

文章编号: 0253-9985(2001)04-0309-05

长庆气田可动地层水特征及意义

徐国盛, 王敏杰

(成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610059)

摘要: 长庆气田的出水层主要分布于马五₁段, 根据测井检测数据, 可分为产水不产气、气水同产及产气不(少)产水型。表面上看, 长庆气田马五₁储层的地层水呈块状或透镜状分布, 无连片水体。实际上, 该区地层水并非完全独立, 气藏中不存在“边水”或“底水”, 找不到绝对的气水边界, 只存在一些相对富集的区域, 即相对富水区。通过利用地震、测井资料对地层水横向追踪, 发现该区存在约20个相对富水区。大面积气区中气井出水, 并不影响气的产出, 在相对富水区边缘, 由于出水采气导致水体与井底压差增大, 可能造成气井很快出水且水量急增, 但可通过控制生产压差($< 3\text{ MPa}$)或采用排水恢复产气。

关键词: 马五₁储层; 相对富水区; 可动地层水; 开发; 长庆气田

第一作者简介: 徐国盛, 男, 38岁, 副教授, 石油地质学

中图分类号: TE341

文献标识码: A

鄂尔多斯盆地长庆气田马家沟组的构造为一区域性西倾单斜, 每千米坡降仅7~10 m, 在极其平缓的构造背景条件下发育呈“雁列式”排列的NE-SW向的18排鼻隆, 隆起幅度20~30 m, 宽5~15 km, 长40~180 km, 所有鼻隆均不具有构造圈闭性。马家沟组圈闭类型为地层圈闭型、岩性圈闭型及地层-岩性复合圈闭型, 正是由于缺乏构造圈闭和地层平缓, 长庆气田在成藏过程中, 气水分异不彻底, 导致气田范围内水体分布复杂^[1], 呈现随处可见水的现象, 这势必给气藏的开发带来威胁。笔者就此重点讨论了这些水体对气田未来开发的影响。

1 马五₁气藏出水层特征

1.1 出水层判识

前人*采用了最小电阻率交会法、储层与泥岩电阻率交会法、可动水指数法及测井参数的逐步判别法等对出水层进行判识。这些方法对区分气、水、干层均有一定实效。笔者通过对研究区已出水层的测井资料统计及前期研究成果^[2]分析, 发现研究区水层的如下参数, 可用于判识出水层。

(1) 出水层的电阻率一般低于 $100\ \Omega\cdot\text{m}$ 。32个层段的深侧向电阻率与中子孔隙度关系反映: 28个出水层的电阻率基本上落在 $R_{LLD} < 100\ \Omega\cdot\text{m}$ 区

域(图1), 占出水层总数的87.5%。电阻率大于 $100\ \Omega\cdot\text{m}$ 的5个层段中, 有2层为产工业气的气水同层, 而另3层为主要产气而少量产水层。所以如按 $100\ \Omega\cdot\text{m}$ 作为出水层段的判识标准, 可能有一些气水同层井段, 特别是产少量水的层段漏判。气层点电阻率一般大于 $100\ \Omega\cdot\text{m}$, 主要分布在 $130\ \Omega\cdot\text{m}$ 以上, 干层的电阻率一般高于 $400\ \Omega\cdot\text{m}$, 而且中子孔隙度一般小于6.5%。

(2) 出水层的双侧向电阻率差值一般为零或负幅度差。地层孔隙含水时, 地层水矿化度一般较

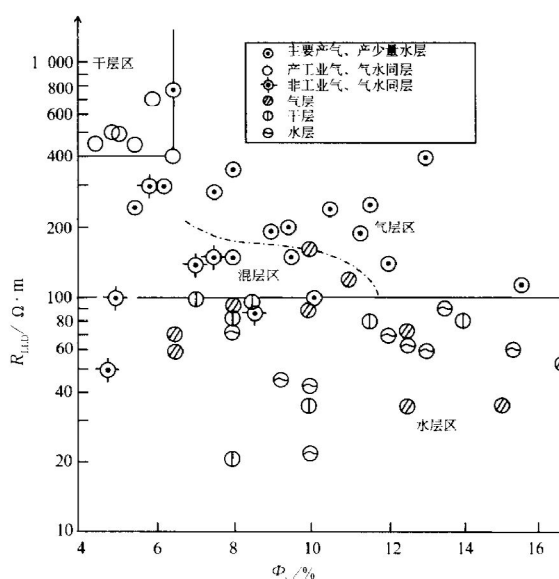


图1 各类型产层电阻率与中子孔隙度关系

Fig. 1 Relation between electrical resistivity and neutron porosity of various producing layers

* 何自新, 吕运能, 王允诚, 等. 陕甘宁盆地中部气田马五₁储层开发评价研究. 1995

收稿日期: 2001-06-06

高,相对于泥浆滤液而言,泥浆滤液电阻率偏高,形成增阻侵入,这时出水层段在双侧向电阻率上呈深浅曲线重叠(增阻性侵入不明显)或呈明显的负幅度差(明显增阻侵入)。由 R_{LLD}/R_{LLS} 与 $(\Phi_N/\Delta t) \times 100$ 关系可以看出,产气层分布于 $R_{LLD}/R_{LLS} > 1.0$ 以上区域,即侧向电阻率测井呈正幅度差异异常,出水层一般在 $R_{LLD}/R_{LLS} = 1.0$ 以下区域,32个层段有30个符合此分布规律(图2)。干层双侧向电阻率比值一般为1.0,其原因是储层物性差,泥浆滤液侵入程度十分弱,所以深浅侧向测得的值基本上都与地层电阻率值相当,而不显幅度差值。

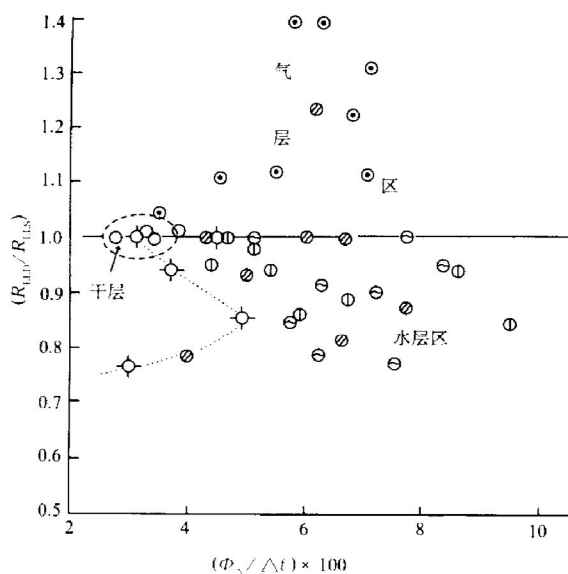


图2 各类型产层侧向电阻率比值与中子声波比值关系

Fig. 2 Ratio relation between lateral resistivity and neutron sonic wave of various pay beds

(3) 出水层段的 $(\Phi_N/\Delta t) \times 100$ 值随地层含水增多而增大。据各类层电阻率与 $(\Phi_N/\Delta t) \times 100$ 关系分析,水层区的 $(\Phi_N/\Delta t) \times 100$ 值变化大,其中少量产水层最低在5以上,而其他出水层则明显增加,气层的 $(\Phi_N/\Delta t) \times 100$ 值主要在5~8之间,干层主要在4以下区域。

综上所述,以测井资料判识出水层段存在交叉性,除受储层类别及裂缝发育程度影响外,更重要的是产层中含水程度的影响。因此,出水层的判识应采用多种参数综合分析(表1)。

表1 长庆气田马五₁气藏出水层段测井判识标准

Table 1 Identification criterion of logging in water-producing interval of M5₁ gas reservoir in Changqing Gasfield

类别	$R_t/\Omega \cdot m$	(R_{LLD}/R_{LLS})	$\Phi_N/\%$	$(\Phi_N/\Delta t) \times 100$	测试结果
气层	≥ 100	> 1	> 5.5	5~8	凝析水
出水层	< 100	≤ 1	变化大	变化大	产地层水
干层	> 400	≈ 1	< 6.5	< 4	无流体

1.2 出水层类型

1.2.1 产水不产气型

该类型井以陕103、林3井为代表,出水层段地层电阻率一般小于 $75 \Omega \cdot m$; 大多数深浅双侧向电阻表现为明显的负幅度差,个别无幅度差;中子孔隙度普遍较高($\Phi_N \geq 8\%$),岩芯孔隙度 $\geq 5.2\%$,最高为 7.2% ,渗透率介于 $0.11 \times 10^{-3} \sim 0.44 \times 10^{-3} \mu m^2$ 之间,主要为I类储层。

1.2.2 气水同产型

1.2.2.1 A型

该类型日产水量仅几立方米到几十立方米,而天然气日产量则高达几百立方米到几千立方米,但不具工业产能。除陕48井马五₁层上部产气下部产水外,其余各井气水不同层,分属马五₁各小段。该类出水层的地层电阻率小于 $100 \Omega \cdot m$,深浅双侧向幅差小于或等于零,中子孔隙度大于或等于 7% ,甚至高达 15.3% 。据岩芯样品分析,出水层孔渗条件好,均为I类、II类储层。这一类型气水同产井有陕96井、陕161井、陕35井、陕48井等。

1.2.2.2 B型

该类型的井属于具工业产能的气水同产井,日产水十立方米到几十立方米,日产气量均在十几万立方米以上,尽管气水同产,但气、水分别出自不同层段。陕20井、陕29井、陕52井等为该类型的井。此类出水层的地层电阻率小于或等于 $90 \Omega \cdot m$,甚至可低至 $35 \Omega \cdot m$;深浅双侧向幅差均小于零,个别等于零;声波时差,中子孔隙度皆较高,大多为I类、II类储层,只有陕29井为II类储层。

1.2.3 产气不(少)产水型

该类型日产水仅为零点几立方米到一立方米,而日产气量均在 $5 \times 10^4 m^3$ 以上,多数高达十几万立方米到几十万立方米。此类井纵向上大多为过渡层气水层,其地层电阻率主要反映气层特征。陕155井、陕5井、陕59井、陕11井等有此种类型分布。

2 相对富水区

2.1 分布

从表面上看,长庆气田马五₁储层地层水在横向上呈块状或透镜状分布,无连片水体;事实上该区马五₁储层中的地层水并非完全独立,多数井以气水层共存为特点,水夹在气田内或气层中,许多气井都有一定地层水的痕迹。在马五₁气藏中不存

在“边水”或“底水”,从某种意义上讲,研究区内找不到绝对的气水边界,但在一些区域或井区地层水又相对集中产出,如北二区的陕 185、陕 157、陕 173、陕 170、陕 156 等井均为出水井。为此,提出“相对富水区”的概念,即气藏中地层水相对集中聚集的地区。

现已落实的长庆油田马五₁段纵向相对富水层段共 36 层(马五₁¹段 1 层,马五₁²段 5 层,马五₁³段 27 层,马五₁⁴段 3 层),主要分布于马五₁³段。

从平面上看,相对富水区的分布特点如下:

(1) 由于马五₁地层呈北东高西南低的趋势,在每个相对独立的气水体系中,地层水集中于构造的低部位,即西南区域;

(2) 除个别富水区位于地层圈闭边缘附近外,其他富水区均位于地层圈闭范围之外,特别是南区的出水井,不仅分布于区块的西侧,而且中部、东部均有出水井,看来并不受区域构造背景的控制;

(3) 地层水相对富集区局部受构造鼻隆凹的限制,基本聚集于鼻隆的低端部及隆与隆之间的凹中;

(4) 受相对低渗性储层(岩性、成岩作用变化造成^[3])遮挡而滞流于局部的相对中高渗区块;

(5) 西部同一层中气水共存,水占据较好孔隙层段及下部层段,而上部较差储层段相对富气,马五₁³段尤为典型。

2.2 预测

利用测井、地震资料,对富水层进行横向追踪对比,结合古水动力场变化和气水分异过程中气排水强度的计算*,相对富水区可能出现在长庆油田的 14 个地区(图 3)。

2.3 水体量估算

测算各相对富水区的面积,通过测井综合解释确定各水层的加权平均厚度,统计马五₁储层相对富水层的加权平均孔隙度,结合实验测定相对富水区水层的含水饱和度,考虑水体面积系数,最终计算出各水体的水体量(表 2),计算结果表明:长庆气田中区的 G22-5 井水区,其马五₁³水体量最大,达 $1\ 053 \times 10^4 \text{ m}^3$,这是由于该水区面积大,水层厚达 5.5 m,孔隙度高达 7.6% 所致。其次为北区的陕 161 井水区,其马五₁³层水体量达 $648 \times 10^4 \text{ m}^3$,是由于该水体面积是全区之冠,从而决定了它具较大

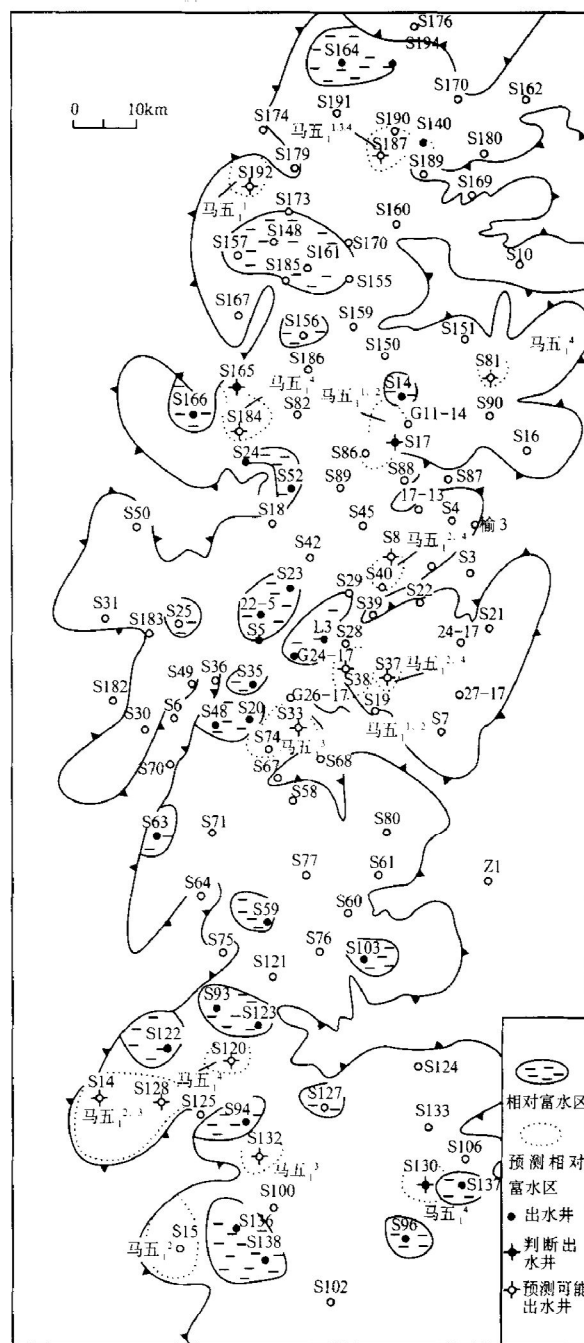


图 3 长庆气田马五₁地层相对富水区分布图

Fig. 3 Distribution of relative water-rich areas in M5₁ submember, Changqing Gasfield

水体量。再次是陕 103 井孤立水体,其水体量竟达 $535 \times 10^4 \text{ m}^3$,由于其纵向上发育马五₁¹、马五₁²、马五₁³ 3 层水体,水层累计厚度为 9.4 m,从而确定了单井独立水体最大的地位。

3 可动地层水对天然气开发的影响

鄂尔多斯盆地长庆气田马五₁储层气井开采有 3 种可能的出水情况:第一种情况,位于气区中气井(即相对富水区以外)开采一段时间后开始出

* 周文,徐国盛,宋焕荣,等.陕甘宁盆地中部气田马五₁储层地层水成因及分布规律研究.1995

表 2 长庆气田各相对富水区的水体量

Table 2 Statistics of water quantities calculated according to each relative water-rich area in Changqing Gasfield

序号	水区名称	$S/10^4\text{m}^3$	$\overline{H}/\text{m}$	$\overline{\Phi}/\%$	$S_w/\%$	$R_{si}/\%$	$Q/10^4\text{m}^3$	水体层位
1	S164 井水区	5 120	4.2	5.67	80	37.4	365	马五 ₁ ³
2	S161 井水区	16 500	2.7	4.87	80	37.4	648	马五 ₁ ³
3	S156 井水区	3 660	8.3	3.40	80	37.4	309	马五 ₁ ³
4	S166 井水区	5 120	1.7	4.70	80	37.4	123	马五 ₁ ³
5	S52 井水区	3 660	4.1	5.40	80	37.4	242	马五 ₁ ^{3,4}
6	S11 井水区	1 030	0.6	5.00	80	37.4	9.24	马五 ₁ ²
7	G22-5 井水区	8 420	5.5	7.60	80	37.4	1 053	马五 ₁ ³
8	林 3 井水区	4 026	3.0	4.00	80	37.4	145	马五 ₁ ³
9	S35 井水区	1 010	2.1	4.90	80	37.4	31.1	马五 ₁ ²
10	S20 井水区	4 026	2.25	6.25	80	37.4	169.4	马五 ₁ ³
11	S63 井水区	2 196	1.0	4.00	80	37.4	26.3	马五 ₁ ³
12	S59 井水区	1 830	2.0	8.87	80	37.4	95.28	马五 ₁ ³
13	S103 井水区	3 020	9.4	6.30	80	37.4	535	马五 ₁ ^{1,2,3}
14	S93 井水区	9 520	2.7	5.00	80	37.4	384.4	马五 ₁ ⁴
15	S122 井水区	6 590	1.2	4.00	80	37.4	94.6	马五 ₁ ²
16	S94 井水区	3 700	2.9	5.80	80	37.4	186.2	马五 ₁ ³
17	S127 井水区	5 490	1.9	3.80	80	37.4	118.6	马五 ₁ ³
18	S136 井水区	12 800	1.6	5.23	80	37.4	320.7	马五 ₁ ³
19	S137 井水区	5 120	2.1	5.20	80	37.4	167.3	马五 ₁ ³
20	S96 井水区	4 392	1.65	5.06	80	37.4	109.7	马五 ₁ ³

注:表中 S 为面积; $\overline{H}$ 为水层平均厚度; $\overline{\Phi}$ 为平均孔隙度; S_N 为含水饱和度; R_s 为水体面积系数; Q 为水体量

水;第二种情况,位于相对富水区边界外附近的气井开采一段时间后出水或气水同产井经过一段时间后,产水量逐渐增大;第三种情况,位于相对富水区以内的气井,现有勘探证实,该区目前尚未发现有这种气井,在相对富水区,出气甚少,不具工业价值,故暂不考虑其对开发的影响。

3.1 大面积气区

S121 等 4 口井实测相对渗透率曲线显示:束缚水饱和度在 20%~40% 之间,多数为 25%~30%;气水两相等渗点相对渗透率一般为 $0.04 \times 10^{-3} \sim 0.02 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$,对应的水饱和度值为 50%~63%,临界气饱和度在 25%~35% 之间,水相渗透率远远小于气相(图 4)。开采中,随着水饱和度值的增加,气相渗透率下降较快,水相渗透率在水饱和度低于 50% 之前,基本上不变化且渗透率极低,说明长庆气田马五₁ 储层中地层水不活跃,难于流动。

该区不同的储集类型,其可动水的饱和度有所变化,且各类型差别明显(表 3),从 I 类到 II 类,临界水饱和度经历了两个大的阶梯性变化,说明地层水可动程度主要受储层类型影响, I 类、II 类储层的地层水可动性较 II 类大, II 类可动性相当低。尽管如此,但在大面积气区,气井中的马五₁ 储层仍以气占绝对优势,少量可动水流动阻力很大,水相

渗透率低,不易流动,对气井生产不构成威胁。

3.2 相对富水区边缘

相对富水区边缘的气井由于开采后,井底流体压力下降,水体与井底压差不断增加,从而导致水体向井底推进,使气井开始出水。陕 161 井相对富水区周边有 3 口井,其中西边缘的陕 157 井,酸化试气日产气 $14.96 \times 10^4 \text{ m}^3$,无水,试采期该井东侧

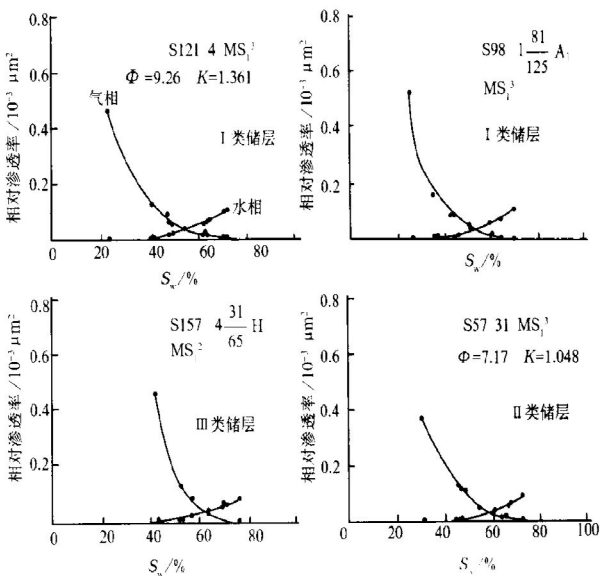


图 4 长庆气田 4 口气井的气水两相相对渗透率曲线
Fig. 4 Curves showing relative permeability of both gas and water phases from four gas wells in Changqing Gasfield

水体因有弹性膨胀而向井底突进, 使该气井开始出水, 日出水 3.1 m^3 ; 陕 173 井位于该水区的北边缘内, 同样由于井底压力下降, 水区外的天然气体向井底突进, 初测时产水, 酸化试气时产气, 但气量小, 不具工业产能, 预测随着时间推移, 将产气并不断增加; 陕 170 井为处于水区东北边缘的气水同产井, 初测时, 日产气 672 m^3 , 水少量, 试采期, 日产气 $4.53\times 10^4\text{ m}^3$, 日产水量猛增至 73 m^3 . 这是由于试气过程中, 水体向陕 170 井推进速度大, 气井很快出水且水量急增造成的。

表 3 不同储层类型气水两相临界水及等渗点含水饱和度
Table 3 Water saturation of critical water and isopotential point of both gas and water phases in different reservoir types

井号	层位	岩芯号	储层类型	临界水饱和度/%	等渗点水饱和度/%
陕 78 井	马五 ₁ ³	不详	I	19	52
陕 8 井	马五 ₁ ³	6 $\frac{5}{77}$	I	23	56
陕 121 井	马五 ₁ ³	不详	I	22	52
陕 98 井	马五 ₁ ³	1 $\frac{81}{125}$ A ₁	I	25	54
陕 44 井	马五 ₁ ⁴	31	II	27	58
陕 57 井	马五 ₁ ³	31	II	31	57
陕 42 井	马五 ₁ ³	6 $\frac{40}{90}$	III	40	63
陕 157 井	马五 ₁ ²	4 $\frac{31}{65}$ H	III	42	62

控制该类井出水量及水突进的有效方法之一是控制生产压差, 从陕 29 井试井成果所得的压差与出水量关系分析, 相对富水区边缘的生产井, 如井底压差不超过 3 MPa, 有望控制出水量(图 5); 另一方面, 由于总水体量较小, 且无充足地层中水补

充, 所以小水体量区及附近的井出水后, 也可在适当条件下采用排水采气工艺^[4]。

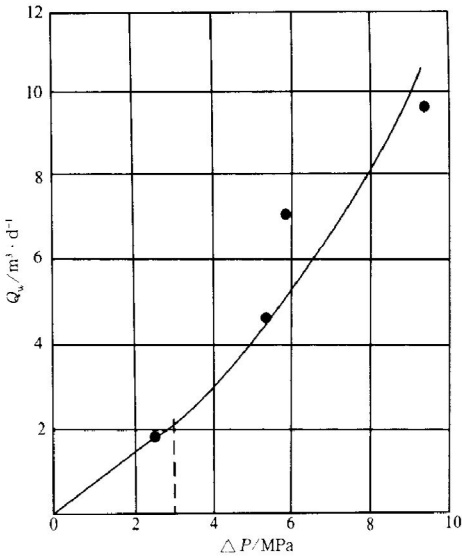


图 5 陕 29 井系统试井压差和产水量关系

Fig. 5 Relation between pressure difference of systematic well test and water output in Shan- 29 Well

参 考 文 献

1 徐国盛, 宋焕荣, 周文. 鄂尔多斯盆地中部气田水化学条件与天然气聚集[J]. 石油实验地质, 2000, 22(4): 330~ 335
2 徐国盛, 匡建超. 长庆气田中区马五₁ 储层流体识别及天然气富集规律研究[J]. 成都理工学院学报, 1994, 26(2): 142~ 148
3 覃建雄, 徐国盛. 鄂尔多斯盆地奥陶统碳酸盐岩储层深埋次生孔隙研究[J]. 西安石油学院学报, 1995, 10(4): 9~ 14
4 陆正元, 陈立官, 王洪辉. 四川盆地二叠统气藏储层模式的再认识[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(1): 11~ 14

SIGNIFICANCE AND CHARACTERISTICS OF FLOWABLE FORMATION WATER IN CHANGQING GASFIELD

Xu Guosheng Wang Minjie
(Chengdu College of Technology, Chengdu, Sichuan)

Abstract: The water out reservoirs of Changqing Gasfields are mainly distributed in Ma 5₁ submember. The reservoirs could be divided into water producing, water-gas producing and gas producing types. The formation water of the reservoirs appeared to be lenticular discontinuous water bodies, but actually there is no boundary between gas and water, no fringe water and bottom water. 20 water enriched areas could be found through lateral formation water tracing by using well log and seismic data. It is considered that the water of gas wells in large gas-bearing areas would not influence gas producing; in marginal positions of water enriched areas, it is necessary to control producing pressure drop (< 3 MPa) or to dewater so as to restart production.

Key Words: Ma 5₁ reservoir; relative water - enriched area; flowable formation water; exploitation; Changqing Gasfields