

榆林气田山2段致密砂岩气藏产能影响因素分析

谷道会¹, 赵宏波¹, 杜岳松², 聂 领², 王传峰³, 刘凯波³

(1. 中国石油 川庆钻探工程有限公司 长庆录井公司, 陕西 西安 710018; 2. 中国石油 冀东油田公司 南堡作业区, 河北 唐山 063200; 3. 中国石油 冀东油田公司 高尚堡作业区, 河北 唐山 063200)

摘 要:榆林气田山2段致密砂岩气藏单井产能变化大, 研究该气井产能的影响因素对气田的高效开发有着重要的意义。在对研究区单井产能统计的基础上, 按所提的气井分类标准, 对气井进行分类; 进一步研究不同类型气井与沉积微相、储层厚度、地层系数、容积系数的关系。指出高产能气井主要分布于心滩和河道沉积中, 储层厚度一般大于7 m。分析了各影响因素的作用机理, 并提出了相应的措施。

关键词:致密砂岩气藏; 产能; 影响因素; 榆林气田

1 地质特征

鄂尔多斯盆地隶属于华北地台的一部分, 其中石炭-二叠系地层属海陆过渡相沉积的煤系地层。晚石炭世早期, 由于祁连-中亚海槽的再度拉开, 盆地区域性下降, 接受海相沉积。在华里西末期, 进入早二叠世山西期-中二叠世下石盒子期的陆相沉积^[1,2]。榆林地区的山西组山2段储层就是在这样的背景下形成的。

山西组2段是榆林气田的主要产气层段, 以三角洲相分流河道砂体沉积为主, 岩性主要是一套浅灰色中-粗粒石英砂岩、岩屑石英砂岩、岩屑砂岩及细砾岩、灰黑色泥岩及煤层, 厚度一般为40~60 m, 气层埋深2 650~3 100 m。依据沉积旋回和砂体发育特征, 可将山2段从下而上划分为山₂³、山₂²、山₂¹等3个小层。

对研究区山西组2段岩心孔、渗实验统计结果表明, 储层孔隙度一般为2%~12%, 渗透率为 $(0.01 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属典型的低孔低渗储层。

在空间展布上, 山二段砂岩体储集体具有以下基本特征: 砂岩体垂向厚度和横向宽度变化较大, 整体呈现出中间厚、南北薄的特征。

整个榆林致密砂岩气田构造平缓且断裂不发育, 气井产能主要受储层特征的影响, 为分析储层特征对气井产能影响提供了有利条件。

2 产能特征

依据研究区各井生产情况, 参考工业油气流标准^[3], 制定了研究区气井分级标准:

无阻流量大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的为高产井; $(4 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的为中产井; $(1 \sim 4) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的为低产井; 小于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的为特低产井。

据此标准统计, 整个榆林南山2段以中、低-特低产能井为主, 具有稳产能力强、生产压降慢的特征。自2001年投入开发后, 初期共有开发井71口, 共有高产井9口, 占总井数的12.6%; 中产能井10口, 占总井数的14.2%; 低-特低产能井52口, 占总井数的73.2%。目前研究区低-特低产能井占总井数的83.5%。

此外, 研究区还具有单井产能变化大的特征。如榆47-7井初期产量为 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 稳产后产量为 $2.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 为典型的低产井, 而与该井很近的榆48-6井初期产量达 $22.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 榆48-7井初期产量为 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 稳产时产量均能超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 均为高产井。

因此, 研究单井产能影响因素, 对于寻找高产井, 提高研究区开发效率有着重要的意义。

3 产能影响因素

将山2段气藏气井按产能大小分类, 并结合沉积

收稿日期: 2010-04-14

作者简介: 谷道会(1975-), 男, 河南人, 工程师, 油气录井专业。Email: beforgiven@126.com

环境、砂体厚度、储层质量等产能影响因素研究成果,对研究区单井产能影响因素进行了研究。

3.1 沉积微相

依据标准将研究区气井分为高产、中产、低-特低产井,并与山 2 段小层沉积微相图叠合,可以看出,研究区共有 19 口高产能井分布在心滩微相中,占高产能井总数的 45.2%,其中榆 37 井、榆 43-5、榆 47-5 三口井无阻流量均大于 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;此外,研究区有 24 口高产井分布在河道填积微相中,占高产井总数量的 54.8%,在堤外沉积微相中未发现高产井。

研究区中产井主要分布在河道填积微相内,此外还有榆 44-03、榆 41-3、榆 44-8 等 5 口井分布在心滩微相中,在越岸沉积微相内只发现 9 口中产井(榆 138、榆 45-7 及榆 45-11 等),且均位于越岸沉积和河道填积相接触的位置。

低产井中有 46.4%分布于堤外沉积微相范围内,35.7%分布于河道填积微相范围内,在心滩微相内只发现 5 口井,且全孤立的分布于心滩微相和河道填积微相接触带。

由此可见,沉积微相在一定程度上控制了气井产能的大小,即高产井 100%分布于心滩微相和河道填积微相范围内,其中以心滩为高产井最有利的分布区;中产井 67%以上分布于心滩和河道填积微相范围内,其中尤其以河道沉积为中产井分布的主要区域;而低产井则有 53%左右分布于心滩和河道填积微相范围内,且分布位置也是靠近越岸沉积区。

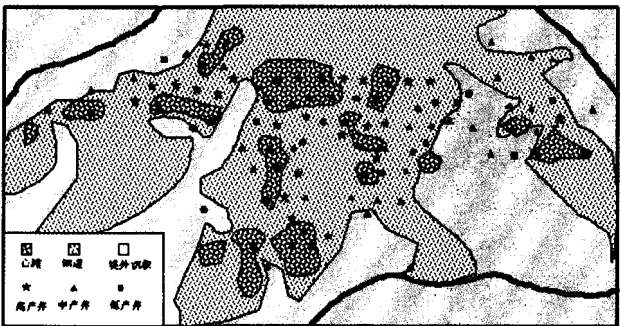


图 1 沉积微相与气井产能关系示意

3.2 储层厚度

可利用毛管中值压力(P_{c50})所对应的气柱闭合高度(H_{50})来判断储层产出天然气的能力。

根据孔隙结构理论^[4],有

$$P_{c50}^{wg}/(\delta_{wg}\cos\theta_{wg})=P_{c50}^{Hg}/(\delta_{Hg}\cos\theta_{Hg}). \tag{1}$$

依据公式(1)将实验室的汞-空气毛管压力换算到地层条件下气-水毛管压力,即:

$$P_{c50}^{wg}=P_{c50}^{Hg}\frac{\delta_{wg}\cos\theta_{wg}}{\delta_{Hg}\cos\theta_{Hg}}. \tag{2}$$

在公式(2)计算结果的基础上,利用公式(3)

$$H_{50}=\frac{P_{c50}^{wg}}{\Delta\rho_{wg}}. \tag{3}$$

可求出地层条件下毛细管中值压力所对应的储层厚度。只有当储层厚度大于气柱闭从合高度(H_{50})时,天然气才能连续产出。

对于研究区上古生界气藏,公式中计算参数为:

- δ_{wg} ——地层条件下的气-水界面张力, $30 \times 10^{-5} \text{ N/cm}$ (地层压力 30 MPa,温度 380 K);
- δ_{Hg} ——水银的表明张力, $480 \times 10^{-5} \text{ N/cm}$;
- θ_{wg} ——天然气-地层水与岩石的润湿接触角, 0° (对于气层而言,天然气表现为强非润湿相);

θ_{Hg} ——水银与岩石接触角, 160° ;

$\Delta\rho_{wg}$ ——气水密度差, 0.9 g/cm^3 ;

P_{c50}^{wg} ——地层条件下毛管中值压力, MPa;

P_{c50}^{Hg} ——实验室汞-空气毛管中值压力, MPa;

H_{50} ——闭合高度, m。

将上述参数代入公式(2)、(3),可得:

$$P_{c50}^{wg}=P_{c50}^{Hg}\left(\frac{30}{480}\right)\frac{\cos0^\circ}{\cos160^\circ}; \tag{4}$$

$$H_{50}=0.0074 \times P_{c50}^{Hg}. \tag{5}$$

将实验室条件下由压汞资料所得的研究区山 2 段毛管中值压力平均值代入公式(4)、(5),可计算出产出天然气所需的闭合高度(储层中连续气柱高度)。 $P_{c50}^{wg}=6.21 \text{ MPa}$,以及 $H_{50}=4.5 \text{ m}$ 。即当研究区储层厚度大于 4.5 m 时,即储层中连续气柱高度大于 H_{50} ,储层可能有天然气产出。鉴于研究区单砂层厚度一般为 5~20 m,构造为平缓斜坡构造,每公里的高差仅 5 m 左右。因此,当好的储层垂直厚度大于 4 m 时,便可能具有产出天然气的能力。

根据高、中、低产井的划分标准,统计了工区范围内各类气井的无阻流量(Q_{AOF})与砂层厚度(h)的关系,统计结果显示,当砂岩厚度小于 4 m 时,只有 4 口井具有产能,且均为低产井;对于无阻流量大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产井,储层厚度多大于 7 m(图 2)。

3.3 储层物性

储层物性参数的大小是评价储层质量高低的重要标准,但并不是高产气流的唯一标准,统计结果显

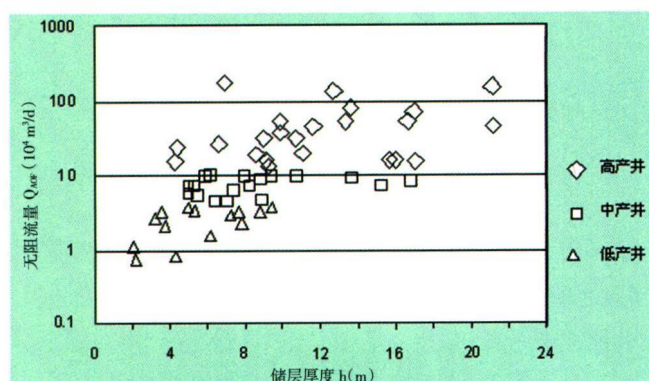


图2 研究区油井无阻流量与砂岩厚度关系

示,在榆林南主要产气层位山23小层,单一的储层物性参数与产能大小的相关性并不好。考虑到对于低渗透产层除了要求要有一定的储集空间和渗流能力外,产层厚度也是对产能有影响的参数。因此,通过组合参数,利用容积系数($\phi \cdot H$)和地层系数($K \cdot H$)这两项综合指标来评价储层物性与气井产能的关系。

通过对研究区高、中、低产物性资料的统计分析,编制出了主力产气层段单井无阻流量与容积系数、地层系数的关系(图3~4)

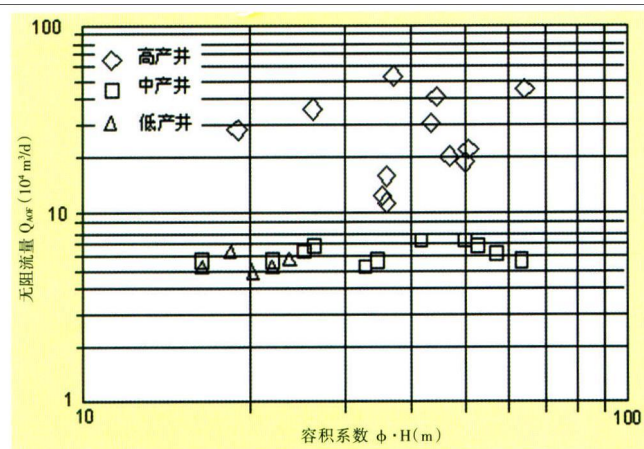


图3 研究区无阻流量与容积系数关系示意

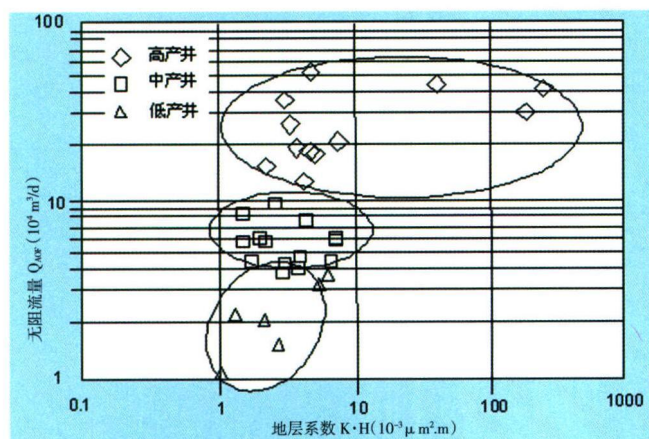


图4 研究区无阻流量与地层系数关系示意

从图3可以看出,容积系数对气井产能有一定的控制,能用其粗步区分出低产能井,但用其区分高产能井和中产能井效果不理想。一般而言,低产能井的容积系数在20 m左右,而高、中产能井的容积系数主要在30~60 m之间。

与容积系数对产能的控制作用比较,用地层系数来区分产能效果则更好,从图4中可以看出,低产气井地层系数主要在 $(1 \sim 3) \times 10^{-3} \mu \text{m}^2 \cdot \text{m}$ 之间,中产区地层系数主要在 $(1.5 \sim 5) \times 10^{-3} \mu \text{m}^2 \cdot \text{m}$ 之间,而高产区地层系数则主要在 $(3 \sim 10) \times 10^{-3} \mu \text{m}^2 \cdot \text{m}$ 之间。

4 原因分析

研究区单井产能受沉积相、砂体厚度、地层系数的影响明显,容积系数对单井产气能力有一定的影响,但较之上述其它因素,作用不明显。论文对造成这种统计结果的原因进行了分析。

从理论上分析,影响气井产能的因素有两点,一是井筒周围天然气的富集程度,二是井筒周围天然气向井筒的流动能力。井筒周围天然气富集程度取决于储层所能提供的可容空间,即储层的有效孔隙度、砂体面积、厚度。对单井而言,一口井的渗流半径是一定的,故井筒周围的天然气富集程度的影响因素为砂孔隙度和单井钻遇储层厚度。天然气向井筒的运移能力更多的依赖于砂体渗透率。故实际上,影响单井产能的具体因素为储层厚度、储层孔隙度和渗透率。

沉积微相不仅控制着储层的宏观特性—储层厚度,而且在微观上决定了岩石颗粒大小、分选、结构及填隙物的成分和含量,进而控制了岩石原生孔隙度和渗透率。同时,又控制了后生成岩作用的类型、强度与演化过程。因此研究区单井产气能力与沉积微相有着很好的相关性,高产能井均分布于心滩和河道沉积。

在储层微观特征上,渗透率与孔隙度总体上呈正相关,但对于低孔低渗储层,储层微观孔隙类型的组合与裂缝的发育往往使储层渗透率与孔隙度关系复杂化^[5,6]。较之孔隙度,渗透率更大程度上决定了天然气向井筒的流动能力,故对单井产气能力影响更大。统计结果也显示,利用渗透率与地层厚度所得的地层系数与单井产能的相关性明显好于容积系数。

5 结论与建议

(1)研究区致密砂岩气藏以中产能、低—特低产

能井为主体。

(2)单井产能受沉积微相控制明显:心滩和河道微相是高能井主要的分布范围,堤外沉积几乎全为低产-特低产井。

(3)地层系数对研究区单井产能的控制作用明显强于容积系数。

(4)储层厚度和孔隙度决定了井筒周围天然气的富集程度,渗透率决定了井筒周围天然气的流动能力。对研究区而言,一方面是在开发时应选择心滩和河道相中砂体厚度大的地区布井,以提高单井产能;另一方面应对低产井实施改造储层渗透率的措施。

参考文献:

[1] 王建国,何顺利,等. 榆林气田山 2 段低渗砂岩储层测井综合评价[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(1):54-56.

[2] 冯强汉. 榆林气田山西组砂岩储层发育与天然气成藏特征[D]. 陕西:西北大学地质系, 2006.

[3] 张明禄,卢 涛,等. 榆林-神木气田沉积相及储层评价研究(内部报告). 长庆油田分公司勘探开发研究院, 2003.

[4] 王允诚. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社, 1993

[5] 李十祥,胡明毅,等. 榆林气田山西组 2 段砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2):200-205.

[6] 雷向阳,等. 榆林气田生产动态描述与地质因素分析[J]. 天然气工业, 2006, 26(2):105-107.



Analysis of Influence Factors on Gas Well Productivity in Tight-gas-sandstone Reservoir of Interval Shan2 in Yulin Gasfield

Gu Daohui¹, Zhao Hongbo¹, Du Yuesong², Nie Ling², Wang Chuanfeng³, Liu Kaibo³

(1.Changqing Logging Company, Chuanqing Drilling and Exploration Engineering Limited Company, PetroChina, Xi'an 710018, Shanxi;
2.Nanbu Working Area, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan 063200, Hebei; 3.Gaoshanghu Working Area, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan 063200, Hebei)

Abstract: Single well productivity of interval Shan2 in Yulin gasfield dramatically changes. The study of influence factors on the gas well productivity has great significance for developing gas field effectively. Based on the single well productivity statistics, the gas wells are classified according to the classification criteria. The relationship between different types of gas well and sedimentary microfacies, reservoir thickness, formation capacity and volumetric coefficient is studied. It is indicated that high-productivity gas wells are mainly distributed in channel bar and channel deposit, reservoir thickness is more than 7 m. The mechanism of each influence factor is analyzed and corresponding measures are presented.

Key words: tight-gas-sandstone reservoir; productivity; influence factor; Yulin gasfield