

引用格式:宋维春,阿雪庆,李拉毛才旦,等.盐湖超浅层小型气田开发优化部署研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(1):113-117.

SONG W C, A X Q, LI L M C D, et al. Optimal deployment of small gas field in ultra-shallow layer of Yanhu Gas Field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 113-117.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.01.018

盐湖超浅层小型气田开发优化部署研究

宋维春,阿雪庆,李拉毛才旦,孙勇
(中国石油青海油田公司,甘肃 敦煌 736202)

摘要:盐湖气田储层埋藏较浅,气层多,各气层含气面积相差悬殊。总体表现为高孔隙度、中—低渗透率的特点,气水界面不统一,为罕见的超浅层疏松砂岩小型边水气藏。国内浅层油气藏都具有勘探开发过程中井易出水出砂,产能比较低,稳产难度较大,生产过程中地层压力下降快、弹性产率低等特点。为实现小型气田的效益开发,依据气田的地质特点,在合理划分开发层系与开发层组的基础上,参考疏松砂岩边水气藏的井网部署方法,确定了盐湖气田沿轴线,占高点,顶密边稀的布井方式,采用由深至浅的开发方式,接替上返生产,实现井数少、成本低和长期稳产的目标,确保气田合理的储量、产能和产量的接替顺序,以获得最佳的开发效果和经济效益。

关键词:盐湖气田;井网部署;疏松砂岩;柴达木盆地;气水界面

中图分类号:TE324

文献标识码:A

Optimal deployment of small gas field in ultra-shallow layer of Yanhu Gas Field

SONG Weichun, A Xueqing, LI Lamaocaidan, SUN Yong

(CNPC Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu 736202, China)

Abstract: The reservoirs of Yanhu Gas Field are shallow buried with many gas layers, whose gas bearing areas are different. The reservoirs characterized by high porosity and medium to low permeability with no unified gas-water interface are the rare small edge water gas reservoir of ultra-shallow loose sandstone layer. In general, shallow oil and gas reservoirs in China are easy to produce water and sand in the process of exploration and development, of relatively low productivity, great stable production difficulty. In the process of production the formation pressure decreases quickly, and the elastic yield is low. In order to realize the benefit development of small gas field, according to the geological characteristics of the gas field, and on the basis of reasonably division of development layer series and group, the well distribution mode along the axis, occupying high point and dense at the top and sparse at edge for Yanhu Gas Field is determined by referring to the well pattern deployment method of loose sandstone edge water gas reservoir. Then adopting the development from deep to shallow is used to succeed the production by flowback, so as to realize the targets of long-term stable production with less wells and lower cost. Therefore, succession sequence of reasonable reserves, productivity and production for gas fields is ensured. Finally, the best development effects and economic benefit are obtained.

Key words: Yanhu Gas Field, well pattern, loose sandstone, Qaidam Basin, gas-water interface

1 气区概况

盐湖气田位于柴达木盆地三湖地区,构造属于坳陷北斜坡亚区鸭湖—盐湖构造带上的一个3级构造(图1)。盐湖气田是第四系生物成因气藏,湖泊沉

积相,主要发育有滨、浅湖亚相,滩砂、坝砂和泥滩沉积微相;储层具有高孔隙度、中—低渗透率的特点;岩性以含泥粉砂岩和泥质粉砂岩为主,夹少量细砂岩,碎屑颗粒胶结程度低,欠压实,易松散;盖层为泥岩层;气藏属边水环绕的层状气藏。近年来,通过对盐湖气田重新评价认识,气田储集层平均孔隙

收稿日期:2019-02-25。

第一作者简介:宋维春(1986—),女,工程师,气田开发技术。通讯地址:青海省格尔木市黄河路青海油田天然气化工管理中心采气一厂,邮政编码:811601。E-mail:swcqh@petrochina.com.cn

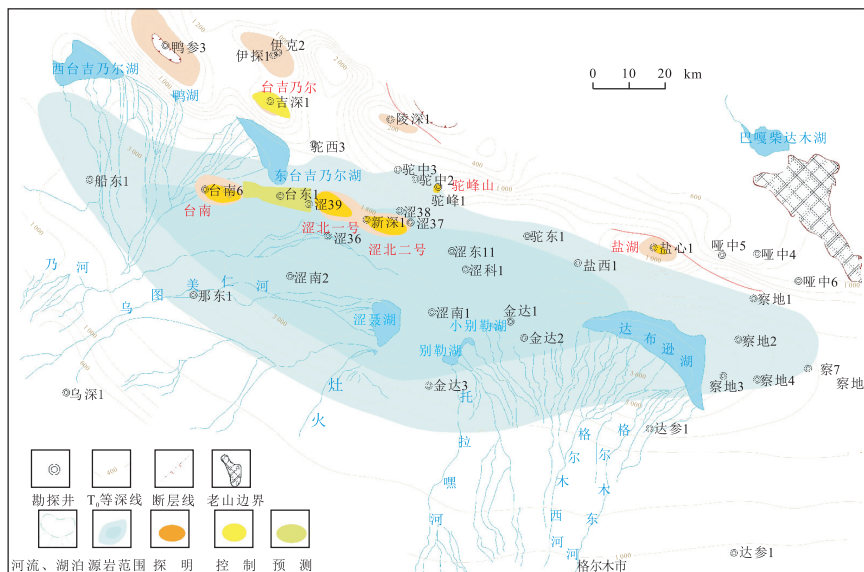


图1 盐湖气田区域构造

Fig. 1 Region structure of Yanhu Gas Field

度38.2%，平均渗透率 $67.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，确定储量单元30个，叠合含气面积 12 km^2 ，气层分布在57~416 m井深范围内，有效厚度为70.86 m，核实地质储量 $23 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，平均单井日产量 $0.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。分析论证认为，气田具有一定的开发潜力，需进行开发方案设计，科学、合理、经济、有效的井网部署应以提高气田动用储量、采收率、采气速度、稳产年限和经济效益为目标^[1]，因此，需进行井网优化部署研究。

2 开发方式论证

和同是柴达木盆地三湖地区的涩北气田相比，多期大规模水进水退的沉积历程造成了砂、泥岩的频繁薄互层，储层纵向和平面非均质性较强，物性差异大，气水过渡带长，气水边界不规则^[2]等相似特点，但盐湖气田也具有不同地质特征，需确定合理开发方式，最大限度提高气田开发效果。

1) 气藏埋藏较浅。纵向上含气小层埋深57~416 m，属国内少有的超浅层气藏，地层压力0.6~4.8 MPa，需增压开采。

2) 气藏含气面积较小。各气层的含气面积 $0.65 \sim 8.72 \text{ km}^2$ ，平均仅 3.2 km^2 ，由于储层平面上连通性较好，考虑井间干扰因素，储量单元部署井数有限。

3) 气藏规模较小。气藏储量 $18.37 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，考虑气田的采气成本和经济效益，盐湖气田开发不能参照一般规模气田进行井网部署、地面配套和管理模式，需采用简洁有效、经济实用的开发方式。

依据气田的地质特征，参考国内外浅层气田的开发方式，为实现气田效益开发和稳定生产，需确定合理的开发方式。

1) 盐湖气田属自生自储的干气气藏，以弹性气驱驱动为主。在国内外，这种气田均采用衰竭式开采方式开发^[3]。因此，盐湖气田采取衰竭式开发，但气藏埋深浅，地层压力相对较低，为提高气田采收率，气田开采时需增压外输^[4]。

2) 气田储层含气井段长，气水界面不统一，为了克服层间干扰、改善开发效果^[5-6]，充分发挥各气层潜力，需合理划分开发层系与射孔单元，同层组做为一个射孔单元，减小层间干扰，为气田开发动用次序的安排奠定基础。

3) 参照涩北气田开发经验，合理配产应考虑自然产能、防砂工艺、携液等因素，尽可能单井稳定生产，并确保各个开发层组的均衡采气，综合各因素依照开发层组的划分进行配产^[7]。

4) 优化井网部署。含气面积小，各层可部署井数有限，一是考虑同层组多层合采，二是考虑先开发下部层组，后期通过调层上返开发上部层组，通过2种方式减少开发井数，从而减少地面配套，降低采气成本。

3 井网部署研究

3.1 布井方式论证

布井方式是气田开发中最关键的技术政策之一，它的合理与否直接影响到气田的开发水平和经

济效益^[8]。盐湖气田含气主要受背斜构造控制,天然气地质储量主要在构造高部位集中分布,78%左右的储量分布在构造高部位3 km²范围内,因此,需采用沿构造轴线、占高点、顶密边稀不均匀布井方式。盐湖气田属于高孔中高渗,低丰度,横向连通性好,单井影响范围较大,原则上可采用较大井距布井,但由于气田含气面积较小,储层易出砂且为边水环绕,因此,必须保持合理井距。气藏井距设计一是满足合理采速与气田的产量规划任务,在合理配产的基础上,确定井数与井距;二是根据储量丰度,参考涩北气田布井方式总体上采用顶密边稀的非均匀井网;三是为了抑制边水的推进,射孔层位必须远离气水边界。

对于边水气藏,井网部署对开发效果影响很大,如果距边水较近,则气井容易受边水推进影响。前苏联已开发36个边水气田开发实践表明,布井面积/含气面积的比值对于边水控制影响很大^[9]。当布井面积/含气面积=0.1~0.3时,气藏采收率高达95%以上;如果井位部署距离边水近,将导致边水快速推进,严重影响气田生产。如S气田边部井距边水200 m,布井面积/含气面积=0.5,过早水淹,采收率仅为46%。盐湖气田边水具有一定活跃性,选用布井面积/含气面积=0.3较为合理,依据盐湖气田含气面积大小,布井距边水距离300~500 m。

同属柴达木盆地三湖地区,地质特征较为相似的涩北气田未动用储量布井原则是:尽可能沿轴线,应尽量选择构造高部位作为钻井的有利部位^[10],顶密边稀布井,井距500~800 m左右;井位距离气水边界400~1 200 m,平均800 m左右^[11]。借鉴涩北气田布井原则,结合盐湖气田实际,设计了3套布井方式(表1、图2~4):①考虑各小层的气水界面采用顶密边稀布井,井距400~500 m;②沿构造等高线环形布井,井距500~600 m;③沿气藏的轴部均匀布井,井距700 m。

通过不同布井方式的开发指标对比,在井数相同的情况下,顶密边稀布井方式稳产年限最长(19 a),采出程度最高(63.30%),环形布井方式稳产

表1 不同布井方式开发指标对比

Table 1 Comparison of development indexes of different well distribution modes

方式	井网部署	井数	稳产年限/a	采出程度/%
一	顶密边稀	14	19	63.30
二	环形布井	14	14	54.78
三	均匀布井	14	16	57.39

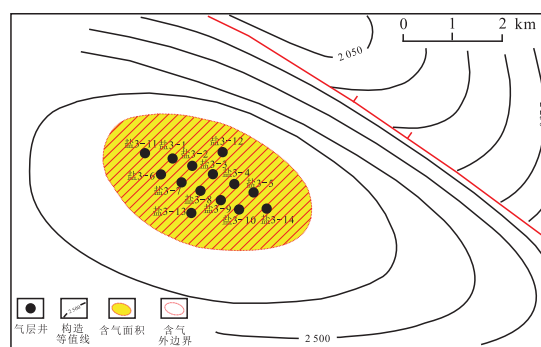


图2 盐湖气田顶密边稀井网部署

Fig. 2 Well pattern deployment in the shape of dense at the top and sparse at edge in Yanhu Gas Field

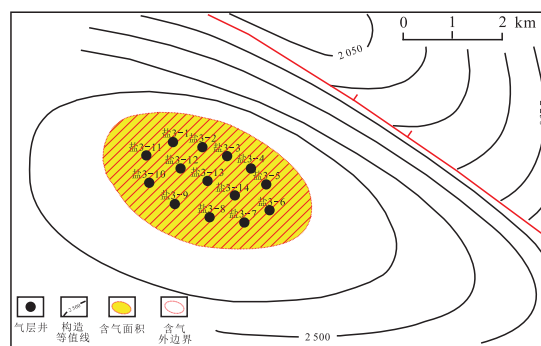


图3 盐湖气田环形井网部署

Fig. 3 Annular well pattern deployment in Salt Lake Gas Field

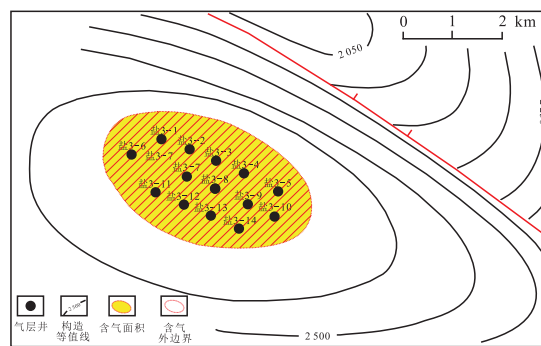


图4 盐湖气田均匀井网部署

Fig. 4 Uniform well pattern deployment in Yanhu Gas Field

年限最短(14 a),采出程度最低(54.78%),最终确定为:①尽可能沿轴线、占高点,顶密边稀布井,井距400~500 m;②井位距离气水边界300~500m,平均400 m左右。

3.2 井网部署设计

依照国内多层油气藏的开发经验,结合地质特征较为相似的涩北气田开发实际,按照疏松砂岩多层气藏的开发层组划分原则^[12]:①同时射开投产的

一组气层,可视为同一动态监测系统;②开发层组间的隔层厚度在5 m以上,以确保单元间分隔的可靠性;③每个层组的跨度应小于70 m,保证层组上下的压力差不会过大,以利于控制合理生产压差和主动防砂。

盐湖气田含气井段长,压力系统差异大,划分两套深浅开发层系以便气田开发动用次序的安排。两套开发层系共划分6个开发层组30个小层(表2、图5)。

表2 盐湖气田开发层组划分
Table 2 Division of development layers of Yanhu Gas Field

开发层系	开发层组	气层个数	有效厚度/m	跨度/m
一	I	8	19.08	50.80
	II	5	15.17	48.24
	III	3	7.46	22.50
二	IV	5	7.44	19.66
	V	5	11.16	38.34
	VI	4	10.55	53.00
合计		30	70.86	

依据各小层含气面积、储量评价和层组划分,考虑采气成本、管理模式和气田稳产等因素,论证气田开发井网。因气田层多、层间分隔性较好,开发部署应突出发挥主力气层的作用,对于面积大、储量多、集中分布的气层进行合理组合,充分借鉴多层合采在涩北取得的较好应用成效,提高开发效果。将面积小的气层单独组合射孔单元,避免由于边水推进

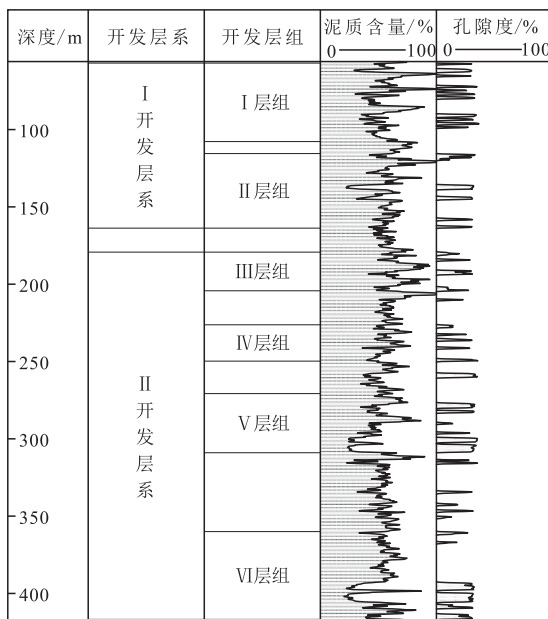


图5 盐湖气田纵向层系划分(1:2 000)

Fig. 5 Division of Longitudinal Strata in Yanhu Gas Field (1:2 000)

不均影响主力层产量发挥。如果按照常规气田的开发模式,各层组均部署一套井网同时开发,气田井数较多,会增加气田的采气成本和后期管理难度;如果参照涩北气田油套同采方式,油管开采下部层组、套管开采上部层组,势必会减少开发井数,但盐湖气田地层压力较低,需要增压开采,由于各层组压力差异较大,同时开采会影响地面增压效果,甚至无法同时增压,接替上返即可实现气田储量分期动用和持续稳产,又可减少投资成本和分级增压难度。

通过上述对比认为,盐湖气田一个层组部署一套井网,采用由深至浅的开发方式,接替上返生产较为合理。设计开发井12口,其中,VI层组布新井1口;V层组布新井4口;IV层组布新井1口;III层组布新井6口。当开发到一定程度后,V层组压力降至与II层组接近、III层组压力降至与I层组接近时,V层组2口井上返至II层组生产,III层组3口井上返至I层组生产。

3.3 开发指标预测

参照浅层油气田开发经验,盐湖气田开发过程中气井易出水出砂^[13],要同时满足携液和控砂的需求,必须在两者之间找到一个平衡点,需确定气井的合理工作制度,优化配产^[14-15]。依据井网优化部署结果,开展数值模拟,预测开发指标(图6)。共部署开发井12口,平均单井配产 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,形成产能规模 $0.46 \times 10^8 \text{ m}^3$,目标产量 $1.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,目标产能 $0.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2012年产气量 $0.126 \times 10^8 \text{ m}^3$,2013年产气量 $0.46 \times 10^8 \text{ m}^3$,后期

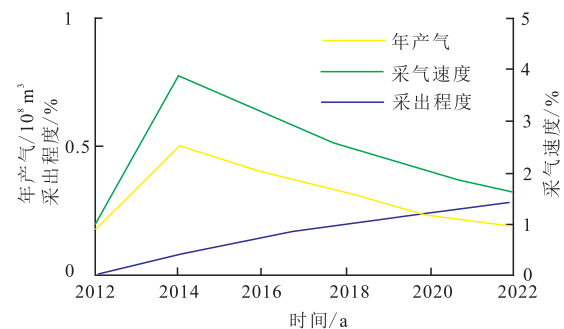


图6 开发方案指标预测曲线

Fig. 6 Prediction curves of development scheme index
产量递减率10%,生产期10 a,累计产气 $3.13 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

4 结论

1) 盐湖气田属于超浅层小型气田,需从井网部

署、地面配套和运行管理等方面探索一种适合气田特征的、简洁实用的开发模式,达到效益最佳,提高最终采收率的目的。

2) 盐湖气田采用顶密边稀的布井方式,设计一个层组,一套井网,采用由深至浅的开发方式,接替上返生产较为合理。

3) 超浅层小型气藏的开发先例国内罕见,开发后需紧密跟踪气藏开发动态,综合评价气田开发效果,不断优化和调整开发对策,提高气田最终采收率。

参考文献

- [1] 程伟. 延川南煤层气开发试验区井网部署与优化研究[J]. 中国煤层气, 2012, (4): 25-28.
CHEN W. Study on well pattern arrangement and optimization in CBM experimental and testing zone in Yanchuan South [J]. China Coalbed Methane, 2012, 9(4): 25-28.
- [2] 杜志敏, 马力宁, 朱玉洁, 等. 疏松砂岩气藏开发管理的关键技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(1): 103-107.
DU Z M, MA L N, ZHU Y J, et al. Key technologies of unconsolidated sandstone gas reservoir development and management[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(1): 103-107.
- [3] 青淳, 唐红君, 卜海. 川西坳陷新场气田浅层气藏开发技术难点及对策[J]. 天然气工业, 2002, 22(3): 55-57.
QING C, TANG H J, BO T. Technical difficulties in developing the shallow gas reservoirs in Xinchang Field in West Sichuan Depression and their countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(3): 55-58.
- [4] 曹赟. 增压开采技术在大牛地气田的应用[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2016, 13(20): 62-67.
CAO Y. Application of pressurized production technology in Daniudi Gas Field[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2016, 13(20): 62-67.
- [5] 向红, 唐海, 苏彦春, 等. 海上薄互层油田层系重组定量方法研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(5): 1-7.
XIANG H, TANG H, SU Y C, et al. Study on quantitative way for recombination of series of strata of reservoir in offshore with thin interbed[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(5): 1-7.
- [6] 张庆. 分层系开发井网优化部署技术应用研究—以E区块A井区为例[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2016, 13(2): 68-71.
ZHANG Q. Research on application of optimal deployment technology for layered system development well network: Taking well area A of Block E as an example[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2016, 13(2): 68-71.
- [7] 朱秋琳, 杨喜彦, 刘俊丰, 等. 涩北气田气井动态多因素合理配产研究[J]. 青海石油, 2014, 32(3): 50-58.
ZHU Q L, YANG X Y, LIU J F, et al. Study on rational production allocation of Gas well performance in Shibe Gas Field[J]. Qinghai Petroleum, 2014, 32(3): 50-58.
- [8] 王秀芝, 石志良, 龙胜祥, 等. 元坝气田开发经济合理井距研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(3): 340-342.
WANG X Z, SHI Z L, LONG S X, et al. Study on economic and reasonable well spacing of Changxing Formation reservoir development in Yuanba Gas Field[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(3): 340-342.
- [9] 姜艳东, 钟世敏, 万玉金, 等. 涩北二号气田开发技术政策界限模拟研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(2): 367-369.
JIANG Y D, ZHONG S M, WAN Y J, et al. Boundary simulation study on development technology policy of Sebei No. 2 Gas Field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(2): 367-369.
- [10] 王世艳. 孤东地区浅层气藏开发技术对策[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(4): 82-83.
WANG S Y. Technical development strategies for shallow gas reservoirs in Gudong area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(4): 82-83.
- [11] 宗贻平, 马力宁, 贾英兰, 等. 涩北气田100亿立方米天然气产能主体开发技术[J]. 天然气工业, 2009, 29(7): 1-3.
ZONG Y P, MA L N, JIA Y L, et al. The main exploitation techniques applied for the goal of annual gas deliver ability of 10 bcm in the Sebei gas field[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(7): 1-3.
- [12] 宗贻平, 李永, 尉亚民, 等. 涩北气田第四系疏松砂岩气藏有效开发工艺技术研究及应用[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 357-370.
ZONG Y P, LI Y, WEI Y M, et al. Research and application of production techniques for quaternary loose sand reservoirs in Sebei Gas Field[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 357-361.
- [13] 汪立君, 郝芳, 陈红汉, 等. 中国浅层油气藏的特征及其资源潜力分析[J]. 地质通报, 2006, 25(Z2): 1080-1087.
WANG L J, HAO F, CHEN H H, et al. Characteristics of shallow petroleum accumulations in China and analysis of their petroleum resource potential[J]. Geological Bulletin of China, 2006, 25(9): 1079-1087.
- [14] 周广厚, 李文魁, 李隽, 等. 涩北气田出砂出水气井合理工作制度确定[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 49-51.
ZHOU G H, LI W K, LI J, et al. Determination of rational working system for gas wells with sanding and water in Sebei Gas Field[J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(4): 49-51.
- [15] 罗志锋, 张楠林, 赵立强. 考虑诱导应力的压裂气井出砂预测[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(1): 38-43.
LUO Z F, ZHANG N L, ZHAO L Q. Sand prediction of fractured gas wells by consideration of induced stress[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(1): 38-43.

(编辑 尹淑容)