

平落坝须二气藏开采效果分析

李如金*

(四川石油管理局川西北矿区)

李如金. 平落坝须二气藏开采效果分析. 天然气工业, 2000; 20(2): 74~76

摘要 平落坝须二气藏属断层—构造圈闭类型边水气藏。气藏原始地层压力 42.156 MPa, 地层温度 100.16℃; 储层埋深 3 419.00~3 845.00 m; 岩性为细—中粒长石石英砂岩及岩屑砂岩和长石砂岩; 储层基质物性, 岩心分析平均孔隙度为 3.42%, 平均渗透率为 $0.1618 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 非均质系数为 44.14~494.53; 裂缝发育, 试井解释结果, 渗透率是岩心渗透率的 54.56~2 072.77 倍, 属孔隙—裂缝型储层。须二气藏自 1990 年开采以来, 经多项综合研究和开采证实, 须二气藏为统一的水动力系统, 且边水不活跃, 气井原始地层压力具有先期压降特征, 且连通性很好。天然气中甲烷 96.0%~97.0%, 相对密度为 0.570~0.575, 气质好, 不含硫化氢, 天然气储量为数百亿立方米, 采用多种方法计算结果, 天然气储量数值相对误差仅 0.29%。根据现有的 11 口生产气井, 经多次试井测试及生产证实, 天然气产能较高。须二气藏天然气储量及储量丰度是四川盆地目前天然气储量大、储量丰度高的天然气藏之一。

主题词 四川盆地 西 晚三叠世 天然气 开发效果 综合评价

地质概况

平落坝须二气藏位于四川省境内, 构造属四川盆地龙门山推覆体前缘断褶构造带南段山前隐覆构造带中的一个潜伏背斜构造。主体构造上共有逆断层 8 条, 均为北东走向, 与构造轴向近于平行。其中平落 号断层断距最大(落差 530.00 m), 延伸长(大于 25.00 km), 穿层多(侏罗系—下二叠统)。平落 号断层在须二段内的断距分别为 170.00 m 和 110.00 m, 都小于须二段最小厚度 204.50 m, 气藏自开采以来, 此两条断层对产层不起封隔作用。其余断层, 由于断距小(30.00~90.00 m), 经开采以来的动态证实, 不仅对气藏不起破坏作用, 相反改善了断层附近的渗流条件, 对气藏的开采起着重要作用。

平落坝须二储层埋深 3 419.00~3 845.00 m, 钻井视厚度 204.50~250.00 m。岩性以浅灰色细—中粒长石石英砂岩、岩屑砂岩和长石砂岩夹少量薄层黑色页岩、炭质条纹, 其中砂岩层厚占须二段总厚 89.8% 以上。砂层平面分布稳定。须二储层基质物性差。根据 6 口井 2 961 个样品测定, 孔隙度 0.42%~6.83%, 平均为 3.42%; 6 口井 2 797 个样

品测定, 渗透率 $0.000084 \times 10^{-3} \sim 64.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.1618 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 根据统计资料经计算, 水平渗透率是垂直渗透率的 3.46 倍; 6 口井 2 961 个样品测定, 含水饱和度 16.8%~100.0%, 平均为 54.86%。其中孔隙度大于 4.0% 和 1 155 个样品统计, 平均含水饱和度为 49.4%。这些数据表明, 储层非均质性极强。

须二段储层孔隙度低, 但存在较发育的裂缝。根据定向取心和裂缝识别测井资料表明, 裂缝主要方向为北东 $30^\circ \sim 60^\circ$, 与构造轴大致一致。根据 6 口井取心统计, 裂缝共 2 912 条, 裂缝主要以张性、张扭性为主。裂缝平均密度为 2.80~2.46 条/m, 且多数为张开缝(占裂缝总数 90.50%~95.71%) 和半充填缝(占裂缝总数 0.8%~9.5%)。

根据 5 口气井的试井解释结果, 渗透率是岩心渗透率的 54.56~2 072.77 倍。根据国外统计资料表明, 试井解释渗透率是岩心分析渗透率的数十倍, 是典型的裂缝发育储层。

开采简况

平落坝须二气藏自开采以来, 生产气井由 1 口逐渐增加至 9 口, 天然气产量由 $3.59 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 逐

*李如金, 高级工程师, 1945 年生; 1969 年毕业于西南石油学院勘探系; 在公开发行人刊物上曾发表论文数篇, 曾获中国石油天然气总公司、四川石油管理局科技成果奖多项; 现从事油气田开发地质及油气藏工程管理工作。地址: (621709) 四川省江油市太白东路。电话: (0816) 3661211 转 261192。

渐增加为 $102.26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。截至 1998 年 12 月底须二气藏历年累计采气 $8.4836 \times 10^8 \text{ m}^3$ (见表 1)。

表 1 平落坝须二气藏开采数据表

时期 (年份)	投产 井数 (口)	开井 数 (口)	天然气产量(10^4 m^3)		地层压力 (MPa)	单井日平 均产气量 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)
			年 产	历年累计		
1990	0	0	0.0	251.5	42.156	0.00
1991	1	1	293.7	472.4	42.042	3.26
1992	1	1	1 317.8	1 789.2	41.866	3.61
1993	2	2	2 077.0	3 866.2	41.757	5.69
1994	5	5	8 528.4	12 394.6	41.594	4.93
1995	6	6	13 053.4	25 448.0	40.605	7.15
1996	8	5	13 989.3	39 437.3	40.357	9.58
1997	8	7	18 272.3	57 709.6	40.033	7.15
1998	9	9	27 126.1	84 835.7	39.221	11.47

气藏自开采以来,气藏地层压力(气藏地层压力及气井地层压力均是折算至同一海拔的地层压力,以下凡是地层压力均已折算)下降与各气井地层压力下降同步。采出 10^8 m^3 天然气地层压力下降 0.3470 MPa 。目前,所有生产气井在生产过程中都未见地层水。

开采效果分析

1. 平落坝须二气藏为统一的水动力系统

平落坝须二气藏自开采以来,动态资料表明目前已完井的所有气井之间连通性好,井间干扰明显,是属于同一水动力系统,主要依据如下。

(1) 平落坝一号井投产时所完井的气井原始地层压力均具有先期压降特征

气藏各气井投产前测得的原始地层压力数值与各气井随完井时间推移,气井原始地层压力数值随之下降。说明后完井的气井均与先完井的平落 1 井是连通的,气藏目前已完井的气井是属于同一压力系统。这是一个典型的气井先期压降特征。各井地层压力数值见图 1。从图中的各气井压力变化趋势可以证实,平落坝须二气藏是属于同一压力系统,且连通性很好。

(2) 各气井在开采期间地层压力同步下降

平落坝须二气藏已完井的气井开采几年来的动态表明,井间连通好,井间干扰明显,各气井地层压力随时间均同步下降。平落 1 井 1991 年 10 月投产,其余气井均在 1993 年 12 月以后投入生产。投产晚于第 1 口投产的气井如平落 2 井等共计 8 口气井,地层压力都低于气藏原始地层压力(图 1)。从平

落坝须二气藏各井折算地层压力变化曲线可以证实,各气井的地层压力下降趋势是完全一致的。

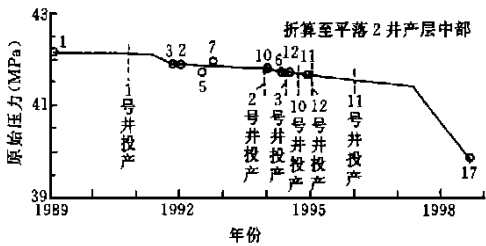


图 1 平落坝须二气藏各井原始压力图

(3) 气井原始地层压力几乎相等

平落 2 井是第 2 口投产气井,在该井投产前,已完井的平落 2、3、5、6、8 井于 1991 年 10 月至 12 月测得的地层压力几乎相等。平落 2、3、5、6、8 井的原始地层压力数值中,最高为 42.369 MPa ,最低为 41.990 MPa ,相差仅 0.379 MPa ,相对差值仅 0.87% ,地层压力几乎完全相等。

(4) 天然气分析结果表明,各组成成分及物理性质接近

须二气藏已完井的 13 口气井的天然气分析资料统计结果表明,天然气中甲烷 $96.0\% \sim 97.0\%$ 、乙烷 $1.4\% \sim 1.9\%$ 、丙烷 $0.030\% \sim 0.034\%$ 、丁烷 $0.070\% \sim 0.080\%$,天然气中不含硫化氢,二氧化碳含量 $0.060\% \sim 0.070\%$ 。天然气临界压力为 $4.619 \sim 4.600 \text{ MPa}$,临界温度 $193.3 \sim 193.8 \text{ K}$,相对密度 $0.570 \sim 0.575$ 。从统计资料看出,所有气井的天然气组成成分及天然气物理性质非常接近。

2. 天然气储量大,储量丰度高

须二气藏开采以来,气藏生产气井进行了多次关井测压力恢复及系统试井等工作。利用全气藏几年来的动态资料结合静态资料,对全气藏的天然气储量采用了多种方法计算,天然气储量为数百亿立方米。

须二气藏平落 5 井自 1990 年 12 月完井后一直作为观察气井,1991 年 12 月地层压力 41.990 MPa ,1998 年 12 月地层压力 38.041 MPa ,关井观察历时 8 年,地层压力下降 3.949 MPa ,与气藏原始地层压力 42.156 MPa 相对比下降 4.115 MPa 。该井地层压力受气藏采气量影响较大,开采动态证实,平落 5 井与气藏是属于同一压力系统。为了从动态上核实天然气储量计算结果的可靠程度,利用平落 5 井地层压力变化及气藏累计采气量,采用压降法计算天然气储量,计算结果天然气压降储量为数百亿立方

CO₂ 注入对原油高压物性影响的理论模拟和实验研究

郭 平* 孙良田 李士伦 熊 钰 孙 雷

(西南石油学院)

彭鹏商 岳 陆

(中原石油勘探开发科学研究院)

郭平等. CO₂ 注入对原油高压物性影响的理论模拟和实验研究. 天然气工业; 2000; 20(2): 76~79

摘 要 膨胀试验作为单井吞吐工艺试验的重要评价手段之一, 在油田注 CO₂ 混相驱试验中已得到应用, 然而关于注气后原油物性参数的变化规律虽然已作了些研究, 但目前还不是很清楚, 文章在对 CO₂ 注气膨胀实验的 $p-x$ 图、膨胀系数和原始相态参数进行拟合后, 计算出注气后原油的密度、分子量、泡点处气液相偏差因子和界面张力、原油粘度等的变化规律, 同时研究了 pV 关系和多级脱气的主要特征变化规律。

主题词 二氧化碳 膨胀 相态 驱动(油气藏) 脱气 高压物性

在 CO₂ 注气开采过程中, 可能出现多种驱油机理, 这些机理与相态有密切的关系。CO₂ 混相驱在国外已研究多年, 与天然气、烟道气或氮气相比, 成本大大降低, 因而倍受欢迎。油田整体注 CO₂ 由于

资源等问题未能在国内得到广泛推广使用, 但在我国江苏油田已成为一个主要的增产工艺技术。在同一个油田的不同井间由于流体类型的不同, 注入气后原油的膨胀能力不同, 注入气后原油粘度降低程

度, 与气藏采用其它方法计算的天然气储量数值接近, 相对误差仅 0.29%。

根据以上采用静态法、动态法等多种方法计算天然气储量, 计算结果天然气储量为数百亿立方米, 储量数值最大与最小值相对差值为 17.58%。从计算出的天然气储量数值与四川盆地现有天然气藏储量相比, 平落坝须二气藏是四川盆地储量大、丰度高的气藏之一。

3. 天然气产能较高

须二气藏已完井的 11 口气井, 其中 4 口气井(平落 1、2、10、12 井)进行了两次试井, 天然气产能少数气井变化不明显。多数气井生产几年后, 产层有一定的净化, 气井的天然气产能没有出现明显的下降。相反, 气井天然气产能与完井测试相比较还有一定的增加, 如平落 1、10、11、12 井, 分别增加 11.21%、51.34%、39.76% 和 7.64%。

结 论

(1) 平落坝须二气藏为统一的水动力系统, 裂缝

发育, 井间连通性好, 气井原始地层压力具有先期降压特征。

(2) 天然气气质好, 不含硫化氢, 天然气储量大为数百亿立方米, 储量丰度高为每平方公里数十亿立方米。

(3) 天然气产能高, 全气藏目前天然气每天无阻流量大于数百万立方米。

参 考 文 献

- 1 斯利德 H C 著, 徐怀大译, 罗英俊校. 实用油藏工程学方法. 北京: 石油工业出版社, 1982 年
- 2 达克 L P 著, 刘翔鄂等译, 谭国雄校. 油藏工程原理. 北京: 石油工业出版社, 1984 年
- 3 伊克库 C U 著, 冈秦麟, 袁庆峰等译, 秦同洛, 冈秦麟校. 天然气开采工程. 北京: 石油工业出版社, 1990 年
- 4 杨通佑, 陈元千等编著. 石油及天然气储量计算方法. 北京: 石油工业出版社, 1990 年
- 5 童宪章, 张朝琛, 张柏华合译. 油、气田开发与开采的研究方法. 北京: 石油化学工业出版社, 1975 年

(收稿日期 1999 - 11 - 05 编辑 韩晓渝)

*郭平, 作者简介见本刊 1999 年第 5 期。地址: (637001) 四川省南充市。电话: (0817) 2603433 转 3014、2942。

duction engineering at the Southwest Petroleum Institute in 1984 and received his Master's degree from the same institute in 1994. He has been engaged in the research on oil and gas field development for a long time and won the provincial (administrations) scientific and technological progress prizes for many times. Add: No. 1, Section 1, Fuqing Road, Chengdu, Sichuan (610051), China Tel: (028) 6015675

AN INTERPRETATION METHOD OF PRESSURE ATTENUATION WELL-TEST IN NEW COAL-BED WELL IN CONSIDERATION OF THE CHANGE IN PERMEABILITY WITH PRESSURE

Zhang Gongshe (Jiangnan Petroleum Institute) and Lin Tao, Wu Yahong, Fan Mingfu and Liu Changyin (Downhole Special Operation Department of Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau). NATURAL GAS IND. v. 20, no. 2, pp. 71 ~ 73, 3/25/2000. (ISSN 1000-0976, In Chinese)

ABSTRACT: The matrix pores in coal play a little role in fluid flow, therefore the permeability derived from well test is the reflection of the percolation flow capacity in cleat system. The change in reservoir pressure may cause that in effective stress, which makes the change in both open size and permeability of the fissures in coal-bed, the permeability decreasing with the falling of the reservoir. In light of such a condition that the coal-bed permeability was influenced by the change in the reservoir pressure near well bore in the process of pressure attenuation testing, an interpretation method of analyzing the pressure attenuation testing data is derived in the paper by use of the Duhamel principle. In new coal-bed methane gas well, the primary permeability, primary reservoir pressure and skin factor may be obtained by use of the method, so as to avoid the difficulty in need of pre-estimating primary reservoir pressure in slug flow interpretation. Finally, the measured data and interpreted results of the coal-bed methane gas wells in Shanxi Province are proposed in the paper also.

SUBJECT HEADINGS: Coal-formed gas, Gas well, Testing, Attenuation, Formation pressure, Well test interpretation, Permeability

Zhang Gongshe (associate professor, Master), born in 1960, graduated from university in 1983. Now he is engaged in the scientific research and teaching of production engineering. Add: Jingzhou, Hubei (434102), China Tel: (0716) 8430457

PRODUCTION EFFECTIVENESS ANALYSIS OF T_3x^2 RESERVOIR IN PINGLUOBA GAS FIELD

Li Rujin (Northwest Sichuan Mining District of SPA). NATURAL GAS IND. v. 20, no. 2, pp. 74 ~ 76, 3/25/2000. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: The T_3x^2 reservoir of Pingluoba gas field belongs to the gas reservoir of fault-structural trap surrounded with edge water. The original formation pressure of the gas reservoir is 42.156 MPa and its formation temperature 100.16 °C; the burial depths of reservoir bed are 3419.00 ~ 3845.00 m and reservoir rocks are composed of the fine-medium particle feldspathic quartzose sandstones, lithic sandstones and arkoses; petrophysical properties are as follows: average porosity is 3.42%, average permeability $0.1618 \times 10^{-3} \mu m^2$ and heterogeneous coefficients 44.14 ~ 494.53; and fractures are developed in reservoir, well-test interpreted permeabilities being 54.56 ~ 2072.77 the size of core permeabilities, so the reservoir belongs to pore-fracture type reservoir. The T_3x^2 gas reservoir was put into production in 1990. Through several comprehensive researches and producing for many years, it is proved that the T_3x^2 gas reservoir is of an unified hydrodynamic system and of an inactive edge water; and the original formation pressures in gas wells possess the property of initial pressure drop which indicates the connectivity of the reservoir is very good. The methane content in natural gas is 96.0% ~ 97.0% and its relative densities 0.570 ~ 0.575. The natural gas doesn't contain hydrogen sulfide, being of a fine quality. Estimated by use of various methods, the natural gas reserves in the reservoir are tens of billions with a relative error of 0.29%. Through producing and well testing for many times in existent 11 gas-producing wells, the gas productivity of the reservoir is relatively high. The T_3x^2 gas reservoir is one of the reservoirs with considerable reserves and high reserve abundances.

SUBJECT HEADINGS: Sichuan Basin, West, Late Triassic Epoch, Natural gas, Development effectiveness, Comprehensive evaluation

Li Rujin (senior engineer) born in 1945, graduated in petroleum geology at the Southwest Petroleum Institute in 1969, published several articles in public periodicals and won several scientific and technological achievement prizes issued by CNPC and SPA. Now he is engaged in the management of oil and gas field development geology and reservoir engineering. Add: East Taibai Road, Jiangyou, Sichuan (621709), China. Tel: (0816) 3661211—261192