

# 超深层裂缝性致密砂岩气藏水侵动态特征分析

## ——以库车坳陷克深2气田为例

罗瑞兰<sup>1</sup>, 张永忠<sup>1</sup>, 刘敏<sup>2</sup>, 张建业<sup>2</sup>, 冯金德<sup>1</sup>, 陈宝新<sup>2</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000)

**摘要:** 为了研究水侵对超深层裂缝性致密砂岩气藏生产的影响, 把库车坳陷克深2气田为对象, 利用日常生产数据, 采用现代气井生产动态分析方法, 通过分析该类气藏/气井的水侵动态特征, 从而建立产水预警模式。根据气井产气指数变化特征, 将产水气井生产划分为清井期、无水侵期、水侵初期和产水期四个阶段。在水侵初期, 产气指数因能量补给而明显增大, 成为水侵预警的标志, 水侵一旦突破井底, 产气指数将快速降低。位于气藏不同部位的气井, 其各阶段持续时间不同, 水气比、产水指数等亦有差别。与氯离子浓度监测、地面气水分离计量等方法相比, 产气指数判别法能够更早识别气藏/气井水侵, 并且经济方便, 这对及时调整开发对策、保障气田控水稳产具有积极作用。

**关键词:** 超深层; 天然裂缝; 致密砂岩气藏; 产气指数; 水侵动态特征; 克深2气田

**中图分类号:** TE332      **文献标志码:** A      **文章编号:** 1671-8798(2017)05-0321-07

## Analysis of water invasion performance of ultra-deep and naturally fractured tight sand gas reservoirs — A case study of Keshen-2 gas field

LUO Ruilan<sup>1</sup>, ZHANG Yongzhong<sup>1</sup>, LIU Min<sup>2</sup>, ZHANG Jianye<sup>2</sup>, FENG Jinde<sup>1</sup>, CHEN Baoxin<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, Korla 841000, Xinjiang, China)

**Abstract:** In order to explore the effects of water invasion upon the production of ultra-deep and naturally fractured tight sand gas reservoirs, this paper analyzes the water invasion performances of this kind of reservoir, and establishes an early warning model of water influx based on routine production data by employing the modern gas well production performance analysis method, with the Keshen-2 gas field in Kuqa Depression as an example. According to the characteristics of gas productivity indexes, the production performance of gas wells can be

收稿日期: 2017-04-18

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2014E-3203)

通信作者: 罗瑞兰(1974—), 女, 新疆维吾尔自治区阜康人, 高级工程师, 博士, 主要从事天然气渗流机理及气藏动态分析研究。E-mail: luor169@petrochina.com.cn。

divided into four stages: well cleanup period, no water invasion period, early water invasion period and water producing period. In the early stage of water invasion, the gas productivity indexes will increase significantly due to energy supply provided by water, which will become the symbol of water invasion warning. Once water breaks through the bottom hole, the gas productivity index will be reduced rapidly. Gas wells located at different positions in the reservoir, differ in the duration of each stage, the ratio of water to gas, and the water productivity index. Compared with the chloride ion concentration monitoring, as well as the gas and water separation metering method, the method of gas productivity indexes can identify water invasion earlier in the economical and convenient manner. This method has positive effects on adjusting the development strategy, controlling water and stabilizing production of the gas field.

**Keywords:** ultra-deep formation; natural fracture; tight sand gas reservoirs; gas productivity index; water invasion performance; Keshen-2 gas field

随着油气勘探工作的不断深入,深层、超深层逐渐成为油气资源发展的重要新领域,并不断取得新进展<sup>[1-5]</sup>。中国西部塔里木盆地库车坳陷深层天然气资源丰富,以气田群方式富集,除大北、克深外,克拉苏构造带西部的博孜、阿瓦以及依奇克里克构造带的迪北致密砂岩藏也已取得重大进展<sup>[6-9]</sup>。该地区埋深大于 4 500 m 的超深层天然气总资源规模超过  $30\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,探明率只有 22%,勘探开发潜力巨大。

与常规气藏明显不同,超深层裂缝性致密砂岩气藏具有储层埋藏深度大、断裂断层发育、基质致密、非均质性强、气水关系复杂等特点,水侵表现活跃,这对该类气藏生产具有极大的影响。中国四川盆地很多气藏属于裂缝性有水气藏,从较早开发的震旦、二叠、三叠系到川东石炭系气藏,在开发过程中都受到水侵的影响,引起油气生产者关注。不少科研人员<sup>[10-14]</sup>研究了裂缝性气藏的水侵特征、水侵危害、水侵机理及相应的开采方法,但其中以碳酸盐岩气藏为主,并且埋藏深度相对较浅,典型气田如威远震旦系气田(裂缝-孔洞型白云岩,埋深 2 800 m),其储层特征及气藏开发特点与超深层裂缝性致密砂岩气藏有较大差异。本研究以库车坳陷克深 2 气田为对象,利用日常生产数据,采用现代气井生产动态分析法,通过分析超深层裂缝性致密砂岩气藏不同部位气井的水侵动态特征,从而建立气井产水预警模式。

## 1 克深 2 气田基本特征

克深 2 气田位于库车坳陷克拉苏构造带克深区带,为线状断背斜构造,东西长约 47 km,南北宽约 4 km,从西到东发育三个局部高点。气藏储层埋深 6 500~7 400 m,地层压力 115.6~116.7 MPa,地层温度 162~169 °C,压力系数 1.70~1.80,属于异常高压气藏。

该气田气藏储层为白垩系巴什基奇克组扇三角洲前缘和辫状河三角洲前缘水下分流河道砂岩,厚约 300 m,砂地比超过 70%,无明显隔层。岩石类型主要为中细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,储集空间类型多样<sup>[6]</sup>,主要有粒间孔、粒内溶孔和微裂缝。储层受强压实作用控制,孔喉细小、配位数低、排驱压力高,基质孔隙度主要分布区间为 2%~6%,基质渗透率主要分布区间为 0.01~0.1 mD,属于典型超深层致密砂岩储集层。

自喜山期以来,库车坳陷受多期构造运动的复合叠加和改造,该区脆性地层发育大量构造裂缝,中生代储层段尤为显著,裂缝成为天然气主要渗流通道。岩心观察、铸体薄片、CT 扫描和成像测井资料表明,克深地区储层构造裂缝以高角度缝为主,占裂缝总数的 80%以上,以半充填/未充填为主。

气井产能与裂缝密切相关,克深 2 气田裂缝发育区气井无阻流量在  $(100 \sim 400) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  之间,试井解释储层有效渗透率在 0.87~16.1 mD 之间,裂缝不发育区气井(气藏鞍部及边部致密带)无阻流量低于  $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,单井 RTA 动态分析有效储层渗透率仅为 0.007~0.06 mD。总体而言,裂缝对克深

2 气井产能贡献率在 90% 以上。由于库车深层巴什基奇克组裂缝整体发育,有效沟通了单砂体,因此气藏在开发过程中表现出整体连通性较好的特征。

## 2 超深层裂缝性致密砂岩气井水侵动态特征

超深层裂缝性致密砂岩气藏由于储层埋藏深,气藏压力高,井底压力测试及流体取样困难,加之单井气水分离计量成本高,因而给气藏动态分析、水侵判断及预测带来难度。为了解决这个问题,采用现代气井生产动态分析方法,利用气井日常生产数据求得气井不同时间的产气指数  $J(t)$  曲线,根据其变化特征判断气井水侵动态。 $J(t)$  表达式如下:

$$J(t) = \frac{Q(t)}{\Delta m(p)} = \frac{Q(t)}{m(p_R) - m(p_{wf})} \quad (1)$$

式(1)中: $Q(t)$  为气井产气量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $\Delta m(p)$  为拟生产压差,  $\text{MPa}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $m(p_R)$  为拟气藏压力,  $\text{MPa}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $m(p_{wf})$  为拟井底流压,  $\text{MPa}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

根据 Mattar 提出的气藏流动物质平衡原理<sup>[15]</sup>,当储层处于拟稳定流动状态时,储层中所有位置的压力以相同速率降低,因而能够利用流动压力而非关井压力来进行物质平衡计算,求取不同产量、不同生产时间条件下的平均储层压力  $p_R$ ;井底流压  $p_{wf}$  则通过井口油压  $p_i$  折算得到。因此,只要有气井日常生产数据(产气量及油压)就可求得不同时间的产气指数  $J(t)$  曲线。利用现代气井动态分析软件 RTA 可以方便实现以上计算<sup>[16]</sup>。

求得气井  $J(t)$  值后,令  $m(p_{wf})=0$ ,可得气井无阻流量:

$$Q_{\text{AOF}} = J(t) \cdot m(p_R) \quad (2)$$

克深 2 气田自 2013 年 4 月投产以来,陆续有多口井产水。通过对典型气井  $J(t)$  变化特征的分析,可将超深层裂缝性致密砂岩气藏产水气井生产划分为四个阶段:第一阶段为清井期,持续时间较短,一般为 1~6 个月,气井在此阶段逐渐返排出漏失的钻完井液,近井地带物性得到改善, $J(t)$  持续增大;第二阶段为无水侵期,由于基质致密、裂缝发育,气井表现出裂缝性线性流动特征,处于不稳定渗流阶段, $J(t)$  自然递减;第三阶段为水侵初期,气井因获得外围水侵能量补充, $J(t)$  有明显增大;第四阶段为气井产水期,地层水突破井底后,水样分析氯离子浓度快速上升,随着产水量增大,气井  $J(t)$  大幅下降。对于气藏中不同部位的气井,以上各阶段持续时间不同,水气比、产水指数、携液能力等亦有较大差别,以下分别说明。

### 2.1 构造边部气井水侵特征

克深 2 气田南翼有三口井在短期试采 2~4 个月后即出水,图 1 为其中 KeS2-2-5 的过井剖面。该类气井的基本特征为:位于构造边部断裂带附近,产能中等,  $(40 \sim 120) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,有局部底水,投产后很快见水,初始产水量较大,1~2 年后产水指数有所降低。

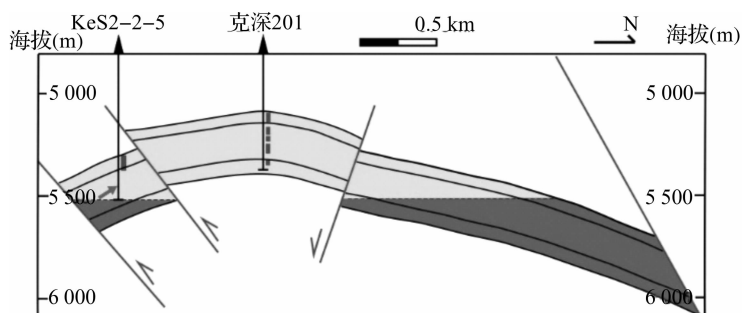


图 1 边部气井 KeS2-2-5 的过井剖面

Fig. 1 Cross well profile of KeS2-2-5 located at the edge of gas reservoir

KeS2-2-5 井射孔底界海拔距气水界面 132 m,常规酸化后试气无阻流量为  $118 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,2013 年 6 月投产,初始产量  $(35 \sim 42) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,油压下降较快(图 2)。该井产气指数曲线如图 3 所示,气井经历了短暂的清井期、无水侵期后,在累采气为  $1500 \times 10^4 \text{ m}^3$  左右时(2013 年 8 月 5 日)产气指数开始增大,

进入水侵初期,水侵补给能量期很短,仅为 15 d 左右。2013 年 8 月 18 日测得该井氯离子质量浓度大幅上升至 87 000 mg/L,表明此时地层水已到达井底。

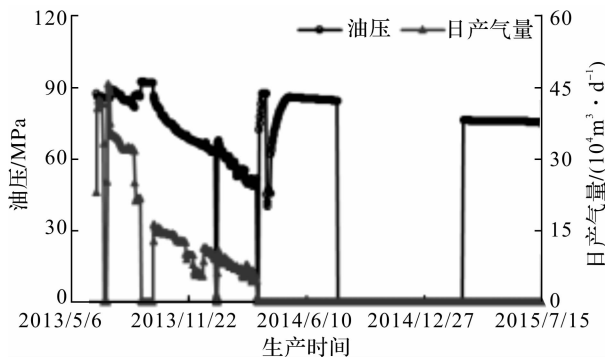


图 2 KeS2-2-5 井生产曲线

Fig. 2 Production curve of gas well KeS2-2-5

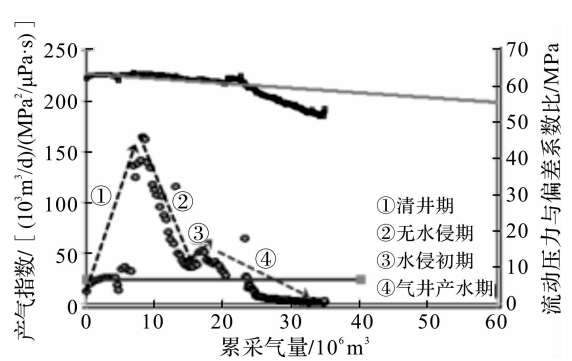


图 3 KeS2-2-5 井产气指数曲线(FMB)

Fig. 3 Gas productivity index curve of gas well KeS2-2-5

为了核实 KeS2-2-5 产水量,2014 年 4 月对该井进行了地面气水分离计量,产水量为 80~160 m<sup>3</sup>/d,产气量仅(2~3)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,之后一直关井。2015 年 9 月进行了第二次地面气水分离计量,产水量 60~130 m<sup>3</sup>/d,产气量不足 0.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,水气比大幅上升至 1 200~3 500 m<sup>3</sup>/10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,此时,气井已基本丧失产气能力。从表 1 可看出,与 2014 年 4 月相比,在相同的油嘴工作制度下,KeS2-2-5 井在 2015 年 9 月的产水量和产水指数都有所降低。结合地质研究成果分析(图 1),该井位于南部边缘,底部有小型楔状水体,根据当时动态特征可初步判断该井连通水体能量有限,可能为局部水体。

表 1 KeS2-2-5 井地面气水分离计量数据

Table 1 Gas-water separation measurement data of gas well KeS2-2-5

地面计量时间	油嘴工作制度/ mm	平均产水量/ (m <sup>3</sup> · d <sup>-1</sup> )	平均产气量/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> · d <sup>-1</sup> )	平均水气比/ [m <sup>3</sup> · (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ) <sup>-1</sup> ]	平均产水指数/ [m <sup>3</sup> · (d · MPa) <sup>-1</sup> ]
2014-04-03—04-09	4	130	2.7	49	3.0
	3	86	2.5	35	2.2
2015-09-25—10-01	4	123	0.096	1277	2.3
	3	66	0.019	3502	1.3

2.2 底水区气井水侵特征

底水区气井的储层海拔位置相对较低,气井产能中等至较高,底部有较大面积的底水,图 4 为克深 2 气田一口典型底水区气井 KeS3 的过井剖面。

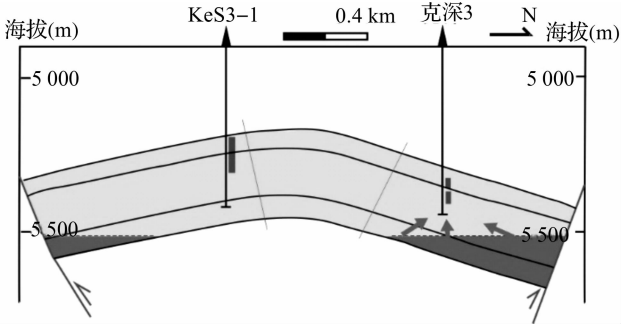


图 4 底水区气井 KeS3 的过井剖面

Fig. 4 Cross well profile of KeS3 in bottom water zone

KeS3 井射孔底界海拔距气藏气水界面 124 m,常规完井后试气无阻流量为 254×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,2013 年 4 月投产,初期配产(50~60)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,之后下调为 40×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 连续生产 2 年(图 5)。该井产气指数曲线如图 6 所示,气井经历清井期和无水侵期后,在累采气为 2.62×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> 左右时(2015 年 2 月 23 日)

产气指数开始明显增大,水侵初期补给能量持续时间为 40 d 左右,2015 年 4 月初该井产气指数呈断崖式下降,表明水侵已严重影响气井产能。

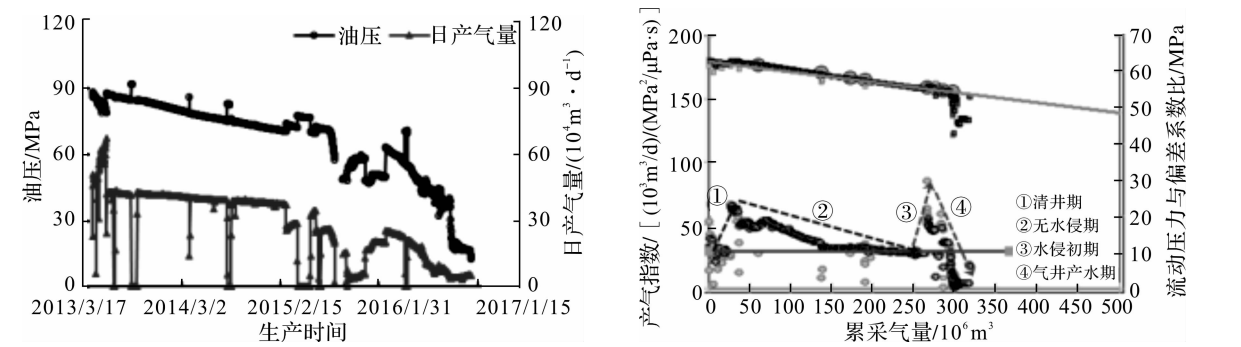


图 5 KeS3 井生产曲线

图 6 KeS3 井产气指数曲线(FMB)

Fig. 5 Production curve of gas well KeS3

Fig. 6 Gas productivity index curve of gas well KeS3

KeS3 井在 2014 年 12 月之前氯离子质量浓度一直低于 500 mg/L,无出水迹象,而 2015 年 1 月至 9 月间无氯离子质量浓度的监测数据,因此无法从该参数了解气井水侵情况。为了核实 KeS3 井产水量,2015 年 10 月、2016 年 8 月对该井进行了两次地面气水分离计量,从计量数据(表 2)可看出,与 2015 年相比,在相同油嘴工作制度下(4、5 mm),2016 年气井的产水量与产水指数变化不大,由此判断:与边部气井相比,底水区气井连通的水体能量相对较强。

表 2 KeS3 井地面气水分离计量数据

Table 2 Gas-water separation measurement data of gas well KeS3

地面计量时间	油嘴工作制度/ mm	平均产水量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	平均产气量/ ( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	平均水气比/ [ $\text{m}^3 \cdot (10^4 \text{ m}^3)^{-1}$ ]	平均产水指数/ [ $\text{m}^3 \cdot (\text{d} \cdot \text{MPa})^{-1}$ ]
2015-10-9—10-24	5	115	9.6	12.0	4.56
	4	76	6.7	11.3	3.21
	3	42	4.2	10.0	2.01
2016-8-30—09-06	6	144	8.0	18.0	4.40
	5	112	7.5	15.0	4.02
	4	66	5.5	12.0	3.10

2.3 构造高部位气井水侵特征

构造高部位气井的储层海拔位置相对较高,气井产能高,离底水区有一定距离,该类气井见水相对较晚,初始产水量不大,水气比较低,气井携液能力强,图 7 为一口典型构造高部位气井 KeS3-1 的过井剖面。

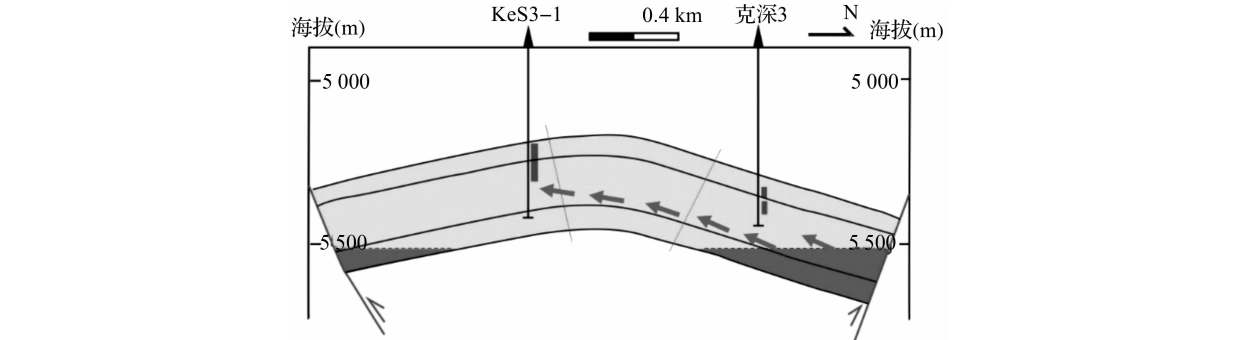


图 7 构造高部位气井 KeS3-1 过井剖面

Fig. 7 Cross well profile of KeS3-1 located at high point of structure

KeS3-1 井位于克深 3 井的构造高点,射孔底界海拔距气藏气水界面 204 m,体积酸压后试气无阻流量  $175 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,2014 年 5 月缺产后初期产量  $(40 \sim 50) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,日常生产曲线如图 8 所示。从该井生产指数曲线可知(图 9),当气井经历了清井期和无水侵期后,在累采气为  $1.67 \times 10^8 \text{ m}^3$  左右时(2015 年

8 月 14 日)生产指数开始明显增大,水侵补给能量持续至累采气约为  $2.34\times 10^8\text{ m}^3$  (2016 年 5 月 1 日)。

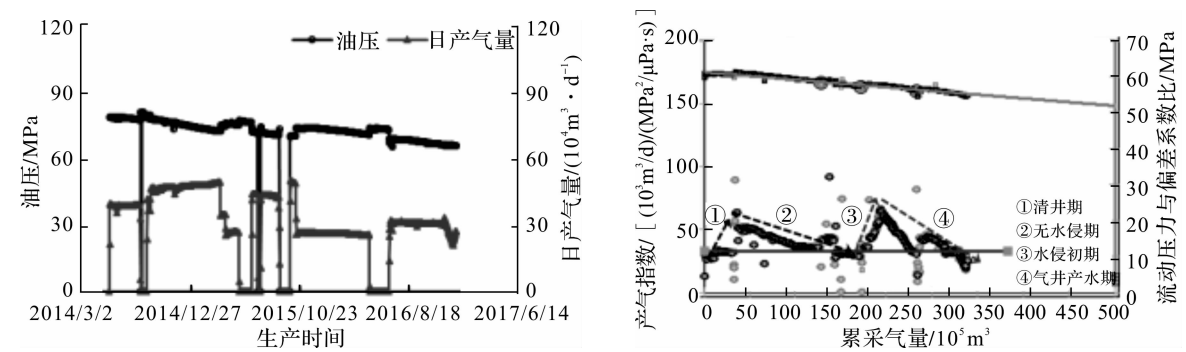


图 8 KeS3-1 井生产曲线

Fig. 8 Production curve of gas well KeS3-1

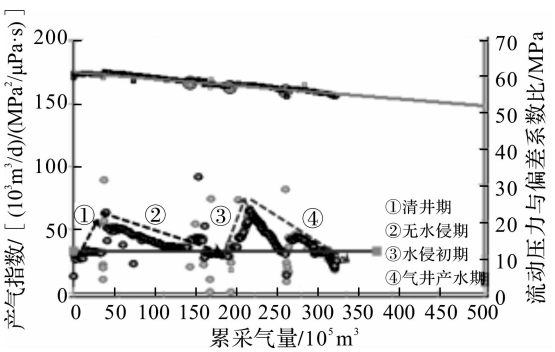


图 9 KeS3-1 井产气指数曲线(FMB)

Fig. 9 Gas productivity index curve of gas well KeS3-1

KeS3-1 井从投产至 2015 年 7 月之间监测氯离子质量浓度为  $1\,000\sim 2\,000\text{ mg/L}$ , 2015 年 10 月 12 日测试氯离子质量浓度上升至  $5\,600\text{ mg/L}$ , 至 2016 年 5 月之间无监测数据。为了核实产水情况, 2016 年 6 月 24 日至 7 月 3 日对该井进行了地面气水分离计量, 测得氯离子质量浓度为  $50\,000\text{ mg/L}$  左右, 产水量和水气比相对较低(表 3), 结合过井气藏剖面图分析, 产出水来自北部 KeS3 井的底水。

表 3 KeS3-1 井地面气水分离计量数据

Table 3 Gas-water separation measurement data of gas well KeS3-1

地面计量时间	油嘴工作制度/ mm	平均产水量/ ( $\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )	平均产气量/ ( $10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )	平均水气比/ [ $\text{m}^3\cdot(10^4\text{ m}^3)^{-1}$ ]	平均产水指数/ [ $\text{m}^3\cdot(\text{d}\cdot\text{MPa})^{-1}$ ]
2016-06-24—07-03	4	8.6	24.9	0.34	2.57
	5	10.3	32.1	0.32	1.86

2.4 致密区低产气井水侵特征

位于气藏鞍部及边部致密区的气井所在海拔较低, 储层裂缝不发育, 离气水过渡带较近, 试气无阻流量低( $\leq 40\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ )。该类气井在投产初期就产水, 氯离子质量浓度在  $30\,000\sim 60\,000\text{ mg/L}$  之间, 产气量与产水量均较低, 不具备长期连续生产能力, 属于低效井。表 4 列出了两口典型致密区低产气井的地面气水分离计量数据, 气井平均产水量低于  $10\text{ m}^3/\text{d}$ , 平均产水指数低于  $0.2\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$ , 明显低于前三类气井。

表 4 致密带气井地面气水分离计量数据

Table 4 Gas-water separation measurement data of gas wells located in tight zones

井名	试气无阻流量/( $10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )	地面计量时间	油嘴工作制度/mm	平均产水量/( $\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )
KeS2	24.1	2014-03-19—09-12	7	9.9
			6	4.8
			5	2.6
KeS301	19.9	2015-08-27—09-01	6	3.8
			8	4.9
井名	平均产气量/( $10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )	平均水气比/[ $\text{m}^3\cdot(10^4\text{ m}^3)^{-1}$ ]	平均产水指数/[ $\text{m}^3\cdot(\text{d}\cdot\text{MPa})^{-1}$ ]	
KeS2	20.4	0.48	0.174	
	17.2	0.28	0.098	
	14.2	0.18	0.005	
KeS301	13.1	0.29	0.073	
	15.8	0.38	0.083	

3 克深 2 气田水侵形势分析及调控建议

根据地质综合研究分析, 克深 2 气藏静态水体倍数约为 3~4 倍。自 2013 年 4 月投产以来, 该气田

已有16井产水,其中边部气井4口、底水区气井3口、高部位气井3口、致密区气井6口,水侵速度及活跃程度大大超出了方案预测,这主要与边部底水沿高角度裂缝快速窜进有关。根据克深2气田气井产水情况,作出水侵路径分析示意图(图10),可看出水侵从低部位逐步向构造高点推进,以3个构造高点为中心,将气田分成3块,其中西部的克深3井区已全面见水。根据水侵路径及气井产气指数曲线特征分析,预测克深2井区近期还将有4口气井见水,气藏整体生产面临较大水侵风险。由于不同构造部位气井的水侵特征有较大差别,建议采取不同调控措施。

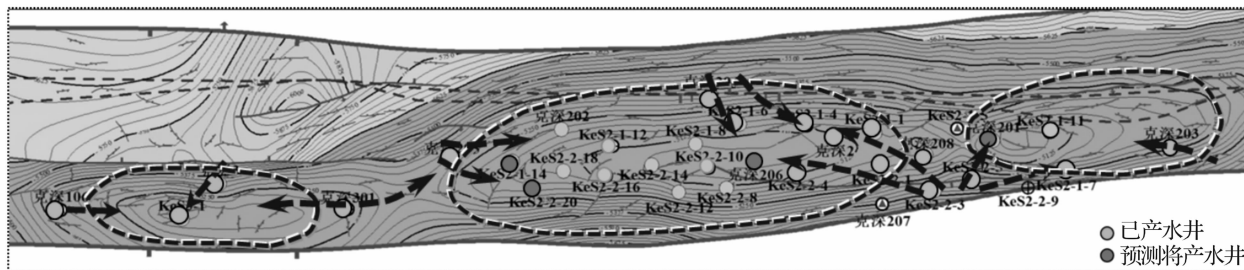


图10 克深2气田(2、3井区)水侵路径分析示意图

Fig. 10 Sketch map of water invasion path of Keshen-2 gas field(2 and 3 block)

对位于构造边部及底水区的气井,水侵初期补给能量时间短、见水快、产水量大,易形成暴性水淹,导致气井产能和采收率大幅下降;因此,在生产初期需要严格控制生产压差,建议产量为试气无阻流量的 $1/6 \sim 1/7$ 。当气井见水后,根据产水指数变化特点判断水体能量大小,若连通水体范围有限,建议在具备污水回注的条件下及时开展排水采气,以延缓水侵向构造高部位推进,如克深2井区南翼区域;若水体能量充足,建议维持现有生产工作制度,不宜开展强排水措施,如克深3井区。对于构造高部位气井,在投产初期可适当高产,但配产不宜超过试气无阻流量的 $1/5$ ;该类气井见水较晚,见水初期产水量小,水气比低,但产水指数高,建议在保证气井携液能力的条件下适当控制生产压差,以保证气井平稳生产。致密带低产气井可作为水侵观察井,在投产后连续监测氯离子质量浓度的变化情况,以跟踪水侵进程。

#### 4 结 论

水侵对超深层裂缝性致密砂岩气藏生产影响很大,通过对该类气藏/气井的水侵动态特征的分析,笔者建立了产水预警模式,并提出相应的调控建议:

1)利用产气指数可将该类气藏产水气井生产划分为四个阶段:清井期、无水侵期、水侵初期和产水期。在水侵初期,产气指数将因水侵能量补给而明显增大,成为水侵预警标志,与氯离子浓度监测、地面气水分离计量等方法相比,产气指数判别法能够更早识别气藏/气井水侵,以及时提出调控对策。

2)不同部位气井的各个生产阶段持续时间不同,产水量、水气比、产水指数等指标亦有较大差别,宜采取不同调控对策:构造边部及底水区的气井水侵初期补给能量时间短、产水量大,在生产初期需严格控制生产压差,以防过早暴性水淹;构造高部位气井在生产初期可适当高产,见水后需控制生产压差,以防水侵过快推进造成气藏局部分隔。

#### 参考文献:

- [1] 孙龙德,方朝亮,撒利明,等.地球物理技术在深层油气勘探中的创新与发展[J].石油勘探与开发,2015,42(4):415.
- [2] 孙龙德,邹才能,朱如凯,等.中国深层油气形成、分布与潜力分析[J].石油勘探与开发,2013,40(6):642.
- [3] 白国平,曹斌风.全球深层油气藏及其分布规律[J].石油与天然气地质,2014,35(1):20.
- [4] 王宇,苏劲,王凯,等.全球深层油气分布特征及聚集规律[J].天然气地球科学,2012,23(3):527.
- [5] 朱光有,张水昌.中国深层油气成藏条件与勘探潜力[J].石油学报,2009,30(6):794.
- [6] 张荣虎,杨海军,王俊鹏,等.库车坳陷超深层低孔致密砂岩储层形成机制与油气勘探意义[J].石油学报,2014,35(6):1058.

~~~~~  
(上接第 327 页)

- [7] 张荣虎,王俊鹏,马玉杰,等.塔里木盆地库车坳陷深层沉积微相古地貌及其对天然气富集的控制[J].天然气地球科学,2015,26(4):667.
- [8] 王俊鹏,张荣虎,赵继龙,等.超深层致密砂岩储层裂缝定量评价及预测研究:以塔里木盆地克深气田为例[J].天然气地球科学,2014,25(11):1735.
- [9] 徐振平,李勇,马玉杰,等.塔里木盆地库车坳陷中部构造单元划分新方案与天然气勘探方向[J].天然气工业,2011,31(3):31.
- [10] 孙志道.裂缝性有水气藏开采特征和开发方式优选[J].石油勘探与开发,2002,29(4):69.
- [11] 张新征,张烈辉,李玉林,等.预测裂缝型有水气藏早期水侵动态的新方法[J].西南石油大学学报,2007,29(5):82.
- [12] 樊怀才,钟兵,李晓平,等.裂缝型产水气藏水侵机理研究[J].天然气地球科学,2012,23(6):1179.
- [13] 李川东.裂缝性有水气藏开采技术浅析[J].天然气工业,2003,23(增刊):123.
- [14] 冯异勇,贺胜宁.裂缝性底水气藏气井水侵动态研究[J].天然气工业,1998,18(3):40.
- [15] MATTAR L, MCNEIL R. The “flowing” gas material balance[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998,37(2):53-54.
- [16] MATTAR L, ANDERSON D M. A systematic and comprehensive methodology for advanced analysis of production data[C]//Annual Technical Conference and Exhibition. Denver:SPE,2004.