

Well Pattern Design and Adjustment for Permeability Anisotropy Gas Reservoir

Bin Nie¹, Xian Zhou², Lihong Du², Chang Liu³, Zhengdong Xu², Zhenli Yi⁴

¹Key Laboratory of Oil and Gas Drilling and Production Engineering of Hubei Province, School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan Hubei

²Research Institute of Petroleum Production Engineering, Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu Hebei

³2th Oil Recovery Plant, Huabei Oilfield Company, PetroChina, Bazhou Hebei

⁴Research Institute of Exploration and Development, PetroChinaTarim Oilfield Company, PetroChina, Korla Xinjiang

Email: niebin19880918@163.com

Received: Dec. 4th, 2015; accepted: Jan. 25th, 2016; published: Jun. 15th, 2016

Copyright © 2016 by authors, Yangtze University 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

Permeability anisotropy played a role which could not be ignored in the process of gas reservoir development. By taking a certain gas reservoir in Changqing Oilfield as an example, a well pattern adjustment method was studied based on the basic theory of permeability anisotropic reservoirs. First of all, the current well pattern into was transformed into an equivalent isotropic reservoir well pattern on the basis of coordinate transformation rules so as to evaluate the adaptability of the current well pattern. Secondly, an isotropic mechanical model was set up for target reservoir for well pattern choosing according to the reservoir physical properties in the block. Finally, based on the results of isotropic well pattern design, the optimized well pattern suitable for gas reservoir anisotropy is obtained from coordinate transformation.

Keywords

Permeability, Anisotropy, Gas Reservoir, Well Pattern Design

渗透率各向异性气藏井网设计与调整研究

聂彬¹, 周贤², 杜立红², 刘畅³, 许正栋², 易珍丽⁴

¹长江大学石油工程学院·油气钻采工程湖北省重点实验室, 湖北 武汉

²中国石油华北油田分公司采油工程研究院, 河北 任丘

³中国石油华北油田分公司第二采油厂, 河北 霸州

⁴中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒

作者简介: 聂彬(1988-), 女, 博士, 长江大学石油工程学院讲师, 主要从事剩余油分布及油藏数值模拟研究工作。

Email: niebin19880918@163.com

收稿日期: 2015年12月4日; 录用日期: 2016年1月25日; 发布日期: 2016年6月15日

摘要

渗透率各向异性在气藏的开发过程中起着不容忽视的作用。以长庆油田某气藏为例, 结合渗透率各向异性的理论基础, 探索了渗透率各向异性气藏井网调整方法。其具体做法是, 首先通过坐标变换将现有各向异性井网转化为等价各向同性井网, 对现有井网的适应性进行评价; 然后根据区块储层物性, 建立各向同性机理模型来优选各向同性最优井网; 最后在各向同性井网设计结果的基础上通过坐标变换设计得到适合气藏各向异性的最优井网。

关键词

渗透率, 各向异性, 气藏, 井网设计

1. 引言

渗透率各向异性在气藏的开发过程中起着不容忽视的作用[1]-[5], 会导致生产井网的开发效果难以掌握, 进而影响气藏最终采收率。这类气藏开发效果的好坏在于能否准确把握渗透率各向异性对常规面积井网的影响。对于已开发的气藏, 其调整思路是根据气藏各向异性强度对井网进行重新设计并调整, 使气藏开发井网与气藏渗透率各向异性特征充分匹配、协调, 达到井网控制动储量最大的目标。笔者以长庆油田某气田为例, 结合渗透率各向异性理论基础, 探索了渗透率各向异性气藏井网设计与调整方法。

2. 渗透率各向异性对井网的影响

以各向异性气藏正方形井网为例(图 1), 假设各向异性渗透率的主方向分别为 X 、 Y 方向, 渗透率主值分别为 K_x 和 K_y , 主方向 X 与井排方向成 α 角。

为了分析上述井网的开发效果, 首先将各向异性气藏转化为等价各向同性气藏[1]。做如下坐标变换:

$$\begin{cases} x' = x\sqrt{K/K_x} \\ y' = y\sqrt{K/K_y} \\ K = \sqrt{K_x \cdot K_y} \end{cases} \quad (1)$$

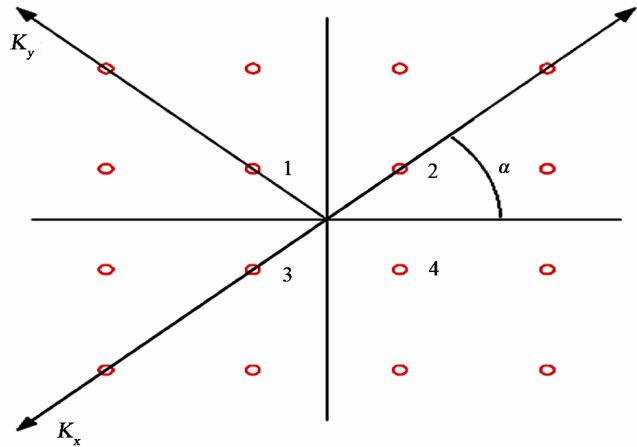


Figure 1. Square well pattern of anisotropic reservoir
图 1. 各向异性正方形井网

坐标变换的实质就是将原来的渗流空间在 X 、 Y 方向上分别伸长 $\sqrt{K/K_x}$ 和缩短 $\sqrt{K/K_y}$ 倍。经过坐标变换，原来以 K_x 和 K_y 为渗透率主值的各向异性气藏转化为以 K 为渗透率值的等价各向同性气藏。

为便于分析，不妨设 $K_y = 4K_x$ ，主方向 K_x 与井排方向成角度为 45° ，上述坐标变换相当于把气藏空间在 x 方向上拉长 $\sqrt{2}$ 倍，在 Y 方向上收缩 $\sqrt{2}$ 倍，原来由 1、2、3、4 号井组成的正方形被破坏与重组变成长轴与 X 方向平行的菱形(图 2)。

3. 各向异性气藏井网设计方法

为使等价各向同性气藏井网形状满足气藏开发要求，需要根据气藏的各向异性强度对井网变形参数进行计算(见式(1))。在确定等价各向同性井距之后，根据坐标变换方法确定各向异性井距，设计方法如下。

- 1) 井排方向与渗透率主方向平行或垂直。渗透率主方向指裂缝方向或沉积过程中的物源方向。
- 2) 各向异性气藏井网设计的计算公式如下：

$$\begin{cases} a = a' \sqrt{K_x/K} \\ d = d' \sqrt{K_y/K} \\ K = \sqrt{K_x \cdot K_y} \end{cases} \quad (2)$$

式中： a 、 d 分别为各向异性气藏设计井网的井距和排距，m； a' 、 d' 分别为等价各向同性气藏井网的井距和排距，m。

各向异性气藏在各方向的总体导流能力等价于渗透率为 $K = \sqrt{K_x \cdot K_y}$ 的各向同性气藏。各向异性气藏井网的开发效果可以用等价各向同性气藏井网来表示，如果需要等价各向同性气藏内井距为 a' 、排距为 d' ，则各向异性气藏井网的井距和排距应分别设计为 a 和 d 。也可以说，如果各向异性气藏井网的井距和排距分别设计为 a 和 d ，则该井网的开发效果相当于等价各向同性气藏中井距为 a' 、排距为 d' 的井网的开发效果。 a' 、 d' 与 a 、 d 之间的关系由式(2)决定。

4. 气藏目前开发井网评价

以长度油田某气藏为例。经过储层三维地质建模数据分析， $Psh_8^{u(2)}$ (盒八段上亚段 2 小层)和 Psh_8^L (盒八段下亚段)是该区主要储层，其储量约占全区全井段储量的 75%，为辫状河沉积。古水流方向与网格南方向呈 $0^\circ \sim 45^\circ$ 的夹角，平均约为 30° 。

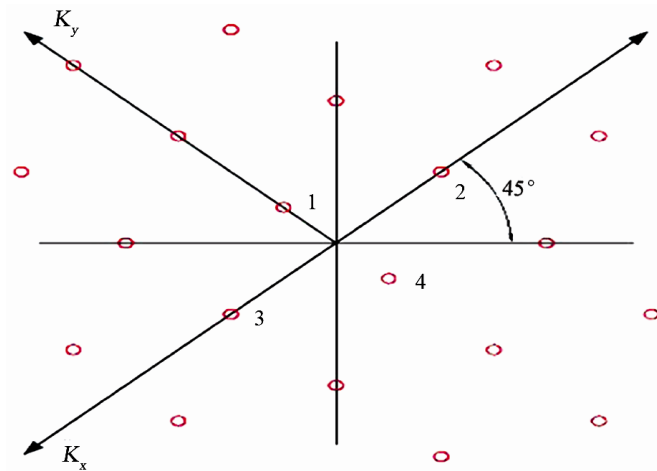


Figure 2. Equivalent pattern of isotropic reservoir
图 2. 等价各向同性变形井网

一般来说，河流相沉积的渗透率主值方向与古水流方向一致(图 3)，即最大渗透率 K_{\max} 方向与沉积物源方向相同，最小渗透率 K_{\min} 方向与沉积物源方向垂直。

如图 4， K_{\max} 方向与网格南方向呈 30° 夹角，与目前井排方向即东西向成 60° 的夹角。该气藏采用了正方形的排状井网，井距和排距均为 800 m，且 $K_{\max} = 4K_{\min}$ 。图 4 中 1、2、3、4 号井组成一个正方形。

根据式(1)可计算如下：

$$K = \sqrt{K_{\max} \cdot K_{\min}} = 2K_{\min}$$

$$\sqrt{K/K_{\max}} = \sqrt{2}/2$$

$$\sqrt{K/K_{\min}} = \sqrt{2}$$

该坐标变换相当于气藏空间在 K_{\max} 方向上收缩 0.707 倍，在 K_{\min} 方向上拉伸 1.414 倍。

经过各向异性破坏与重组作用得到等价各向同性井网如图 5 所示，1、2、3、4 号井组成一个菱形区域。显然，这样的井网会造成不同方向上的气体渗流不均衡，难以取得好的开发效果。

5. 气藏井网调整优化设计

5.1. 各向同性井网优化

5.1.1. 机理模型建立

1) 网格系统

井距优化机理模型取长、宽均为 2450 m 的正方形区域(工区面积 6.0 km^2)，砂岩总厚度 35 m，网格步长为 $50 \text{ m} \times 50 \text{ m} \times 5 \text{ m}$ ，网格维数为 $49 \times 49 \times 7$ ，网格系统为块中心网格。该机理模型不考虑构造和岩性变化，为均质、各向同性理想模型。为了提高模拟精度，选用了双重介质模型(双孔单渗)来模拟压裂裂缝和砂岩基质内的流体流动。

2) 气藏物性参数

储层物性参数包括孔隙度、渗透率及含气饱和度数据等。根据储层平均物性建立了相应的机理模型，用来对比优化各向同性最优井距，模型基本物性参数数据见表 1。模型气水高压物性、气水两相相对渗透率均为气藏岩心分析所得到的标准数据。

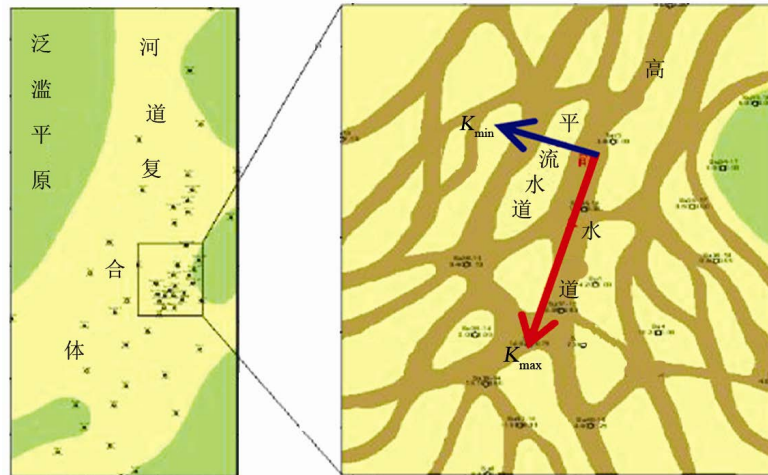


Figure 3. The direction of permeability principal values
图 3. 气藏渗透率主值方向图

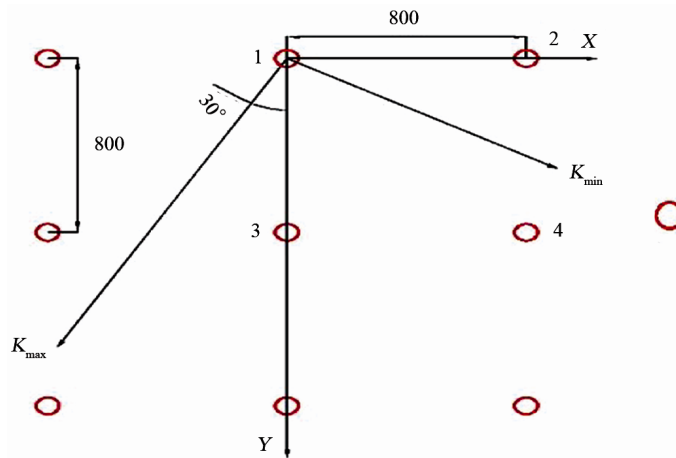


Figure 4. Relationship between the main direction and the row direction
图 4. 渗透率主值方向与井排方向角度关系

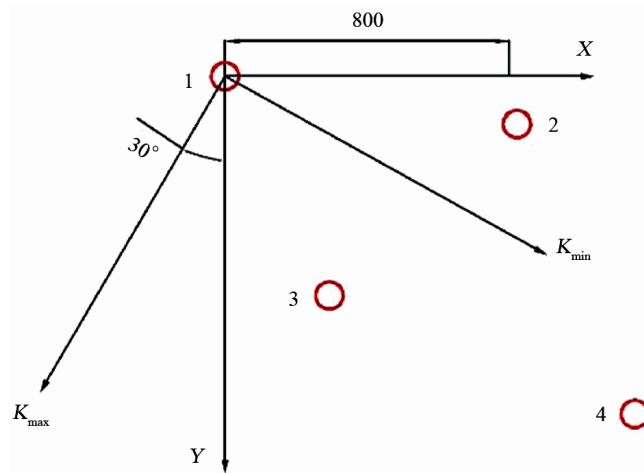


Figure 5. Isovalent pattern of isotropic reservoir
图 5. 气藏等价各向同性井网

Table 1. Formation parameters of gas reservoir
表 1. 气藏基本物性参数

平面渗透率/mD	孔隙度/1	储量丰度/(10 ⁸ m ³ ·km ⁻²)	初始含气饱和度/%
0.5	0.048	1.41	60

5.1.2. 井距方案优化

显然，对于均质各向同性气藏，均匀井网效果最佳，即井距等于排距的正方形井网。为了寻找最优井网井距，设计了不同井距的正方形井网共 5 套方案，设计如下。

方案 1：1200 m 井距正方形井网；方案 2：800 m 井距正方形井网；方案 3：600 m 井距正方形井网；方案 4：400 m 井距正方形井网；方案 5：300 m 井距正方形井网。

各方案均模拟开发 40 年，各方案均按照日产气 2 × 10⁴ m³ 进行单井配产，当单井日产气不足 1000 m³ 时废弃。经过边、角井产量劈分之后，各井距条件下总井数、井网密度见表 2。

经过方案预测，不同开发方案下的开发指标预测见图 6。

分析图 6 发现，气藏最终采收率在井距 300~1200 m 区间与井距大小呈负相关，井距越小，气藏最终采收率越大。

5.1.3. 经济估算

随着井网密度的增大，气藏采收率随之增大，投资也会相应增大，但更大的采收率不一定意味着更大的经济效益。因此，为了确定最经济的井网井距，须进行经济估算。

已知天然气商品价格 2 元/m³；年利率 3%；直井钻完井费用 600 万元/口；水平井钻完井费用 2400 万元/口；单井人力、电力、维护费用：15 万元/年经过。经净现值计算，绘制各井距方案净现值柱形图如图 7 所示。

如图 7 所示，各井距下气藏采收率随井距减小而增大，单净现值随井距减小呈先增大后减小的趋势，并在 400 m 井距下取得最大净现值。因此，建议该气藏最优的等价各向同性井距为 400 m。

5.2. 各向异性井网设计

上节中建议各向同性井距为 400 m，取井排方向与沉积物源方向平行，根据式(2)，有：

$$\begin{cases} a = a' \sqrt{K_{\max}/K} = 400 \times 1.147 = 460 \text{ (m)} \\ d = d' \sqrt{K_{\min}/K} = 400 \times 0.876 = 350 \text{ (m)} \end{cases}$$

经过坐标变换得到气藏各向异性井网，其井距为 350 m，排距为 460 m，见图 8。

在该例当中，由于原气藏井排方向(东西向)与渗透率主值方向存在夹角，因此，在进行井网设计和调整时，必须沿渗透率主值方向或其垂直方向重新定义井排方向，然后在新的井排方向上按照所设计的井距、排距调整开发井网。

6. 结论

针对各向异性气藏，其井网设计和调整方法如下：

- 1) 定量分析气藏各向异性参数，然后通过坐标变换将现有各向异性井网转化为等价各向同性井网，对现有井网的适应性进行评价。
- 2) 根据区块储层物性，建立各向同性机理模型来优选各向同性最优井网。
- 3) 在各向同性井网设计结果的基础上，通过坐标变换设计反向转换得到适合气藏各向异性的最优井网。

Table 2. Total number of wells and well spacing density of different well spacing conditions
表 2. 不同井距条件下模型总井数及井网密度

方案编号	方案类型	模型总井数/口	井网密度/(口·km ⁻²)
方案 1	1200 m 井距正方形井网	4	0.69
方案 2	800 m 井距正方形井网	9	1.56
方案 3	600 m 井距正方形井网	16	2.78
方案 4	400 m 井距正方形井网	36	6.25
方案 5	300 m 井距正方形井网	64	11.11

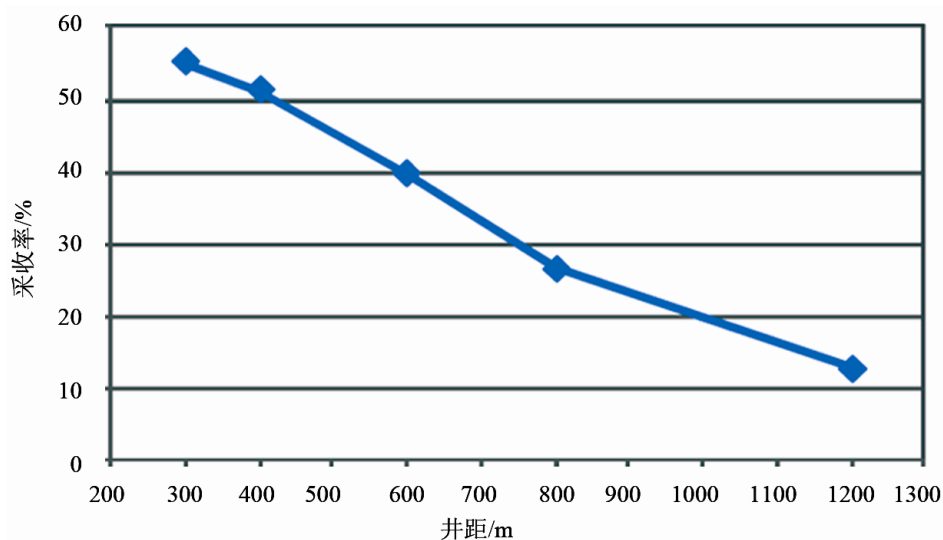


Figure 6. Curves between recovery and well spacing
图 6. 方案采收率随井距变化曲线

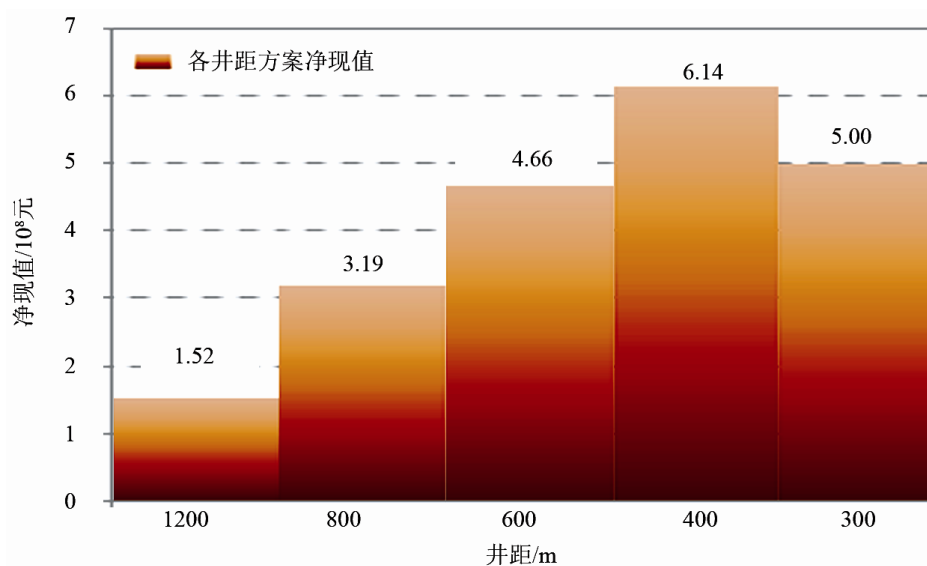


Figure 7. Histogram of net present values under different well spacing scheme
图 7. 各井距方案下净现值对比

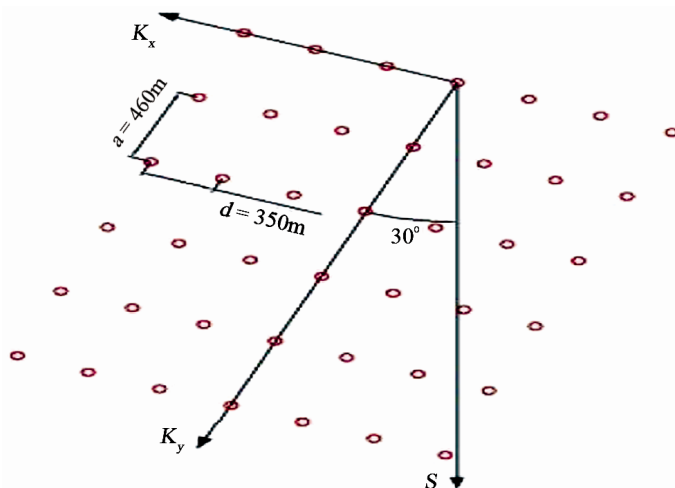


Figure 8. Designed well pattern of anisotropic gas reservoir
图 8. 气藏设计各向异性井网

基金项目

国家自然科学基金项目 (51404037); 湖北省自然科学基金项目 (2015CFB635)。

参考文献 (References)

- [1] 刘月田. 各向异性油藏注水开发布井理论与方法[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(5): 101-104.
- [2] 李忠兴, 韩洪宝, 程林松. 低渗透各向异性地层合理井排距研究[J]. 西南石油大学学报, 2004, 26(1): 35-38.
- [3] 丁云宏, 陈作, 曾斌, 等. 渗透率各向异性的低渗透油藏开发井网研究[J]. 石油学报, 2002, 32(2): 64-67.
- [4] 李传亮, 李炼民. 各向异性地层的井距设计研究[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(6): 559-561.
- [5] 赵春森, 许秋石, 孙广义, 等. 低渗透油藏各向异性交错井网优化[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(11): 17-18.

再次投稿您将享受以下服务:

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>