

Predicting the Critical Differential Production Pressure of Sand Prevention for X Gas Field Based on Geomechanics Model

Bin Zhao, Hui Zhang, Sheng Chen

Research Institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla Xinjiang
Email: 15810748963@126.com

Received: Oct. 5th, 2016; accepted: Oct. 25th, 2016; published: Oct. 28th, 2016

Copyright © 2016 by authors and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).
<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Many wells in X gas field produced sand. Geomechanics model was founded and critical differential production pressure was predicted for avoiding the harm induced by sand production. The sandstone in X gas reservoir has a good cementation, and the fracturing mechanism complies with the Griffith criterion. The computational formula of the maximum bottom hole flowing pressure permitted for eliminating sand production was derived through elastic theory and stress analysis of the sandstone around well hole. The pore pressures, principal ground stresses, tensile strength, etc., in different depth of gas reservoir, were calculated by utilizing logging data. And the critical differential production pressures in different depth of gas reservoir were computed with these parameters. The sand production situations of several gas wells in X gas field were investigated, which indicated that the wells would not produce sand while the practical production pressure was less than the critical differential production pressures and the wells would produce sand while the practical production pressure was greater than the critical differential production pressures. The prediction method of the critical differential production pressure for preventing sand production of gas well is capable of guiding the working system of gas wells in X gas field and weakening the harm of sand production.

Keywords

Sand Production, Geomechanics, Critical Differential Production Pressure

基于地质力学模型的X气田防砂临界生产压差预测

赵斌, 张辉, 陈胜

中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒

Email: 15810748963@126.com

收稿日期: 2016年10月5日; 录用日期: 2016年10月25日; 发布日期: 2016年10月28日

摘要

X气田多口气井出砂, 为最大限度地消减出砂危害, 建立气井防砂地质力学模型, 预测气井临界生产压差。X气藏为胶结程度较好的砂岩储层, 其破坏机理遵从Griffith准则。依据弹性理论, 通过近井地带储层岩石应力分析, 导出能够避免气井出砂的最大允许井底流压计算公式。利用测井数据, 计算储层不同深度的孔隙压力、主地应力, 以及储层岩石的抗拉强度等参数, 使用临界生产压差计算公式计算储层不同深度的临界生产压差。考察X气田若干口气井的出砂情况, 结果表明当气井实际生产压差小于计算出的临界生产压差时, 气井没有出砂; 当气井实际生产压差大于计算出的临界生产压差时, 气井出砂。该防砂临界生产压差预测方法可有效指导X气田气井工作制度的制定, 消减气井出砂危害。

关键词

出砂, 地质力学, 临界生产压差

1. 引言

出砂是采油气工程中的常见问题, 也是棘手问题。长期以来, 一直危害着油气井的服役期限与油气田的开发效益。如何最大限度地减少或规避油气井出砂, 是备受关注的问题。油气井出砂是储层岩石发生内聚力减小和剪切破坏的结果[1], 流体的持续高速流动会增大油气井出砂的几率[2]。采油气过程中储层, 近井地带岩石强度下降、发生破坏, 会导致油气井出砂[3]。油气井出砂是多种因素共同作用的结果, 从力学角度来看, 主要是储层岩石发生了剪切破坏和拉伸破坏[4] [5] [6]。鉴于储层岩石和流体的物理力学有较大差异, 认清储层特性和出砂机理, 制定相应的防治方法和措施是解决油气井出砂问题的普遍思路[7]-[13]。多种方法被用于监测和预测油气井出砂[14] [15] [16]。油气井出砂防治的关键在于制定合理的油气井工作制度, 使流体流速和井筒流体柱静压力保持在合理范围, 从而维持储层岩石的强度, 延缓或避免储层岩石的破坏。

本文针对X气田的出砂问题, 考虑地应力与岩石抗拉强度对近井地带岩石破坏的影响, 提出了防治油气井出砂的地质力学模型, 并基于该模型利用测井数据进行临界生产压差预测, 有效指导了X气田的防砂工作。

2. 临界生产压差的计算

2.1. 地质力学模型

岩心观察和岩石力学性能测试表明X气田储层砂岩具有较好的胶结性能与较高的力学强度。近井地

带储层岩石处于水平最大主地应力 σ_H 、水平最小主地应力 σ_h 、上覆岩层压力 σ_v ，以及井筒流体柱静压力 p_w 共同作用之下。根据弹性理论，该问题可抽象为平面应变问题。近井地带储层岩石的应力分析模型如图1所示。

2.2. 临界生产压差计算模型

井筒流体柱的静压力对近井地带储层岩石的稳定性有着显著的影响。储层岩石中存在着大量的微裂隙，在外力作用下，裂隙尖端会发生应力集中，造成裂隙扩展，众多的裂隙扩展贯通，就会使得胶结较好的砂岩变成碎裂状态，在储层流体的冲激作用下形成“砂粒流”，造成出砂。将流体柱静压力维持在特定范围内，有利于近井地带储层岩石的稳定性，最大限度地防止储层岩石碎裂。以Griffith准则[17]为判别岩石破坏的依据，利用弹性理论对近井地带储层岩石作应力分析，可推导出能够避免井壁环向每一点破坏的井底流压

$$p_w = \frac{1}{2} [(\sigma_H + \sigma_h) + 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - 8\sigma_t] \quad (1)$$

式中 p_w 为井底流压，MPa； σ_H 为水平最大主应力，MPa； σ_h 为水平最小主应力，MPa； θ 为极角； σ_t 为井壁岩石的抗拉强度，MPa。其中， θ 取 $\frac{\pi}{2}$ 时所求得的井底流压为最小允许井底流压。

相应的临界生产压差

$$\Delta p_w = p_p - p_w \quad (2)$$

式中， Δp_w 为油气井临界生产压差，MPa； p_p 为储层孔隙压力，MPa； p_w 为最小允许井底流压，MPa。

3. 模型参数计算

3.1. 储层孔隙压力的计算

利用测井资料，根据等效深度法[18]计算储层孔隙压力，计算公式如下：

$$p_p = hG_0 + h_e(G_0 - G_n) \quad (3)$$

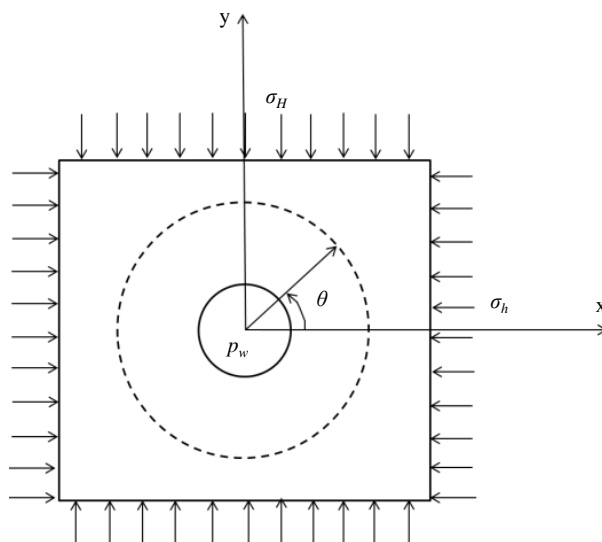


Figure 1. Stress analysis model for rock around well hole

图1. 近井地带储层岩石应力分析模型

式中 p_p 为储层孔隙压力, MPa; h 为所求地层压力点的深度, m; G_0 为上覆地层压力梯度, MPa/m; G_n 为等效深度处的正常压力梯度, MPa/m; h_e 为等效深度, m。

3.2. 主地应力大小与方位的确定

钻井过程中, 井眼形成的瞬间会在水平最大主地应力方位上产生钻井诱导缝。利用可识别的钻井诱导缝的方位确定水平最大主地应力方位。

利用测井资料[19], 根据组合弹簧模型计算水平最大主地应力的、水平最小主地应力的大小, 计算公式如下:

$$\sigma_H = \frac{E}{1-\mu^2} \varepsilon_H + \frac{\mu E}{1-\mu^2} \varepsilon_h + \frac{\mu}{1-\mu} (\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p \quad (4)$$

$$\sigma_h = \frac{\mu E}{1-\mu^2} \varepsilon_H + \frac{E}{1-\mu^2} \varepsilon_h + \frac{\mu}{1-\mu} (\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p \quad (5)$$

式中 σ_H 为水平最大主应力, MPa; σ_h 为水平最小主应力, MPa; E 为岩石弹性模量, MPa; μ 为岩石泊松比; σ_v 为上覆地层压力, MPa; α 为 Biot 系数; ε_H 、 ε_h 为构造应变。

3.3. 储层岩石抗拉强度的计算

利用测井资料, 确定储层岩石的抗拉强度[20] [21], 计算公式如下:

$$\sigma_t = \frac{1}{12} [0.0045E(1-SH) + 0.008SH \cdot E] \quad (6)$$

式中 σ_t 为抗拉强度, MPa, E 为弹性模量, MPa; SH 为泥质含量。

4. 储层不同深度临界生产压差计算

4.1. 算例

利用 XA-0 井 6460-6466m 储层段测井数据(采集数据间隔为 0.125 m), 由式(3)计算出储层每个深度的孔隙压力, 由式(4)与式(5)计算出储层每个深度的水平最大主地应力和水平最小主地应力, 由式(6)计算出储层每个深度的抗拉强度, 并将以上计算结果代入式(2)即可求得储层每个深度的临界生产压差, 如图 2 所示。

根据图 2 中的临界生产压差曲线, 确定采气过程中应该设置的生产压差值, 当生产压差小于该储层段的临界生产压差时, 可以最大限度地避免气井出砂。

4.2. 实际应用

单井生产记录显示: X 气田 A-1 井与 A-2 井投产起生产压差小于临界生产压差(10.9 MPa 与 5.7 MPa), 没有出砂; A-3 井投产初期生产压差小于临界生产压差, 没有出砂, 2014 年 5 月 12 日后, 生产压差大于临界生产压差 12.6 MPa, 气井出砂; A-4 井投产起生产压差即大于临界生产压差, 出砂。统计这 4 口气井的生产压差, 如图 3~6 所示, 并标示临界生产压差(SDP)于图 3~6 中。

5. 结论

1) X 气藏为胶结较好的砂岩储层, 在采气过程中, 气井近井地带储层岩石受到水平最大主地应力、水平最小主地应力、上覆岩层压力, 以及井筒流体柱的静压力, 处于三轴压缩应力状态, 其破坏遵从 Griffith 准则。

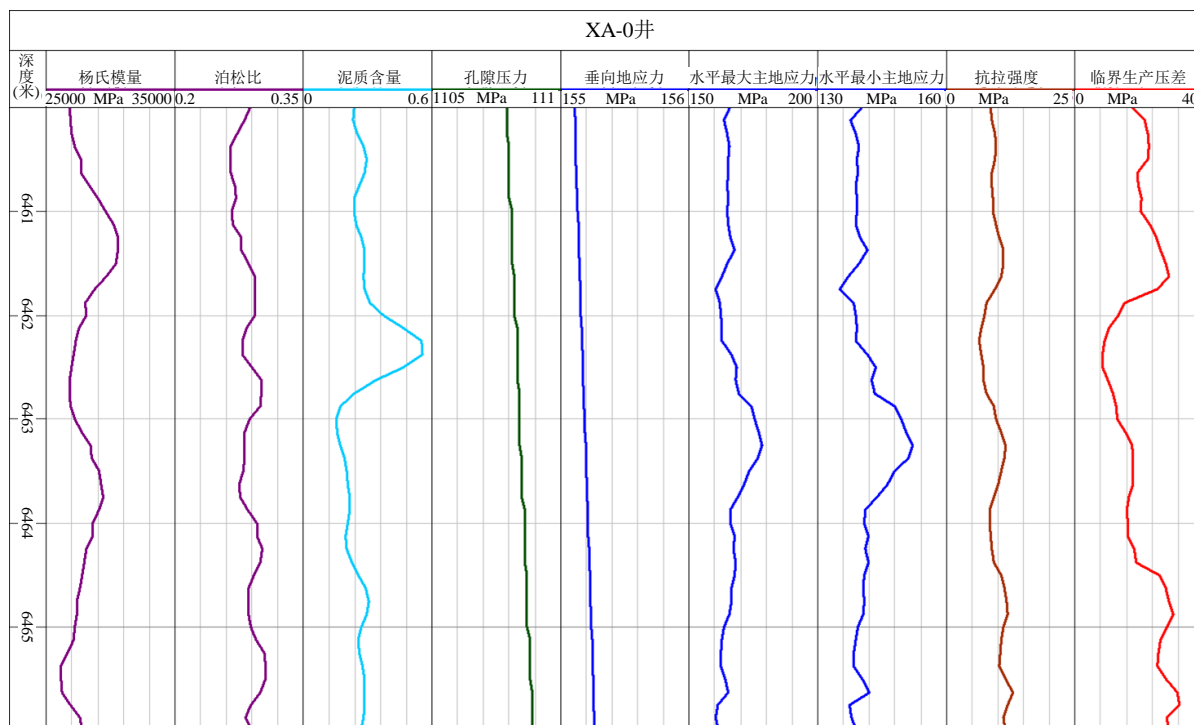


Figure 2. Logging data and calculation results curves for X A-0 well
 图 2. X A-0 井测井曲线与计算结果曲线

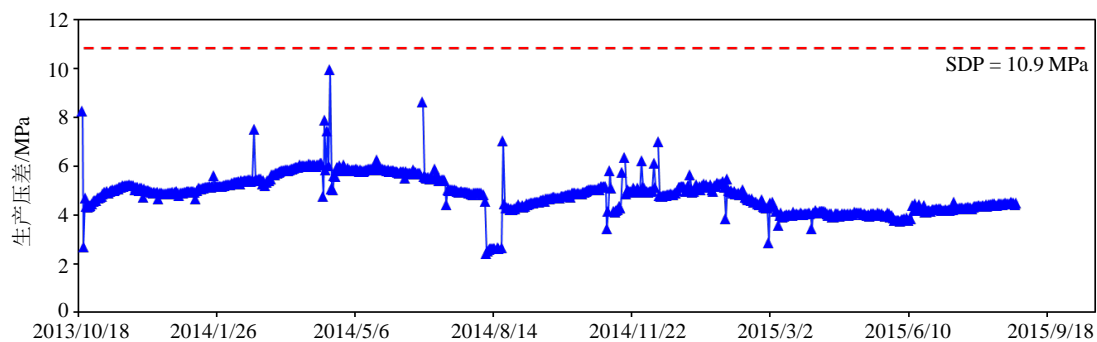


Figure 3. Differential production pressure curve of X A-1 well
 图 3. X A-1 井生产压差曲线

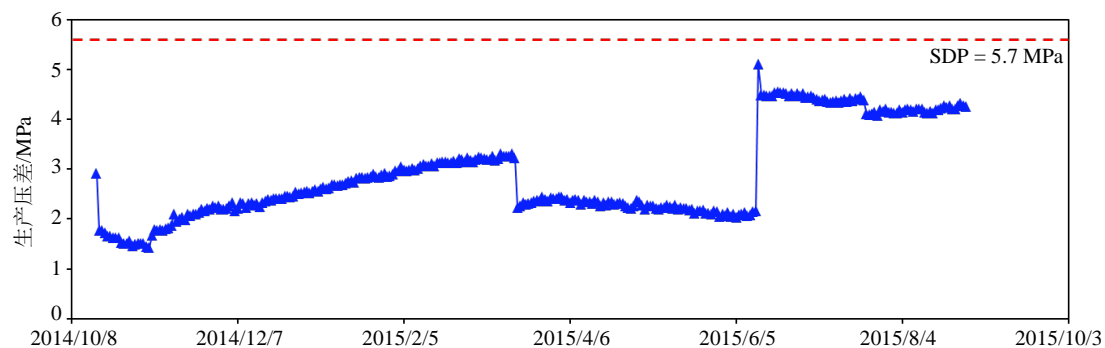


Figure 4. Differential production pressure curve of X A-2 well
 图 4. X A-2 井生产压差曲线

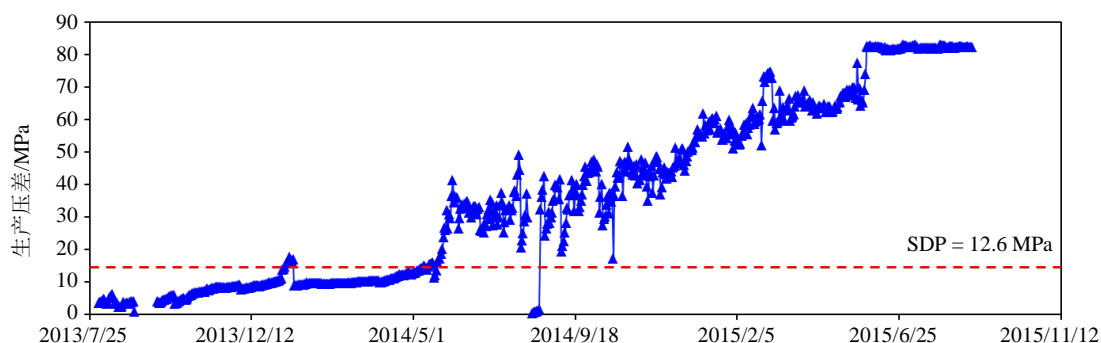


Figure 5. Differential production pressure curve of X A-3 well

图 5. X A-3 井生产压差曲线

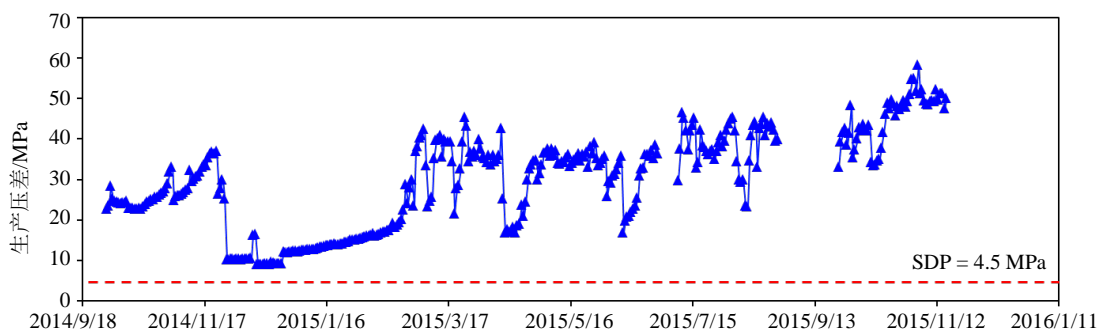


Figure 6. Differential production pressure curve of X A-4 well

图 6. X A-4 井生产压差曲线

2) 生产压差是影响出砂的关键参数,建立了适于计算 X 气田临界生产压差的计算模型,气井投产前依据该模型计算临界生产压差,气井生产过程中设置该临界生产压差为生产压差上限,可最大限度地消减气井出砂。

参考文献 (References)

- [1] 汪永利, 张保平. Fula 油田稠油油藏地层出砂机理实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 109-110.
- [2] 刘先珊, 张林. 持续开采的储层砂岩出砂机理分析[J]. 兰州大学学报(自然科学版), 2013, 49(6): 741-746.
- [3] 朱华银, 陈建军, 李江涛, 等. 疏松砂岩气藏出砂机理研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(3): 296-299.
- [4] 徐守余, 王宁. 油层出砂机理研究综述[J]. 新疆地质, 2007, 24(3): 283-286.
- [5] Wu, B.S. (2002) Production Prediction of Gas Field-Methodology and Field Application. SPE/ISRM78234.
- [6] Dikson, O.U. and David, O.O. (2015) Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells. SPE-178279-MS.
- [7] 钟兵, 马力宁, 杨雅和, 等. 多层组砂岩气藏气井出砂机理及对策研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(10): 89-92.
- [8] 杨银山, 蓝春连, 宋彦海, 等. 南八仙油田油气层出砂机理认识及出砂预测[J]. 钻采工艺, 2011, 34(5): 52-55.
- [9] 刘加元, 刘峰, 高贵洪, 等. 英买力气田群部分井出砂原因分析[J]. 天然气工业, 2008, 28(10): 18-20.
- [10] 熊力坤, 陈娟. 疏松砂岩油气藏出砂量预测技术研究进展[J]. 西部探矿工程, 2011(8): 69-71.
- [11] 王小鲁, 杨万萍, 严焕德, 等. 疏松砂岩出砂机理与出砂临界压差计算方法[J]. 天然气工业, 2009, 29(7): 72-75.
- [12] 夏宏泉, 胡南, 朱荣东. 基于生产压差的深层气层出砂预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(6): 79-83.
- [13] 左星, 申军武, 李薇, 等. 油气井出砂预测方法综述[J]. 西部探矿工程, 2006(12): 93, 96.
- [14] 刘刚, 刘澎涛, 韩金良, 等. 油井出砂监测技术现状及发展趋势[J]. 科技导报, 2013, 31(25): 75-79.

- [15] 胡南, 夏宏泉. 高陡构造异常高压深气层出砂测井预测研究[J]. 测井技术, 2014, 38(5): 617-621.
- [16] 肖承文. 塔里木盆地高压气藏出砂测井评价方法研究[J]. 测井技术, 2012, 36(1): 41-45.
- [17] 范天佑. 断裂理论基础[M]. 北京: 科学出版社, 2003.
- [18] 龙芝辉, 张锦宏. 钻井工程[M]. 北京: 中国石化出版社, 2010.
- [19] 马建海, 孙建孟. 用测井资料计算地层应力[J]. 测井技术, 2002, 26(4): 347-351.
- [20] 尹帅, 单钰铭, 谢润成, 等. 柯坪塔格组下砂岩段岩石力学参数特征分析及测井解释方法[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(26): 7768-7773.
- [21] 尹帅, 单钰铭, 王哲, 等. Hoek-Brown 准则在岩石抗压强度测井解释中的应用[J]. 桂林理工大学学报, 2014, 34(4): 659-665.

期刊投稿者将享受如下服务:

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: ag@hanspub.org