

利用改进地层系数法预测苏 X 区块气井产能

邓东东,王玉善,高磊,李国良,房金伟,张洁

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 300457

通讯作者:Email: dengdongdong666@126.com

项目支持:渤海钻探工程有限公司重大科技专项“苏里格合作区块地质深化研究”子课题“苏里格合作区块低品质储量区分级评价及开发部署”(2020ZD09F-02)

引用:邓东东,王玉善,高磊,等. 利用改进地层系数法预测苏 X 区块气井产能[J]. 油气井测试,2021,30(3):1-6.

Cite: DENG Dongdong, WANG Yushan, GAO Lei, et al. Prediction of gas well productivity in block Su X by improved formation coefficient method [J]. Well Testing, 2021,30(3):1-6.

摘要 苏里格气田预测气井产能的方法未考虑高含水饱和度对气井产能的影响,导致产能预测结果偏差大。以气井产能方程为基础,研究影响产能因素,综合分析各参数判断影响未压裂投产井产能的主要因素为地层系数,为减小束缚水饱和度和残余气饱和度对储层评价的影响,提出改进地层系数法预测产能。该方法选用 *pirson* 相对渗透率模型,利用实验数据确定模型经验参数,求取归一化相对渗透率,结合有效气层厚度,得到基于归一化相对渗透率的改进地层系数 *M*,建立 *M* 预测产能模型。经苏 X 区块苏 X-20-9X 井及苏 X-11-22X 井进行验证,利用改进的地层系数法预测的无阻流量与试气无阻流量符合率在 82% 以上,符合气井的实际生产规律。该方法所需参数少且易获取,在苏 X 区块具有很好的使用价值。

关键词 低渗透气井; 产能影响因素; 未压裂; 相对渗透率; 地层系数; 束缚水; 残余气; 产能预测

中图分类号:TE353 文献标识码:A DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.03.001

Prediction of gas well productivity in block Su X by improved formation coefficient method

DENG Dongdong, WANG Yushan, GAO Lei, LI Guoliang, FANG Jinwei, ZHANG Jie

Oil & Gas Cooperation and Development Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Company, Tianjin 300457, China

Abstract: The method of predicting gas well productivity in Sulige gas field does not consider the influence of high-water saturation on gas well productivity, resulting in large deviation of productivity prediction results. Based on the productivity equation of gas well, the factors affecting productivity are studied. By comprehensive analysis of various parameters, it is judged that the main factor affecting the productivity of unfractured wells is formation coefficient. In order to reduce the influence of irreducible water saturation and residual gas saturation on reservoir evaluation, the improved formation coefficient method is proposed to predict productivity. In this method, the Pearson relative permeability model is selected, the empirical parameters of the model are determined by using the experimental data, and the normalized relative permeability is calculated. Combined with the effective gas reservoir thickness, the improved formation coefficient *m* based on the normalized relative permeability is obtained, and the *M* prediction productivity model is established. Verified by well Su X-20-9X and well Su X-11-22X in Su X block, the coincidence rate between the predicted open flow rate and the gas testing open flow rate by using the improved formation coefficient method is more than 82%, which is in line with the actual production law of gas wells. This method needs few parameters and is easy to obtain, so it has good application value in Su X block.

Keywords: low permeability gas well; productivity influencing factors; unfractured; relative permeability; formation coefficient; irreducible water; residual gas; productivity prediction

鄂尔多斯盆地苏里格气田是中国陆上发现的最大气田,也是目前开采难度最大的低渗透气田,如何高效开发气田对于国民经济可持续发展具有重要的现实和长远意义^[1]。气井产能预测是气田开发一项重要内容,对于编制气田开发规划部署、进行开发方案设计、开发动态分析、气井配产至关

重要^[2-5]。产能是指一定回压下气井的产气量,表示气井的生产能力。气井产能的度量通常采用绝对无阻流量,气井的绝对无阻流量是气井潜在产能的重要表征。目前,产能预测方法主要有:黄全华等提出的单位平方地层压力无阻流量法^[6];陈元千提出的新型 IPR 方程预测产量^[7];田冷等应用改进

BP神经网络方法,在长庆气田进行产能预测^[8];匡建超等应用模糊综合评判方法,研究了长庆中部气田储层识别和产能预测^[9];秦绪英应用指数面积法,预测了塔巴庙地区天然气产能^[10];李保柱等应用拟压力法进行产能预测,指导克拉2气田开发方案设计^[11];张玄奇等应用地层系数法,确定长庆气田气井的产能方程^[12]。

苏里格气田属于河流相沉积的岩性致密气田,典型的三低气藏。这类气藏的储层具有非均质性,孔喉半径小,含水饱和度高地质特征^[13-14]。以上产能预测方法用于低渗气藏未压裂求产气井存在一定局限性:(1)单位平方地层压力无阻流量法和新型IPR方程利用单点法测试资料计算产能,要求有一定的测试时间,气井生产动态达到拟稳态阶段之后产能计算越准确。(2)改进BP神经网络方法和应用模糊综合评判方法充分考虑客观实际问题的多个复杂因素及非线性联系,但是此方法要求训练样本越多,建立的预测模型越有代表性。(3)指数面积法适于物性好的储层,它是一种近似方法,误差较大。(4)拟压力法和地层系数法未考虑高含水饱和度对气井产能的影响。

针对上述问题,为提高产能预测精度,减少束缚水饱和度和残余油气带来的影响,本文提出了改进地层系数法预测气井产能,即基于归一化相对渗透率的地层系数 M 预测气井产能。该方法所需参数少且易获取,在苏X区块应用效果良好。

1 产能主控因素判识

地层压力变化进入拟稳态后,压差与产量关系^[15]如下,即

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = \frac{12.69\bar{\mu}_g \bar{Z} T q_g}{Kh} \left(\lg \frac{0.472r_e}{r_w} + S + Dq_g \right) \quad (1)$$

表达成二项式产能方程为

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = Aq_g + Bq_g^2 \quad (2)$$

$$A = \frac{29.22\bar{\mu}_g \bar{Z} T}{Kh} \left(\lg \frac{0.472r_e}{r_w} + \frac{S}{2.302} \right) \quad (3)$$

$$B = \frac{12.69\bar{\mu}_g \bar{Z} T D}{Kh} \quad (4)$$

气井绝对无阻流量表示为

$$p_R^2 - p_{sc}^2 = Aq_{AOF} + Bq_{AOF}^2 \quad (5)$$

转化为

$$q_{AOF} = \frac{2(p_R^2 - 0.101^2)}{A + \sqrt{A^2 + 4B(p_R^2 - 0.101^2)}} \quad (6)$$

式中: p_R 为地层压力,MPa; p_{wf} 为井底压力,MPa; A 、 B 分别为二项式产能方程系数; q_g 为气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; q_{AOF} 为无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; h 为地层厚度,m; K 为地层渗透率,mD; $\bar{\mu}_g$ 为气层平均状态下参考黏度,mPa·s; \bar{Z} 为地层条件下平均气体偏差系数,无因次; \bar{T} 为地层条件下平均温度,K; r_e 为气井供气半径,m; r_w 为井底折算半径,m; D 为非达西流系数, $(10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$; S 为表皮系数,无因次。

气井绝对无阻流量与地层压力成正比,与产能方程系数 A 和 B 成反比。因此, A 和 B 是影响气井产能的因素。

影响产能系数 A 、 B 值参数总结为外因和内因。内因(储层地质因素)分为形状因子和储层参数,外因(工程因素)分为油藏参数和工程参数。

形状因子:平均温度 \bar{T} ,平均气体偏差系数 \bar{Z} ,平均天然气地下黏度 $\bar{\mu}_g$;

储层参数:地层厚度 h ,地层渗透率 K ;

油藏参数:地层压力 p_R ,生产压差,气井供气半径 r_e ,井底折算半径 r_w ,非达西流系数 D ;

工程参数:完井方式,井筒参数,压裂参数,表皮系数 S ;

参数 \bar{T} 从井下测试得到, \bar{Z} 和 $\bar{\mu}_g$ 从每口井取样流体的气体物性分析得到, D 取经验值, r_e 、 r_w 和 S 值由井网条件和完井条件确定。

通过以上分析可知,影响气井产能大小主要因素有生产压差和储层参数。对于未压裂气井,地层系数为产能主控因素。

2 求取改进地层系数

低渗透致密气藏属于变形介质气藏,对于该类气藏,其渗透率和孔隙度等物性参数随压力和束缚水饱和度变化较为敏感。为提高产能预测精度,减少束缚水饱和度和残余油气带来的影响^[16-17],选用归一化相对渗透率,提出改进地层系数预测气井产能。

确立气相的相渗透率 K_g ,然后求取改进地层系数 M 。根据苏里格气田相对渗透率实验室测量数据,对比分析数个相对渗透率经验模型发现,Pirson模型^[18]比较接近实验关系。且Pirson模型是以油(气)相最大有效渗透率为标准进行归一化处理的,

可以减少致密砂岩储层束缚水饱和度和残余油(气)饱和度带来的影响。根据实验数据,确定Pirson模型中的经验参数,建立区块的相对渗透率模型。

根据Pirson模型,有

$$K_{rgl} = C \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{gr}} \right)^m \quad (7)$$

式中: K_{rgl} 为归一化相对渗透率,mD; C, m 分别为模型系数; S_{wi} 为束缚水饱和度,%; S_{gr} 为残余气饱和度,%; S_w 为含水饱和度,%。

含水饱和度 S_w 可以直接读取。因此,需要计算束缚水饱和度 S_{wi} 和残余气饱和度 S_{gr} 。

2.1 建立束缚水饱和度和残余气饱和度模型

研究区块试气井的岩心资料。岩心测试结果表明,岩心束缚水饱和度与岩心孔隙度存在很好的正相关性。区块岩样束缚水饱和度与孔隙度关系为

$$S_{wi} = 97.415 - 4.325 2\phi \quad (8)$$

式中: ϕ 为地层孔隙度,小数。

同样,通过岩心资料对束缚水饱和度 S_{wi} 与残余气饱和度 S_{gr} 进行回归,拟合出关系式 $S_{gr} = f(S_{wi})$,建立残余气饱和度 S_{gr} 计算模型(图1),即

$$S_{gr} = -0.196 9 S_{wi} + 0.365 1 \quad (9)$$

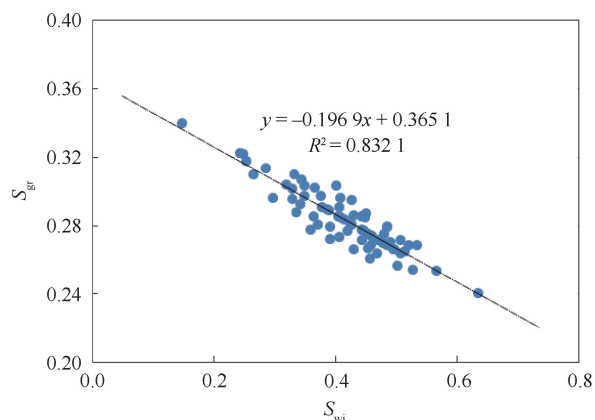


图1 S_{wi} 与 S_{gr} 关系模型

Fig. 1 Relationship model between S_{wi} and S_{gr}

2.2 确定Pirson模型的经验参数

确定含水饱和度 S_w 、束缚水饱和度 S_{wi} 、残余气饱和度 S_{gr} 后,利用实验数据,对综合系数 $1 - (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi} - S_{gr})$ 与归一化相对渗透率 K_{rgl} 进行拟合(图2),确定模型中的经验参数,建立实用的相对渗透率模型。

苏X区块的Pirson相对渗透率模型为

$$K_{rgl} = 0.858 7 \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{gr}} \right)^{1.532} \quad (10)$$

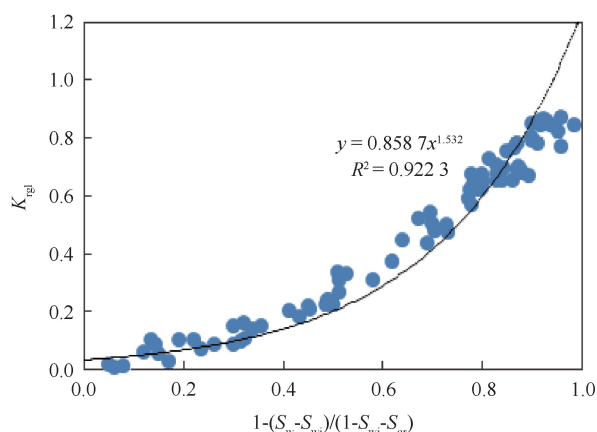


图2 Pirson相对渗透率模型

Fig. 2 Pirson relative permeability model

2.3 确立气相相对渗透率模型

Pirson模型求取的是归一化相对渗透率^[19-20],由相对渗透率的实验数据^[21-23]建立气相相对渗透率 K_{rg} 与归一化相对渗透率 K_{rgl} 的转换关系。

$$K_{rg} = 0.179 5 K_{rgl} + 0.002 1 \quad (11)$$

$$R^2 = 0.988 5$$

式中: K_{rg} 为气相相对渗透率,mD。

2.4 建立改进地层系数模型

气相相渗透率为气相相对渗透率乘以气相绝对渗透率,即 $K_g = K_{rg} K$ 。改进地层系数为

$$M = K_g \times H_e \quad (12)$$

式中: K_g 为气相相渗透率,mD; H_e 为试气层段内测井解释气层厚度,m; M 为改进地层系数。

对于试气层段包含多个气层的情况, M 为每个气层地层系数的累加。因而,该方法不仅适于单层测试,也适于多层合试。

3 产能预测模型建立及合理性分析

在建立产能预测模型的基础上,对误差进行分析。

3.1 产能预测模型建立

选取试气关井测试时间较长,压力恢复稳定,投产时间满3年且生产稳定的不同区域不同层位井共计105口。

按照建立的改进地层系数 M 计算模型,计算105口井的地层系数 M ,然后与这105口井的试气无阻流量数据进行拟合,建立 M 预测产能的模型,即

$$Q_{AOF} = 7.736 3 M^{0.759 5} \quad (13)$$

$$R^2 = 0.895 4$$

图5 苏X-20-9X井测井分析图

Fig.5 Well logging analysis of Well Su X-20-9X

由图4、图5可见,建立的改进地层系数 M 计算模型预测无阻流量与试气无阻流量相对误差均小于0.3,且该方法适于单层砂体和多层复合砂体。依据该方法预测无阻流量计算合理产量,投产后稳定生产,符合气井生产规律。

5 结论

(1)基于产能方程研究影响产能因素,总结为内因和外因。内因包括地质参数和储层参数;外因包括油藏参数和工程参数。参数综合分析判断未压裂投产气井产能主要影响因素为地层系数。

(2)考虑到苏里格气田产能受束缚水饱和度和残余气饱和度影响,提出基于归一化相对渗透率的地层系数的产能预测模型。

(3)改进地层系数法预测气井产能适于储层中存在多相流体的情况。该方法预测气井产能充分考虑砂体非均质性,不仅适于单层砂体也适于多层复合砂体。

(4)运用改进地层系数法预测气井产能误差较小,相对误差小于50%的占82.9%,可以满足生产需求,具有一定推广价值。

致谢:感谢渤海钻探工程研究院胡涛为改进地层系数图版数据的计算和文稿校对做了大量工作;感谢渤海钻探油气合作开发公司对本成果的大力支持;感谢渤海钻探重大科技攻关项目的资助。

参考文献

- [1] 方义生,刘合年,罗凯. 关于气井产能、气田稳产特征和气区开采潜力的探讨[J]. 石油勘探与开发,2006,33(4):399-405.
- FANG Yisheng, LIU Henian, LUO Kai. Discussion on gas well productivity, gas field plateau and gas area development potential [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006,33(4):399-405.
- [2] 黄天虎,段永刚. 气井产能预测综述[J]. 石油地质与工程,2007,21(2):43-47.
- HUANG Tianhu, DUAN Yonggang. Summary of gas well capacity forecast [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007,21(2):43-47.
- [3] 杨敏,李明,陈宝新,等. 异常高压水驱气藏产能评价及预测方法[J]. 油气井测试,2019,28(5):62-66.
- YANG Min, LI Ming, CHEN Baoxin, et al. Productivity evaluation and forecast method for waterflooding gas reservoir with abnormal high pressure [J]. Well Testing, 2019,28(5):62-66.
- [4] 刘志强,杨婧. 低渗透气藏压裂井气水两相产能计算方

法[J]. 油气井测试,2019,28(3):67-73.

- LIU Zhiqiang, YANG Jing. Calculating method of gas-water two-phase productivity in fractured wells of low permeability gas reservoirs [J]. Well Testing, 2019,28(3):67-73.
- [5] 杜成良,李琳琳,徐凤兰,等. 底水驱基岩气藏全生命周期产能预测方法[J]. 油气井测试,2019,28(4):64-69.
- DU Chengliang, LI Linlin, XU Fenglan, et al. Full life-cycle productivity forecast for bedrock gas reservoir with bottom-aquifer drive [J]. Well Testing, 2019,28(4):64-69.
- [6] 黄全华,曹文江,杨凯雷,等. 气井产能确定新方法[J]. 天然气工业,2000,20(4):58-60.
- HUANG Quanhua, CAO Wenjiang, YANG Kailei, et al. New methods of determining gas well productivity [J]. Natural Gas Industry, 2000,20(4):58-60.
- [7] 陈元千. 气井新的无因次IPR方程及应用[J]. 油气井测试,1998,7(4):22-26.
- CHEN Yuanqian. A new dimensionless ipr equation for gas wells and its application [J]. Well Testing, 1998,7(4):22-26.
- [8] 田冷,何顺利,顾岱鸿,等. 改进BP神经网络模型在长庆气田产能预测中的应用[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2008,30(5):106-109.
- TIAN Leng, HE Shunli, GU Daihong, et al. Application of neural network technique for productivity evaluation in Changqing Gasfield [J]. Journal of Oil and Gas Technology (J. JPI), 2008,30(5):106-109.
- [9] 匡建超,曾剑毅,王众. 模糊优选神经网络储层识别技术在长庆中部气田马五₁段的应用[J]. 油气地质与采收率,2008,15(5):5-7,12.
- KUANG Jianchao, ZENG Jianyi, WANG Zhong. Application of fuzzy optimization neural network in Ma5₁reservoir identification in the central Changqing gas-field, China [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008,15(5):5-7,12.
- [10] 秦绪英. 利用测井资料预测天然气储层产能方法研究[J]. 石油地球物理勘探,2007,42(3):318-321.
- QIN Xuying. Using logging data to predict production capacity in natural gas reservoir [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2007,42(3):318-321.
- [11] 李保柱,朱玉新,宋文杰,等. 克拉2气田产能预测方程的建立[J]. 石油勘探与开发,2004,31(2):107-108,111.
- LI Baozhu, ZHU Yuxin, SONG Wenjie, et al. A productivity forecast equation for the Kela-2 gas field, Tarim basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004,31(2):107-108,111.
- [12] 张玄奇,杨冬玉,尉立岗,等. 地层系数法确定气井的产能方程[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),

- 2012,27(3):46-49.
- ZHANG Xuanqi, YANG Dongyu, YU Ligang, et al. Determination of productivity equation of gas well using formation coefficient [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2012,27(3):46-49.
- [13] 赵军,杨阳,李伟伟,等. 基于有效地层系数的气井产能预测方法[J]. 测井技术,2015,39(4):501-504.
- ZHAO Jun, YANG Yang, LI Weiwei, et al. Prediction method of productivity in tight sand stone based on effective formation factor [J]. Well Logging Technology, 2015,39(4):501-504.
- [14] 朱兆群,林承焰,张苏杰,等. 改进的模糊-灰色综合评判方法在储层定量评价中的应用——以苏里格气田苏X井区盒8下亚段低渗透气藏为例[J]. 石油与天然气地质,2017,38(1):197-208.
- ZHU Zhaoqun, LIN Chengyan, ZHANG Sujie, et al. Application of improved fuzzy-grey comprehensive evaluation method to quantitative reservoir evaluation: A case study of the low-permeability gas reservoirs of the lower part of 8th member of the Shihezi formation in Su X block of Sulige gasfield [J]. Oil & Gas Geology, 2017,38(1):197-208.
- [15] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京:石油工业出版社,2004:6-20.
- [16] LEPINE O J, BISSELL R C, AANONSEN S I, et al. Uncertainty analysis in predictive reservoir simulation using gradient information [J]. SPE Journal, 1999,4(3):251-259.
- [17] 毛志强. 储层产能和产液性质评价中的相对渗透率模型[J]. 测井技术,1998,22(5):5-8.
- MAO Zhiqiang. A relative permeability model for productivity forecast and fluid identification in reservoir evaluation [J]. Well Logging Technology, 1998,22(5):311-314.
- [18] 潘虹. 相对渗透率曲线归一化研究及应用[J]. 中国石油和化工标准与质量,2011,31(11):266.
- PAN Hong. Normalization study and application of relative permeability curves [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2011,31(11):266.
- [19] 杨耀东. 油水相对渗透率数据归一化方法研究[J]. 科技创新导报,2012(21):253.
- YANG Yaodong. Normalization of oil-water relative permeability [J]. Science and Technology Innovation Herald, 2012(21):253.
- [20] 李宁,孙雷,潘毅,等. 油水相渗曲线归一化新方法研究[J]. 复杂油气藏,2015,8(1):38-40,51.
- LI Ning, SUN Lei, PAN Yi, et al. A new method for normalizing oil-water relative permeability curves [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2015,8(1):38-40,51.
- [21] ZUBER M D, FRANTZ J H, GATENS J M. Reservoir characterization and production forecasting for antrim shale wells: An integrated reservoir analysis methodology [C]. SPE 28606, 1994.
- [22] 杨富祥,何振楠,蔡明钰. 低渗透储层岩心室内水驱油实验研究[J]. 当代化工,2018,47(4):768-770,775.
- YANG Fuxiang, HE Zhennan, CAI Mingyu. Indoor experimental study on water-flooding of low permeability reservoir core [J]. Contemporary Chemical Industry, 2018,47(4):768-770,775.
- [23] 贾振岐,孙念,吴景春,等. 特低渗透岩心相对渗透率实验研究[J]. 特种油气藏,2009,16(1):82-83.
- JIA Zhenqi, SUN Nian, WU Jingchun, et al. Experimental study on relative permeability of super-low permeability cores [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009,16(1):82-83.

编辑 刘振庆

第一作者简介:邓东东,女,1984年出生,工程师,2008年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业,主要从事油气田开发地质、油藏工程研究工作。电话:022-66332700,15900249055;Email:dengdongdong666@126.com。通信地址:天津市滨海新区第二大街83号,邮政编码:300457。