%,提高采收率幅度有所降低。根据该实验结果可以看出:部署加密井可以提高采出程度,但提高采收率幅度先增加后降低。因此,老区需要根据气藏剩余储量特征合理优化加密井数,不宜过度加密。

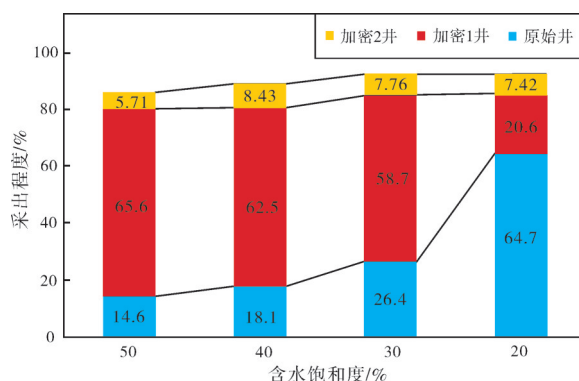


图7 提高采收率效果

Fig. 7 The effect of enhancing gas recovery

采收率相当的情况下(图8),在稳产期末同时部署加密井,所需开采时间为901 min;废弃条件同时加密,所需开采时间最短为2178 min;稳产期末分批加密,开采时间为995 min;废弃条件分批加密,开采时间为2372 min。这说明稳产期末加密,生产周期缩短63.2%~67.5%,开采效率更高。

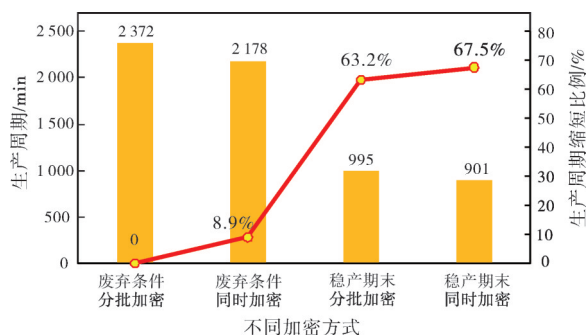


图8 开采效率对比

Fig. 8 The comparison of development efficiency

综上所述,从提高采收率幅度和开采效率两个角度来看,新区考虑在稳产期末采用集中部署同时加密方式,对延长稳产期、提高采收率和缩短生产周期更为有利。此成果认识对于类似气藏加密井部署提高采收率具有指导意义。

2.4 实验效果验证

磨溪雷一¹气藏1991年投入开发,低渗储量难动用问题长期表现突出。根据本文储量动用规律和井网加密提高采收率物理模拟实验认识,通过对气藏各井区的储量纵横向动用程度及影响因素评价,在储量动用程度低、井控程度相对较低的部位刻画优质储层,部署加密井49口,实现中部整体开发、西端滚动接替、东端深化挖潜,新增动用储量75.56亿方,提高采收率9.81%。

3 结论与认识

(1)对于似均质气藏,采收率受含水饱和度大小影响显著。含水饱和度为20%~50%的条件下,不加密时采出程度为14.6%~64.7%,部署2口加密井后采出程度提高至85.9%~92.7%,加密井提高采收率效果显著。

(2)加密井具有两方面作用:一方面是提高未动用区储量动用范围,另一方面是提高已动用区压降效率。气藏储量动用情况与含水饱和度、距离气井远近密切相关,井网加密可以根据储量动用情况进行部署,优选储量未动用区域和已动用(未充分)区域。

(3)部署加密井提高采收率幅度随井数增加呈现先增加后降低,因此,老区需要根据气藏剩余储量特征合理优化加密井数,不宜过度加密;从提高采收率幅度和开采效率两个角度来看,新区在稳产

期末就采用集中部署加密井同时加密方式,对延长稳产期、提高采收率和缩短生产周期更为有利。

参考文献

- [1] HOLDITCH S A. Tight gas sands [J]. Journal of petroleum technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 李奇, 高树生, 刘华勋, 等. 致密砂岩气藏井网加密与采收率评价[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(6): 865-876.
LI Qi, GAO Shusheng, LIU Huaxun, et al. Well network densification and recovery evaluation of tight sandstone gas reservoirs [J]. Natural gas geoscience, 2020, 31(6): 865-876.
- [6] 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 gas field: a case study of Sulige gas field, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(3): 602-612.
- [7] 何东博, 贾爱林, 冀光, 等. 苏里格大型致密砂岩气田开发井型井网技术[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 79-89.
HE Dongbo, JIA Ailin, JI Guang, et al. Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige gas field [J]. Petroleum exploration and development, 2013, 40(1): 79-89.
- [8] 贾爱林, 王国亭, 孟德伟, 等. 大型低渗-致密气田井网加密提高采收率对策: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 802-813.
JIA Ailin, WANG Guoting, MENG Dewei, et al. Well pattern infilling strategy to enhance oil recovery of giant low-permeability tight gasfield: a case study of Sulige Gasfield, Ordos Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2018, 39(7): 802-813.

- [9] 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.
- [10] 程立华, 郭智, 孟德伟, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透-致密气藏储量分类及开发对策[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 65–73.
CHENG Lihua, GUO Zhi, MENG Dewei, et al. Reserves grading classification and development countermeasures for low-permeability tight gas reservoirs in the Ordos Basin[J]. Natural gas industry, 2020, 40(3): 65–73.
- [11] 胡勇, 李熙喆, 李跃刚, 等. 低渗致密砂岩气藏提高采收率实验研究[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(11): 2142–2148.
HU Yong, LI Xizhe, LI Yuegang, et al. Enhanced gas recovery of the low permeability and tight sandstone gas reservoir [J]. Natural gas geoscience, 2015, 26(11): 2142–2148.
- [12] 郭智, 王国亭, 夏勇辉, 等. 多层透镜状致密砂岩气田井网优化技术对策[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(11): 1883–1894.
GUO Zhi, WANG Guoting, XIA Yonghui, et al. Technical countermeasure of well pattern optimization in multi-layer lenticular tight sandstone gas field [J]. Natural gas geoscience, 2022, 33(11): 1883–1894.
- [13] KUUSKRAA V A, AMMER J. Tight gas sands development: how to dramatically improve recovery efficiency [J]. Gas TIPS, 2004, 10(1): 15–20.
- [14] TEUFEL L W, CHEN H Y, ENGLER T W. Optimization of infill drilling in naturally-fractured tight-gas reservoirs phase II: DE-FC26–98FT40486[R]. New Mexico: U.S. Department of Energy and Industry Cooperative, 2004.
- [15] CIPOLLA C L, WOOD M C. A statistic approach to infill drilling studies: case history of Ozona canyon sands[J]. SPE reservoir engineering, 1996, 11(3): 196–202.
- [16] 马新华, 杨雨, 文龙, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 1–13.
MA Xinhua, YANG Yu, WEN Long, et al. Distribution and exploration direction of medium-and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(1): 1–13.
- [17] 闫海军, 杨长城, 郭建林, 等. 四川盆地中部地区震旦系大型碳酸盐岩气藏开发技术新进展[J]. 天然气工业, 2024, 44(5): 68–79.
YAN Haijun, YANG Changcheng, GUO Jianlin, et al. New technological progress in the development of Sinian large carbonate gas reservoirs in central Sichuan Basin [J]. Natural gas industry, 2024, 44(5): 68–79.
- [18] 魏国齐, 谢增业, 杨雨, 等. 四川盆地中部北斜坡震旦系—寒武系大型岩性气藏形成条件[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 835–846.
WEI Guoqi, XIE Zengye, YANG Yu, et al. Formation conditions of Sinian–Cambrian large lithologic gas reservoirs in the north slope area of central Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum exploration and development, 2022, 49(5): 835–846.
- [19] 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, SW China [J]. Petroleum exploration and development, 2017, 44(6): 930–938.
- [20] 雍锐, 胡勇, 彭先, 等. 四川盆地天然气藏提高采收率技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 23–35.
YONG Rui, HU Yong, PENG Xian, et al. Progress and prospect of enhanced gas recovery technology in the Sichuan Basin [J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 23–35.
- [21] 孙贺东, 李世银, 刘志良, 等. 缝洞型碳酸盐岩凝析气藏提高采收率关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 113–121.
SUN Hedong, LI Shiyin, LIU Zhiliang, et al. EOR technologies for fractured–vuggy carbonate condensate gas reservoirs [J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 113–121.
- [22] 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.
- [23] 王国锋, 周梦飞, 胡勇, 等. 裂缝–孔隙型边底水气藏提高采收率大型物理模拟实验[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(1): 96–103.
WANG Guofeng, ZHOU Mengfei, HU Yong, et al. Large-scale physical simulation experiment for enhanced gas recovery in fractured–porous water–drive gas reservoirs [J]. Natural gas geoscience, 2024, 35(1): 96–103.
- [24] 胡勇, 李熙喆, 万玉金, 等. 裂缝气藏水侵机理及对开发影响实验研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(5): 910–917.
HU Yong, LI Xizhe, WAN Yujin, et al. The experimental study of water invasion mechanism in fracture and the influence on the development of gas reservoir [J]. Natural gas geoscience, 2016, 27(5): 910–917.
- [25] 卢祥国, 金鑫. 一种人造长岩心及其制备方法: CN201210101103.8[P]. 2021–04–10.
LU Xiangguo, JIN Xin. An artificial long core and its manufacture method: CN201210101103.8[P]. 2021–04–10.
- [26] 卢祥国, 宋合龙, 王景盛. 石英砂环氧树脂胶结非均质模

- 型制作方法: CN200510063665.8[P]. 2005-03-30.
- LU Xiangguo, SONG Helong, WANG Jingsheng. Method of making a heterogeneous model of epoxy resin bonded quartz sand: CN200510063665.8[P]. 2005-03-30.
- [27] 何小川, 欧家强. 磨溪雷—1气藏高效开发主体技术与成效[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(4): 144-154.
- HE Xiaochuan, OU Jiaqiang. The agent technologies for efficient development of Moxi T_2I_1 gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University(science & technology edition), 2020, 42(4): 144-154.

编辑: 韦东晓

Large-scale physical simulation experiment on enhanced gas recovery by well pattern infilling in carbonate gas reservoirs

HU Yong^{1,2}, JIAO Chunyan^{1,2}, ZHAO Yi³, WU Juan³, JIA Song³, YANG Dongsheng⁴, GUO Changmin^{1,2}, CHEN Can³, CHEN Luyao⁵

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development; 2. The Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Development; 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company; 4. Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Ministry of Education, Northeast Petroleum University; 5. University of Chinese Academy of Sciences

Abstract: In order to study the effect of well pattern infilling on enhancing gas recovery of carbonate gas reservoirs, taking the T_2I_1 gas reservoir of Moxi gas field in Sichuan Basin as an example, a set of large-scale 18-meter physical simulation experimental device and method are established. The experimental model have a permeability of $0.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and single well exploitation and well infilling (Well 1 and Well 2 are deployed at 14.1 m (78.3%) and 4.6 m (25.6%) from the initial well, respectively) exploitation have been simulated based on the model. The experiment measure gas production and pressure throughout the entire life cycle, revealing the reserve utilization laws under different water saturation conditions of the gas reservoir. The study compares and analyzes the effects of batch and simultaneous infilling methods, as well as the timing of two infilling methods at the end of stable production and under abandoned conditions, on improving the recovery efficiency of the gas reservoir. The experimental results show that: (1) For single well exploitation, gas recovery is significantly affected by water saturation, showing a significantly decrease with increasing water saturation. The recovery is 14.6% to 64.7% under the condition of water saturation of 20%–50%; compared with single well deployment, the rate of recovery can increase to 85.9%–92.7% after two wells are infilled, and the effect of infilling is significant. (2) Infilling wells enhancing gas recovery have two functions: one is to improve the production range of reserves in the undeveloped area, and the other is to improve the pressure drop efficiency in the developed area. The production of gas reservoir reserves is closely related to the water saturation and the distance from the gas well. The well pattern infilling can be deployed according to the production of reserves, and the undeveloped area and the developed (insufficient) area of reserves are preferred. (3) The enhancement of recovery rate through the deployment of infilling wells initially increases and then decreases as the number of well increases. Therefore, it is recommended to optimize the number of infilling wells in developed areas based on the characteristics of the remaining reserves in the gas reservoir, avoiding excessive infilling. Further analysis from the perspectives of enhanced gas recovery range and exploitation efficiency shows that adopting a centralized deployment of infilling wells and simultaneous infilling at the end of stable production period is more beneficial for extending stable production period, improving recovery, and shortening production cycle. The research results can guide the deployment of well pattern infilling in gas reservoir to enhance gas recovery.

Key words: natural gas reservoir; carbonate rock; well pattern infilling; enhanced gas recovery; physical simulation experiment

HU Yong, First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in research on natural gas development experiment and application of basic theory. Add: No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China. E-mail: huy69@petrochina.com.cn

JIAO Chunyan, Corresponding author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in research on the mechanism of gas reservoir development and application of basic theory. Add: No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China. E-mail: jiaochunyan69@petrochina.com.cn