

苏里格致密砂岩气藏产能控制因素及敏感性分析

林倩, 高秀丽, 谯延松, 李东林, 齐丹, 刘庆

中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气合作开发分公司 天津 300450

通讯作者: Email: linqian9551@163.com

项目支持: 渤海钻探工程有限公司油气合作开发分公司科研项目“气井投产初期阶段产能评价及生产制度优化研究”(2024YQDZ03K)

引用: 林倩, 高秀丽, 谯延松, 等. 顺北超深井分段酸压关键工程技术研究与应用[J]. 油气井测试, 2025, 34(2): 66-72.

Cite: LIN Qian, GAO Xiuli, Qiao Yansong, et al. Controlling factors and sensitivity analysis of productivity in Sulige tight sandstone gas reservoirs[J]. Well Testing, 2025, 34(2): 66-72.

摘要 致密砂岩气藏已成为油气增储上产的主力之一,但其渗流机理不同于常规气藏,使得单井产能影响因素更为复杂,而产能直接影响区块整体开发效果。通过采用数值模拟方法、不稳定产能预测法、模糊综合评价法从地质、压裂改造及生产制度三个方面对产能控制因素及其敏感性进行分析。结果表明,①储层物性是气井产能的首要影响因素;压裂改造应控制合理造缝长度及最优压裂缝导流能力;气井应控制合理生产压差生产,适当延长气井连续生产时间;②产能主控因素敏感性从强到弱为:地层系数>裂缝半长>储能系数>裂缝导流能力>生产压差>连续生产时间。该成果可提高研究区块气井经济可采储量、提升储量有效动用程度,对制定开发技术政策提供参考依据。

关键词 苏里格气田;致密砂岩气藏;产能控制因素;敏感性分析;压裂参数;生产压差;连续生产时间

中图分类号: TE377

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.02.011

Controlling factors and sensitivity analysis of productivity in Sulige tight sandstone gas reservoirs

LIN Qian, GAO Xiuli, QIAO Yansong, LI Donglin, QI Dan, LIU Qing

Oil and Gas Cooperative Development Branch, CNPC Bohai Drilling and Engineering Co., Ltd., Tianjin 300450, China

Abstract: Tight sandstone gas reservoirs have become a major contributor for increasing hydrocarbon reserves and production. However, their flow mechanisms differ significantly from conventional gas reservoirs, making the factors affecting single-well productivity more complex, which directly influences the overall development efficiency of the block. By employing methods such as numerical simulation, transient productivity prediction, and fuzzy comprehensive evaluation, the controlling factors and sensitivity analysis of productivity were analyzed from three perspectives: geological conditions, fracturing stimulation, and production regime. The results indicate that: ① Reservoir physical properties are the primary factor governing gas well productivity. Fracturing stimulation should aim for an optimal fracture length and conductivity, while gas wells must maintain an appropriate production pressure difference to prolong continuous production duration. ② The sensitivity ranking of key productivity-controlling factors from highest to lowest is as follows: formation coefficient > fracture half-length > storability coefficient > fracture conductivity > production pressure difference > continuous production duration. These findings can enhance the economically recoverable reserves of gas wells in the study area, improve reserve utilization efficiency, and provide a theoretical basis for formulating development strategies.

Keywords: Sulige gas field; tight sandstone gas reservoir; productivity-controlling factor; sensitivity analysis; fracturing parameter; production pressure difference; continuous production duration

苏里格致密气藏由于沉积环境多为辫状河三角洲及曲流河三角洲,其砂体叠置情况复杂,连通性较差,需采取压裂改造提高气井产能,在生产过程中稳产时间短,产量压力递减较快^[1-5],压裂改造规模和气井生产制度直接影响产能发挥,从而影响气藏整体开发效果。探究产能控制因素及其对产

能的影响程度,对提高气井经济可采储量、提升区块的储量有效动用程度具有重要意义^[6-9]。

气井开发过程中,气井的地质条件、压裂改造规模及生产制度合理性等均对产能存在不同程度的控制影响,故明确产能控制因素及其敏感性非常关键。大量研究表明,阚洪阁等^[10]基于无阻流量和

储层参数的交会图以及压力恢复试井等方法,对地层砂体展布、水锁效应对产能影响程度进行评价。陶红胜等^[11]提出了储层物性是气井产能的首要影响因素,压裂是气井增产的主要措施。傅建斌^[12]针对致密气藏多重非线性效应及压裂井双重渗流特征,建立产能预测模型。李昊等^[13]创新定量评价启动压力梯度与渗透率和含水饱和度之间的关系,提出含水饱和度对气井产能影响显著。吴永峰等^[14]、冯建伟等^[15]提出了主控地质因素是制约产能的先天气因素,钻完井因素、合理开发技术政策是气井长期维持稳产的决定性因素。林利飞等^[16]基于致密储层渗流理论,建立了考虑应力敏感因素的压裂水平井渗流模型,对于压裂水平井产能影响因素相关性为裂缝数量>裂缝半长>应力敏感>导流能力。本文旨在通过深入融合地层系数、压裂缝导流能力以及生产压差等因素,实现一个涵盖地质特性、压裂改造工艺及生产动态的一体化综合研究框架,为致密砂岩气藏的高效开发提供技术基础。

1 产能控制因素研究

采用不稳定产能预测分析法、机理模型预测法从地质因素、压裂改造因素及生产制度因素三个方面对产能控制因素进行分析研究。

1.1 研究方法

(1) 不稳定产能预测分析法

不稳定流动产能分析法是利用气井生产数据(日产或月产、油压、流压、静压、生产时间),考虑了气藏与井筒耦合作用,通过气藏不稳定渗流理论和物质平衡方程,将地层渗流—井筒流动—井口节流作为生产系统进行整体分析,既考虑气井的渗流特性,又考虑井筒的流动。

(2) 机理模型预测法

采用数值模拟软件参照实际气藏地质、流体和采气参数建立机理模型。储层具体参数采用苏 25 区块的储层参数(见表 1),机理模型相渗曲线如图 1 所示。

表 1 机理模型储层参数
Table 1 Mechanism model reservoir parameters

参数	数值	参数	数值
天然气密度(地下)/(kg·m ⁻³)	0.625 5	地层水密度/(kg·m ⁻³)	1 011.3
原始地层天然气黏度/mPa·s	0.015	地层水黏度/mPa·s	0.578
地层岩石压缩系数/MPa ⁻¹	1.27×10 ⁻⁵	地层水压缩系数/MPa ⁻¹	5×10 ⁻⁴
平均原始地层压力/MPa	27.91	原始地层温度/℃	103
储层平均埋藏深度/m	3 100~3 400		

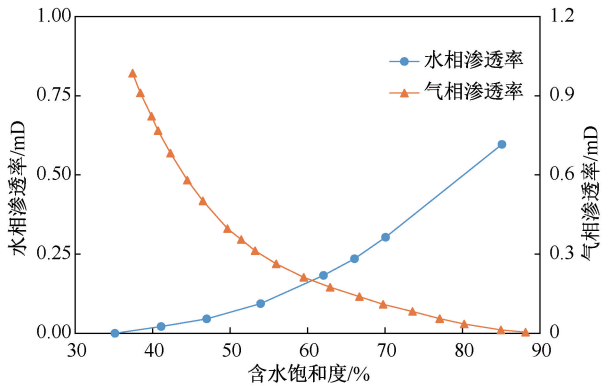


图 1 机理模型相渗曲线

Fig. 1 Relative permeability curve of mechanism model

1.2 地质因素

(1) 地层系数

地层系数是指气层渗透率和动用气层厚度的乘积。根据不稳定产能预测模型解释得出研究区开发井(100 口)渗透率及动用气层厚度,得出地层系数 KH 。绘制地层系数与初期产能的回归曲线(见图 2)。

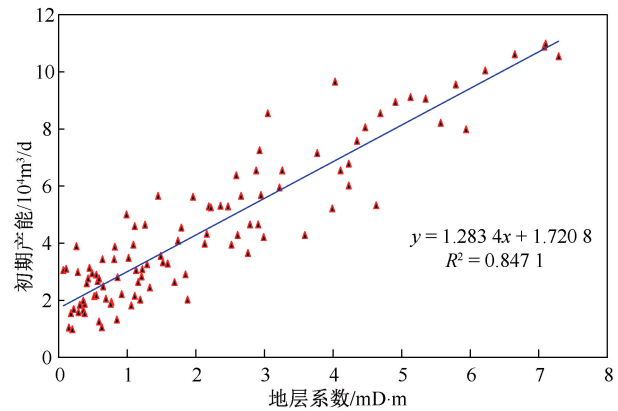


图 2 初期产能与地层系数关系曲线

Fig. 2 Relationship curve between initial production capacity and formation coefficient

由图 2 可知,地层系数与初期产能相关性较好(相关系数 0.779 5),呈线性相关,气井产能与地层系数变化成正比。该经验公式可用来预测气藏及新井的初期平均产能,分析产能分布规律。

$$Q_{\text{AOF}} = 1.283\,4(KH) + 1.720\,8 \quad (1)$$

式中: Q_{AOF} ,初期产能 $10^4\text{ m}^3/\text{d}$; K ,储层渗透率, mD ;

H , 动用气层厚度, m。

(2) 储层储能系数

储层储能系数是指含气饱和度、孔隙度与动用气层厚度的乘积, 其主要反映储层的储集能力及含气性^[17]。根据测井解释结果得出研究区开发井 (100 口) 储能系数, 绘制初期产能与储层储能系数的回归曲线 (见图 3)。

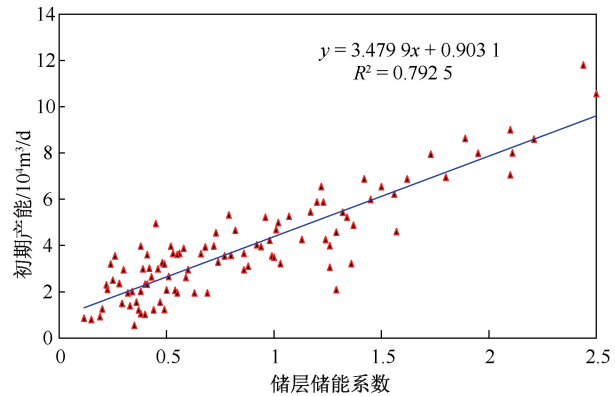


图 3 储能系数与初期产能关系曲线

Fig. 3 Relationship curve between energy storage coefficient and initial production capacity

由图 3 可知, 储层储能系数与初期产能相关性

较好 (相关系数 0.819 2), 呈线性相关, 气井产能与储层储能系数变化成正比, 气井产能随储能系数的增大有明显增长趋势。

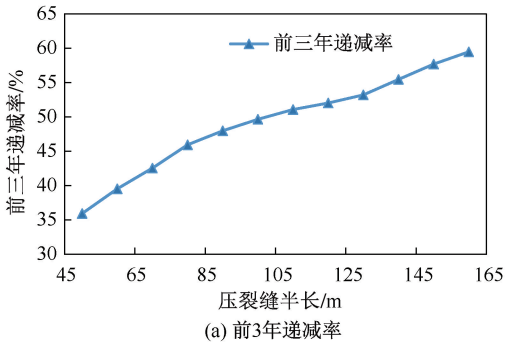
1.3 压裂改造因素

致密气藏一般采取压裂改造措施, 当气井生产和裂缝系统适配性较好时, 可以增加单井井控储量且提高井间剩余气采出程度, 从而保持区块整体压力均衡状态, 提高致密气藏整体开发效果^[18]。

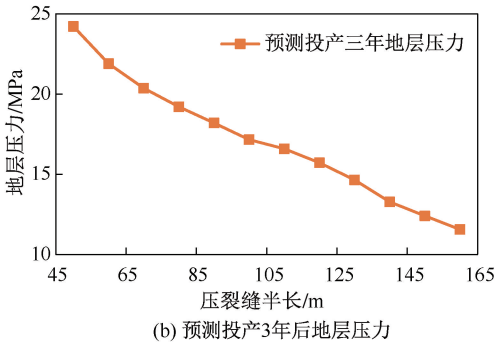
采取模糊综合评价法^[19]进行研究分析, 利用主客观赋权法, 采用升半梯型隶属关系进行评价标准的权重确定, 评价标准为: 前三年递减率 (%)、预测投产三年后地层压力 (MPa)、初期产能 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)、预测 15 年累积产气量 (10^4 m^3), 其权重为 0.16、0.16、0.29、0.39。通过数值模拟方法进行模拟计算, 分析模拟结果并得出影响规律^[20]。

(1) 压裂缝造缝长度

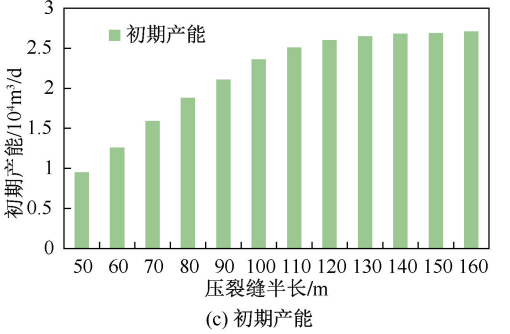
利用机理模型对压裂缝半长 12 个水平: 50 m、60 m、70 m、80 m、90 m、100 m、110 m、120 m、130 m、140 m、150 m、160 m, 进行模拟研究, 模拟结果如图 4 所示。



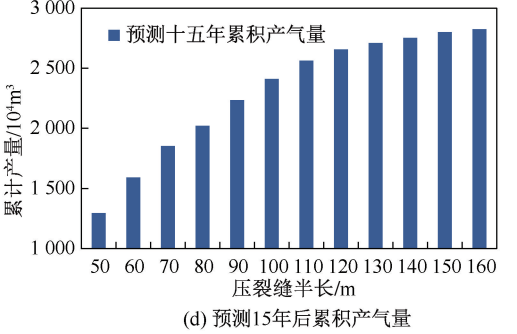
(a) 前3年递减率



(b) 预测投产3年后地层压力



(c) 初期产能



(d) 预测15年后累积产气量

图 4 压裂缝半长模拟结果示意图

Fig. 4 Schematic diagram of half length simulation results for crack compression

根据模糊综合评价法对上述四个评价标准进行研究, 最优值 $C = (35.95, 24.22, 2.71, 2.825)$, 最终得出压裂缝半长 12 个水平中 120 m 决策值最高 (0.83)。合理压裂缝造缝长度对气井生产和压

力水平保持程度呈正向趋势, 气井产能发挥程度最大。

(2) 压裂缝导流能力

利用机理模型对压裂缝导流能力 12 个水平:

20 mD·m、30 mD·m、40 mD·m、50 mD·m、60 mD·m、70 mD·m、80 mD·m、90 mD·m、100 mD·m、

150 mD·m、200 mD·m、300 mD·m,进行模拟研究,模拟结果如图5所示。

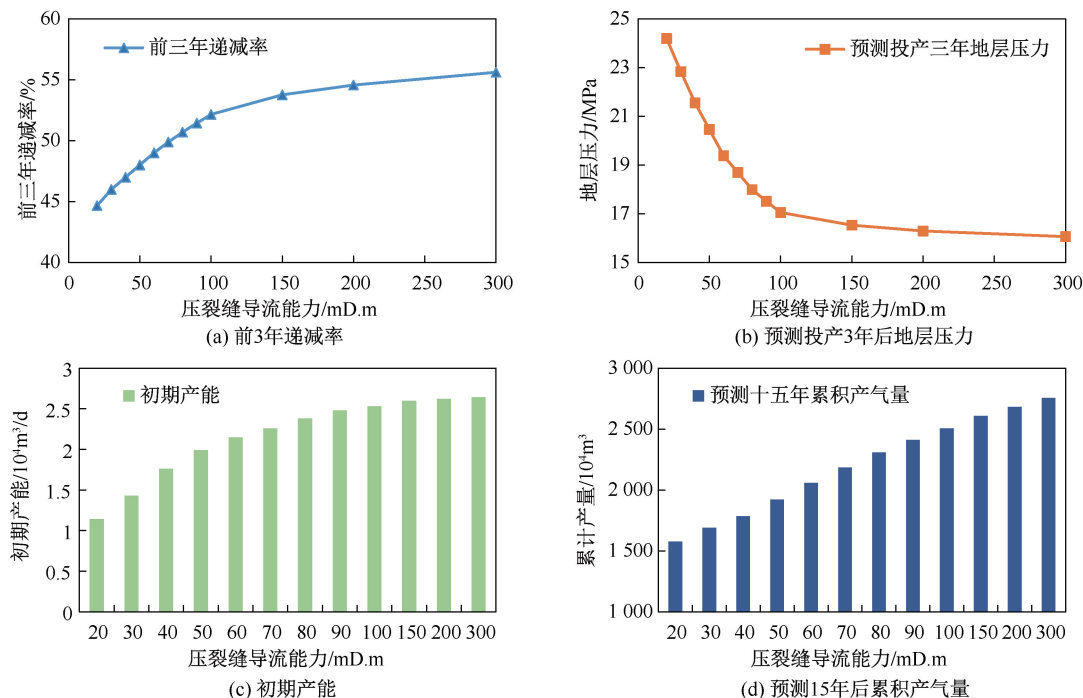


图5 压裂缝导流能力模拟结果示意图

Fig. 5 Schematic diagram of simulation results of crack flow capacity

根据模糊综合评价法对上述四个评价标准进行研究,最优值 $C = (44.66, 24.19, 2.64, 2.756)$ 。压裂缝导流能力到达 100 mD·m,决策值增长速率接近于 0,当压裂缝导流能力到达一定程度时,对气井生产和压力水平保持程度影响减弱,产能发挥程度接近于最大。

1.4 生产制度因素

生产制度的合理性是气井生产动态特征存在差异性的直接原因,会影响气井的经济可采储量及区块整体开发效果^[21-22]。本节研究方法与上节一致。

(1) 生产压差

生产压差过大会导致气井过早到达边界流进入拟稳态状态,井底流压和地层压力压降速率过大,使其存在压降漏斗,影响稳产期及最终产气量,生产压差过小会导致井底出现非线性渗流,影响产能发挥。利用机理模型对生产压差 10 个水平: 1 MPa、2 MPa、3 MPa、4 MPa、5 MPa、6 MPa、7 MPa、8 MPa、9 MPa、10 MPa,进行模拟研究,模拟结果如图 6 所示。

根据模糊综合评价法对上述四个评价标准进行研究,最优值 $C = (43.96, 22.11, 4.19, 2.611)$ 。

从累积产气量指标分析,生产压差 4 MPa 时为累积产气量峰值数据,且决策值最高(0.76),综合分析,合理生产压差对气井稳产及最终产气量具有关键意义。

(2) 气井连续生产时间

利用机理模型对气井连续生产时间 10 个水平: 1 年、2 年、3 年、4 年、5 年、6 年、7 年、8 年、9 年、10 年,进行模拟研究,模拟结果如图 7 所示。

根据模糊综合评价法对上述四个评价标准进行研究,最优值 $C = (23.89, 26.79, 4.88, 2.663)$ 。最终得出气井连续生产时间 6 年决策值最高(0.71)。合理气井连续生产时间对保持地层压力水平及气井保持高效稳产起到积极作用。

研究表明,苏里格致密气藏产能受地质因素、压裂改造和生产制度的显著影响。地层系数和储能系数与初期产能呈强线性正相关(相关系数分别为 0.779 5 和 0.819 2)。压裂优化显示,120 m 裂缝半长和 100 mD·m 导流能力为最佳参数,决策值分别达 0.83 和接近峰值。生产制度方面,4 MPa 生产压差和 6 年连续生产时间能最大化累积产气量(决策值 0.76 和 0.71),有效平衡产能发挥与压力维持,有利于致密气藏高效开发。

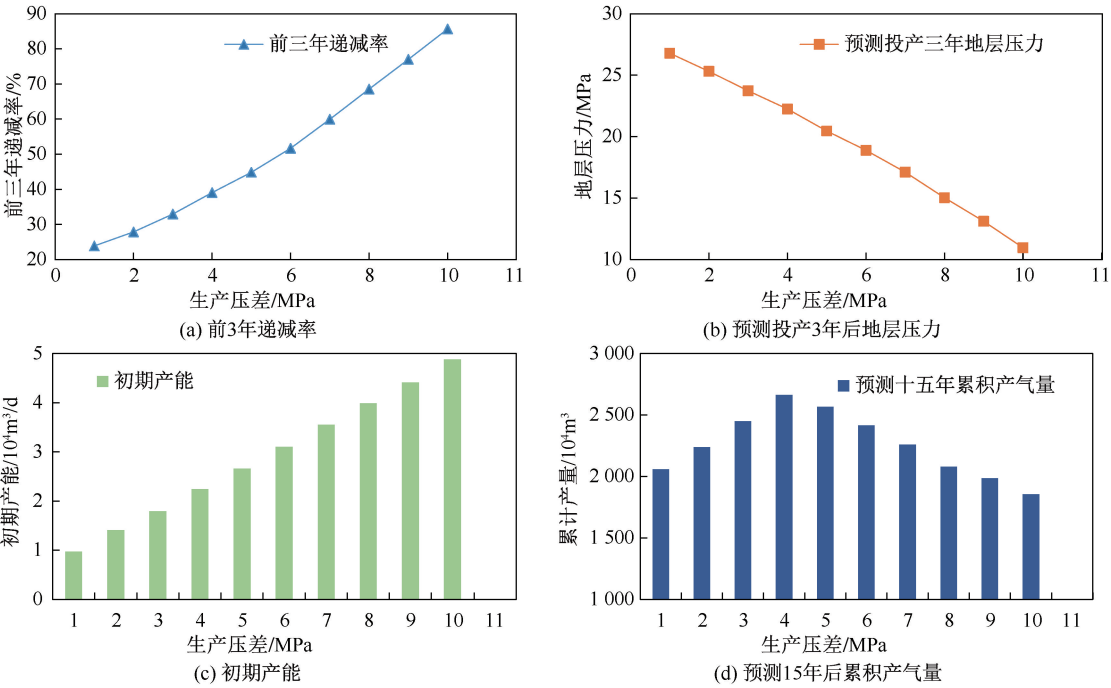


图 6 生产压差模拟结果示意图

Fig. 6 Schematic diagram of simulation results of formation pressure and bottomhole flow pressure difference

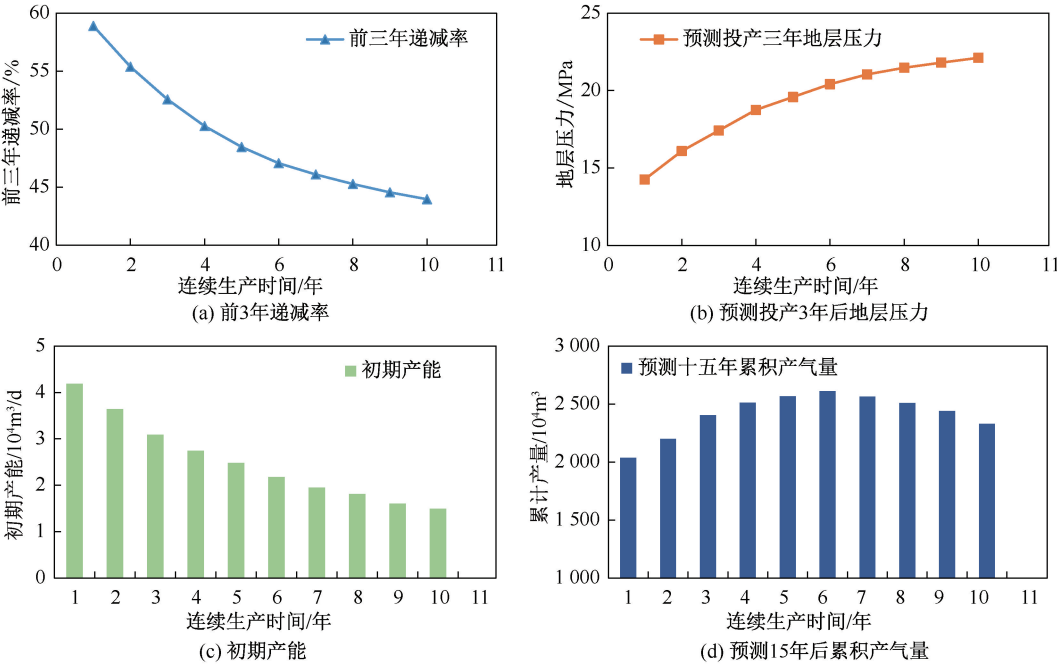


图 7 气井连续生产时间模拟结果示意图

Fig. 7 Schematic diagram of simulation results for continuous production time of gas well

2 敏感性研究

在对产能控制因素研究基础之上进行敏感性分析研究,根据主客观赋权法及模糊综合评价法,确定以拟稳态产能(180 d)及预测 15 年累积产气量(计算权重为 0.36、0.64)为评价标准,利用极差分

析法来研究各个控制因素对产能发挥的影响程度,为致密气藏实际生产中各类参数的确定提供一定的参考依据。

从表 2 可得,产能控制因素的敏感性从强到弱为:地层系数>压裂缝半长>储层储能系数>压裂缝导流能力>生产压差>气井连续生产时间。

表 2 各个控制因素极差分析结果统计表
Table 2 Statistical table of range analysis results for various control factors

评价标准	地层系数 /%	储能系数 /%	压裂缝造缝 长度/%	压裂缝导流 能力/%	生产压差 /%	气井连续生产 时间/%
拟稳态产能	8.96	6.69	5.44	4.69	5.99	1.96
预测 15 年累积产气量	10.95	5.39	8.21	5.26	4.39	4.95
综合评价	10.23	5.86	7.21	5.05	4.97	3.87

3 结论

(1)利用数值模拟及模糊综合分析法进行模拟分析:地质因素方面,地层系数和储层储能系数均与产能呈正比趋势;压裂改造因素方面,压裂缝造缝长度存在最优水平,压裂缝导流能力到达一定程度时,对气井生产和压力水平保持程度影响减弱,产能发挥程度接近于最大;生产制度方面,气井保持合理生产压差及合理气井连续生产时间对气井产能发挥及提高气井经济可采储量有正向作用。

(2)根据产能主控因素的极差分析结果,得出其敏感性从强到弱为:地层系数>压裂缝半长>储层储能系数>压裂缝导流能力>生产压差>气井连续生产时间。

(3)储层物性是决定气井产能的首要影响因素,压裂改造规模是气井产能提升的核心因素,合理生产制度是保证气井产能发挥及长期稳产的决定性因素。

致谢:感谢中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气合作开发分公司同意公开发表;感谢油气合作开发分公司的相关领导和同事给予的支持和帮助。

参考文献

[1] 郑志红,李登华,王志欣,等.我国重点盆地致密油气资源潜力评价[J].中国矿业,2017,26(8):22-29.
ZHENG Zhihong,LI Denghua,WANG Zhixin,et al. Assessment of the potential of tight oil and gas in major basins in China [J]. China Mining Magazine, 2017, 26(8): 22-29.

[2] 吴则鑫.苏里格气田致密气井产能主控因素分析[J].非常规油气,2018,5(5):62-67.
WU Zexin. Analysis of production capacity control factors of low-permeability tight gas reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(5): 62-67.

[3] 金成志,张玉广,尚立涛,等.致密气藏复杂裂缝压裂技术[J].大庆石油地质与开发,2018,37(1):154-157.
JIN Chengzhi, ZHANG Yuguang, SHANG Litao, et al. Fracturing technique for the comprehensive crack in the tight gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2018, 37(1): 154-157.

[4] 黄彦庆,毕有益,牛娜,等.孔隙型致密砂岩气藏产能控

制因素[J].天然气技术与经济,2024,18(4):1-8.
HUANG Yanqing, BI Youyi, NIU Na, et al. Productivity control factors of porous tight sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2024, 18(4): 1-8.

[5] 李坤白.苏里格地区致密气储层“甜点”控制因素及地震预测方法研究[D].西安:西北大学,2017:1-37.
LI Kunbai. Research on the Controlling Factors of “sweet spot” in tight gas reservoirs and seismic prediction methods in Sulige area [D] Xi'an: Northwest University, 2017: 1-37.

[6] 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. Reserve classification and development countermeasures of low-permeability-tight gas reservoirs in the Ordos basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 65-73.

[7] 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. The Development characteristics and directions of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.

[8] 卢涛,刘艳侠,武力超,等.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(6):43-52.
LU Tao, LIU Yanxia, WU Lichao, et al. Difficulties and countermeasures for stable production of tight sandstone gas reservoirs in Sulige gas field, Ordos basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 43-52.

[9] 费世祥,余浩杰,陈存良,等.致密砂岩气藏水平井开发关键技术——以苏里格气田上古生界为例[J].西安石油大学学报(自然科学版),2022,37(4):26-35.
FEI Shixiang, YU Haojie, CHEN Cunliang, et al. Key technologies for horizontal well development in tight sandstone gas reservoirs: a case study of the upper Paleozoic in Sulige gas field [J] Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2022, 37(4): 26-35.

[10] 洪阔阁,胡静,胡苗,等.延113~延133井区致密砂岩储层产能影响因素分析[J].油气井测试,2022,31(4):54-60.
KAN Hongge, HU Jing, HU Miao, et al. Analysis on factors affecting productivity of tight sandstone reservoirs in Yan 113-Yan 133 well block [J]. Well Testing, 2022, 31(4): 54-60.

- [11] 陶红胜,侯云东,高胜利,等.鄂尔多斯盆地上古生界气井产能控制因素分析[J].石油地质与工程,2014,28(1):68-70.
TAO Hongsheng, HOU Yundong, GAO Shengli, et al. Controlling factors analysis of upper palaeozoic gas well production capacity in Ordos basin [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(1):68-70.
- [12] 傅建斌.考虑多因素影响的致密气藏压裂井产能预测方法[J].断块油气田,2021,28(2):156-161.
FU Jianbin. Productivity prediction method of fractured wells in tight gas reservoir considering [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2):156-161.
- [13] 李昊,房茂军,樊伟鹏,等.含水致密气藏产能评价新方法——以鄂尔多斯盆地东缘致密气田为例[J].科技和产业,2023,23(12):191-197.
LI Hao, FANG Maojun, FAN Weipeng, et al. A new method for productivity evaluation of water bearing tight gas reservoir——taking the tight gas field in the eastern margin of Ordos basin as an example[J]. Science Technology and Industry, 2023, 23(12):191-197.
- [14] 吴永峰,任广磊.大牛地气田中二叠统盒1段气藏产液特征及控制因素[J].天然气技术与经济,2020,14(4):12-17.
WU Yongfeng, REN Guanglei. Liquid production characteristics and controlling factors of the middle Permian He1 gas reservoir in the Daniudi gas field [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(4):12-17.
- [15] 冯建伟,赵力彬,王焰东.库车坳陷克深气田超深层致密储层产能控制因素[J].石油学报,2020,41(4):478-488.
FENG Jianwei, ZHAO Libin, WANG Yandong. Controlling factors for productivity of ultra-deep tight reservoirs in Keshen gas field, Kuqa depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4):478-488.
- [16] 林利飞,王彦伟,李金阳,等.致密气藏压裂水平井产能影响因素分析[J].延安大学学报(自然科学版),2023,42(4):31-38.
LIN Lifei, WANG Yanwei, LI Jinyang, et al. Analysis of influencing factors on productivity of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs [J]. Journal of Yan'an University (Natural Science Edition), 2023, 42(4):31-38.
- [17] 陈文,赵春妮,贾松,等.储能系数在确定气藏边界中的应用——以AY气田GS6井区龙王庙组气藏为例[J].天然气勘探与开发,2020,43(1):6.
CHEN Wen, ZHAO Chunni, JIA Song, et al. Energy-storage coefficient to determine reservoir boundary: An example from Longwangmiao Formation, GS6 well block, AY gasfield, Sichuan basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020, 43(1):6.
- [18] 陈古明,杨跃明,邱宗恬.白马庙气田蓬莱镇组气藏气井产能控制因素研究[J].天然气工业,2003,23(6):12-15.
CHEN Guming, YANG Yueming, QIU Zongtian. Research on the productivity control factors of gas wells in the Penglaizhen formation gas reservoir of the Baimamiao gas field [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(6):12-15.
- [19] 乔峰.特高含水后期砂岩油藏流场转换技术研究[D].成都:西南石油大学,2019:1-44.
QIAO Feng. Research on flow field transformation of sand reservoir in Extra-high water cut period [D]. Chengdu: Southwest petroleum University.
- [20] 齐艳平.基于模糊综合评价的油气田开发项目管理评估研究[J].项目管理技术,2011,9(5):96-100.
QI Yanping. Research on management evaluation of oil and gas field development projects based on fuzzy comprehensive evaluation [J]. Project Management Technology, 2011, 9(5):96-100.
- [21] 李鹏,范倩倩,霍明会,等.苏里格气田气井配产与递减率关系研究及应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2020,42(1):126-132.
LI Peng, FAN Qianqian, HUO Minghui, et al. Researches on relationship between production allocation and decline rate of gas wells in Sulige gas field [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 42(1):126-132.
- [22] 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.

编辑 陈晓微

第一作者简介:林倩,女,1995年出生,工程师,硕士,2021年获西南石油大学油气田开发工程硕士学位,现主要从事气藏工程及采气工艺工作。电话:18328659551, Email: lin-qian9551@163.com。通信地址:天津市滨海新区第二大街83号中国石油天津大厦,邮政编码:300450。