

# 非均质气藏可动水评价及提高采收率新思路

高大鹏<sup>1,2</sup>, 孙敬<sup>3</sup>, 韩晓红<sup>3</sup>, 郑金定<sup>3</sup>, 黄敏<sup>3</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 北京大学地球与空间科学学院, 北京 100871;  
3. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100)

**摘要:**气藏衰竭式开采过程中,因高含水停喷甚至大面积水淹造成气井关井是很难治理的问题,准确评价气藏可动水对于高含水气藏治理及提高采收率有重要意义。以塔里木盆地塔河非均质底气藏为例,测试了不同物性储层、不同驱替压差条件下的岩心含水饱和度、可动水饱和度和束缚水饱和度,结合渗透率、孔隙度等主要影响因素进行对比分析,研究发现同一岩心的可动水饱和度和含水饱和度随驱替压差的变化趋势一致,而且岩心的渗透率越大,相同驱替压差下可动水饱和度和含水饱和度越高;在含水饱和度和可动水饱和度较高时,两者随驱替压差增加而快速下降,而在含水饱和度和可动水饱和度较低时,两者随驱替压差增加下降缓慢;气藏不同区块的岩心含水饱和度和可动水饱和度随驱替压差变化的范围不同。在可动水评价基础上,结合精细地质建模及数值模拟技术,根据气藏剩余气及含水饱和度分布状态,设计了综合部署“采气井、阻水井、排水井”的治理增产方案,通过加强井网控制程度、封堵优势渗流通道、排泄地层水体能量进而提高气藏采收率。

**关键词:**气藏;可动水;驱替压差;非均质性;综合治理;提高采收率

**中图分类号:**TE357 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2014)09-1437-07

**引用格式:**Gao Dapeng, Sun Jing, Han Xiaohong, *et al.* Assessment of the movable water in heterogeneous gas reservoir and new thoughts of enhancing gas recovery[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1437-1443. [高大鹏, 孙敬, 韩晓红, 等. 非均质气藏可动水评价及提高采收率新思路[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 1437-1443.]

## 0 引言

带边底水的非均质气藏在我国新、蜀、湘、鄂地区分布广泛,具有重要的经济价值<sup>[1]</sup>。对于带有较大能量水体的气藏,生产过程中由于边底水突进可能造成气井高含水甚至水淹停产,如何控水稳产以及治理水淹井是提高最终采收率的关键<sup>[2]</sup>。由于气藏不同区块储层物性、成藏条件等方面的差异,地层原始含水饱和度也不同,且原生水又包括束缚水和可动水,目前普遍认为常规气藏的束缚水吸附于岩石表面和赋存于微细孔喉内,在生产开发过程中无法运移;而可动水则赋存在较大的孔喉或孔隙中,在生产过程中可以运移<sup>[3]</sup>。因此,研究分析了非均质带边底水气藏可动水的赋存及变化规律,在此基础上

提出了基于可动水评价进行系统化治理的新思路,这对于高含水气藏在中后期提高采收率有重要意义。

## 1 可动水评价

### 1.1 可动水饱和度测定及对比分析

实验采用加拿大 Hycal 公司长岩心驱替装置,测试了塔里木盆地塔河气藏 A、S 2 个区块岩心可动水饱和度,选取具有代表性的 3 口井的 6 块岩心,基本物性参数如表 1 所示,其中岩心 S-105、A-145 为高渗;岩心 S-66、A-164 为中渗;岩心 S-46、A-39 为低渗,可有效表征该气藏的非均质性。已知 A 区块、S 区块均属常温常压中一高孔、中一高渗砂岩底水块状特高凝析油断背斜圈闭气藏,天然气相对密

度为 0.668, 地层压力为 44.74MPa, 地层温度为 97.8℃, 地层水矿化度为 221 000mg/L。实验气体均为取心井的现场真实气样, 水样为实验室根据现场地层水资料配制而得。

从表 1 中的物性数据可以看到 A 区块 3 块岩心的孔隙度和渗透率之间并没有很强的相关性, 这是因为渗透率主要受控于孔隙结构, 如孔隙与喉道之间的连通性好坏、孔径尺寸大小及其相对应孔隙的比例高低<sup>[4]</sup>等, 而孔隙度主要受控于岩石固体骨

架颗粒的粒度分布以及骨架颗粒的排列方式。此外, 孔隙的成因和构成直接影响砂岩的孔隙度/渗透率关系, 次生孔隙的连通性显然不如以粒间孔隙为主的原生孔隙(在相同孔隙度的情况下), 次生孔隙在储层空间中的比例越大, 砂岩的孔隙度/渗透率相关性越差<sup>[5]</sup>。

### 1.1.1 相同岩心可动水饱和度与含水饱和度

A 区块、S 区块 6 块岩心在不同驱替压差下的可动水饱和度和含水饱和度测试结果如图 1 所示。

表 1 岩心基本物性参数

Table 1 Basic physical properties of core samples

岩心编号	A-39	A-145	A-164	S-46	S-66	S-105
取心深度/m	4 158.7	4 269.1	4 271.9	4 873.5	5 039.6	5 044.05
孔隙度/%	25.8	26.4	26.8	10.9	14.3	18.6
渗透率/( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	38.1	361.1	170.5	1.9	32.1	229.8

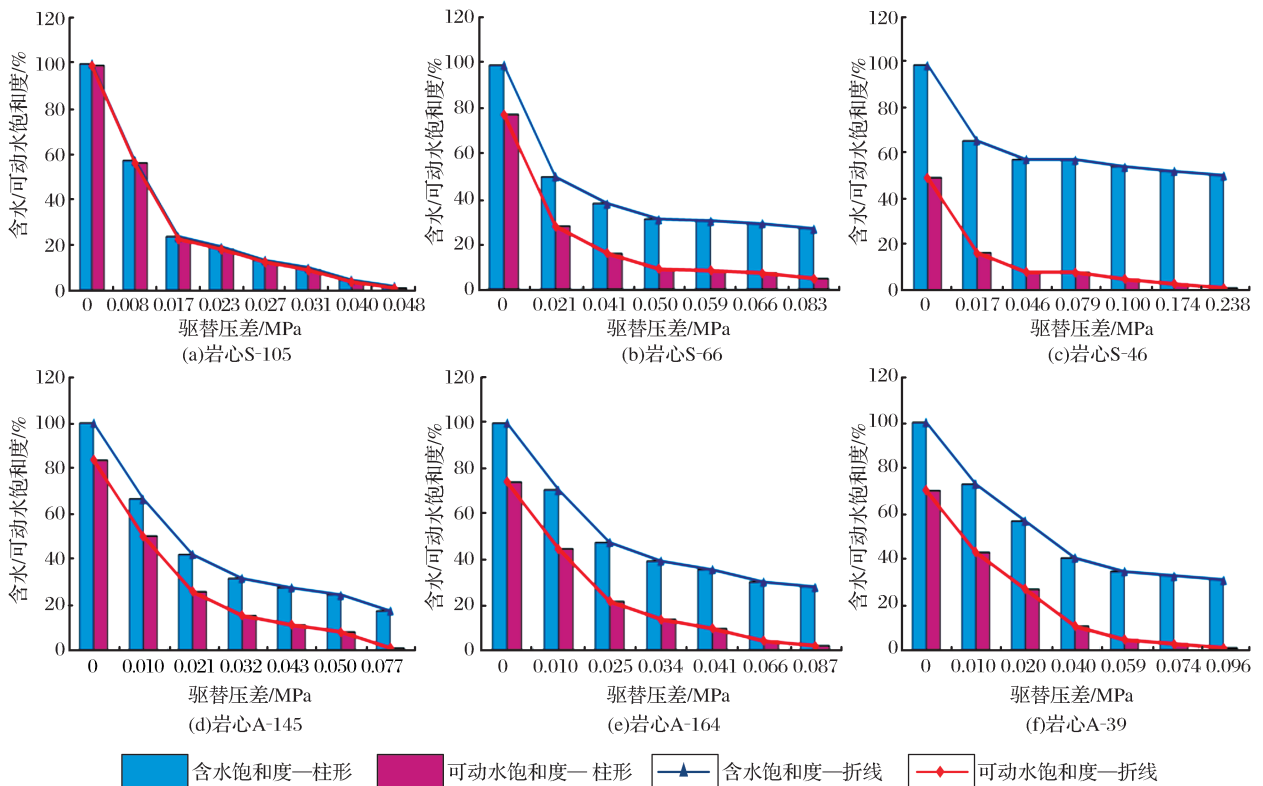


图 1 相同岩心在不同驱替压差下的可动水饱和度与含水饱和度

Fig. 1 Movable water saturation and water saturation in the same core under different displacement pressure difference

从相同岩心在不同驱替压差下的可动水饱和度与含水饱和度图(图 1)中可以得到如下认识:①同一岩心的可动水饱和度和含水饱和度随驱替压差的变化趋势一致。根据达西定律, 相同岩心上驱替压差与气体渗流速度呈正比, 说明同一岩心的束缚水饱和度与驱替压差及气体渗流速度无关, 也就是

在气藏的实际生产过程中降低井底流压, 增大生产压差, 气体流速增大, 束缚水仍然不会产出, 没有出现致密气藏束缚水的速敏效应<sup>[6]</sup>;②驱替压差从 0MPa 增大到 0.017~0.024MPa 过程中含水饱和度和可动水饱和度下降最快, 达到 0.058~0.065MPa 之后驱替压差继续增大, 含水饱和度和可

动水饱和度下降缓慢,可见在投产初期生产压差较小时,在压力波传播到的可动水饱和度高的地层内,地层水将很快大量产出;③不同驱替压差下,同一岩心中的含水饱和度与可动水饱和度之间的差值保持不变,说明不可动水饱和度不随驱替压差的变化而变化,实验中没有检测到临界水饱和度的存在,同时也没有出现岩心压敏效应造成束缚水转为可动水的实验现象<sup>[7-9]</sup>,那么不可动水饱和度可认为是束缚水饱和度;④S区块的岩心 S-105 渗透率为  $226.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,束缚水饱和度很低仅为 0.95%,与汪伟英

等<sup>[10]</sup>测得的高渗砂岩岩心的束缚水饱和度变化规律非常吻合,表现出了典型的高渗砂岩岩心的特点,这与岩石矿物成分以及岩心内孔隙与喉道之间的连通性有关,可见高渗区块是前期抑制底边水突进、后期治水控水的重点。

1. 1. 2 不同岩心含水饱和度对比分析

绘制 A 区块、S 区块不同渗透率岩心在不同驱替压差下的含水饱和度变化曲线(图 2)。其中,图 2(a)、图 2(b)分别为 A 区块、S 区块独立的对比结果,图 2(c)为 2 区块的综合对比结果。

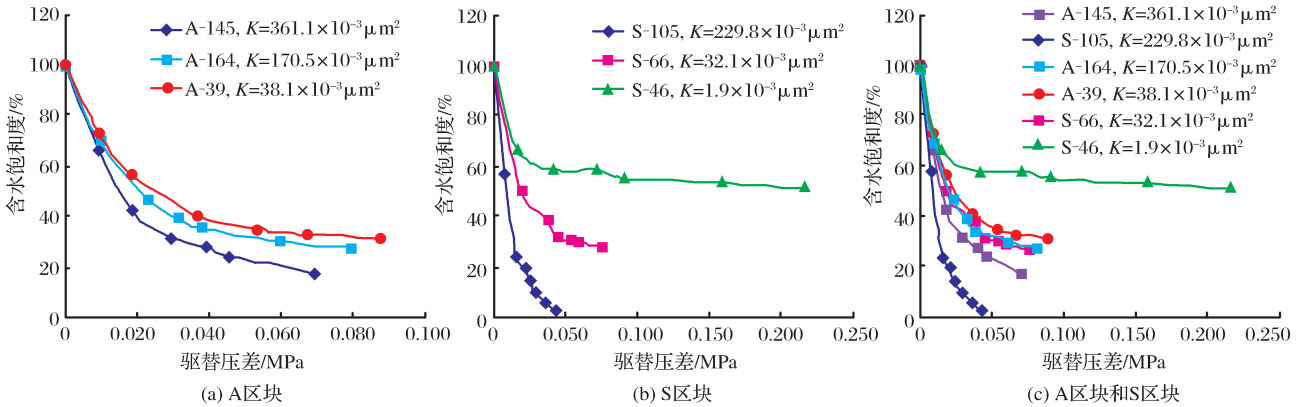


图 2 A 区块、S 区块不同渗透率岩心在不同驱替压差下含水饱和度变化曲线

Fig. 2 Water saturation of cores with different permeability in A & S block under different displacement pressure difference

从图 2 中可以得出以下认识:①岩心渗透率越大,相同驱替压差下含水饱和度越高;②岩心含水饱和度随驱替压差增大下降很快,在高含水饱和度下,含水饱和度随驱替压差增加下降快,在低含水饱和度下下降慢;③A 区块和 S 区块的岩心含水饱和度随驱替压差变化的范围不同。相同驱替压差下 S 区块渗透率不同的岩心含水饱和度相差范围较大(0~

60%),A 区块渗透率不同的岩心含水饱和度相差范围较小(0~20%)。

1. 1. 3 不同岩心可动水饱和度对比分析

绘制 A 区块、S 区块不同渗透率岩心在不同驱替压差下的可动水饱和度变化曲线(图 3)。其中,图 3(a)、图 3(b)为 2 区块独立的对比结果,图 3(c)为 2 区块的综合对比结果。

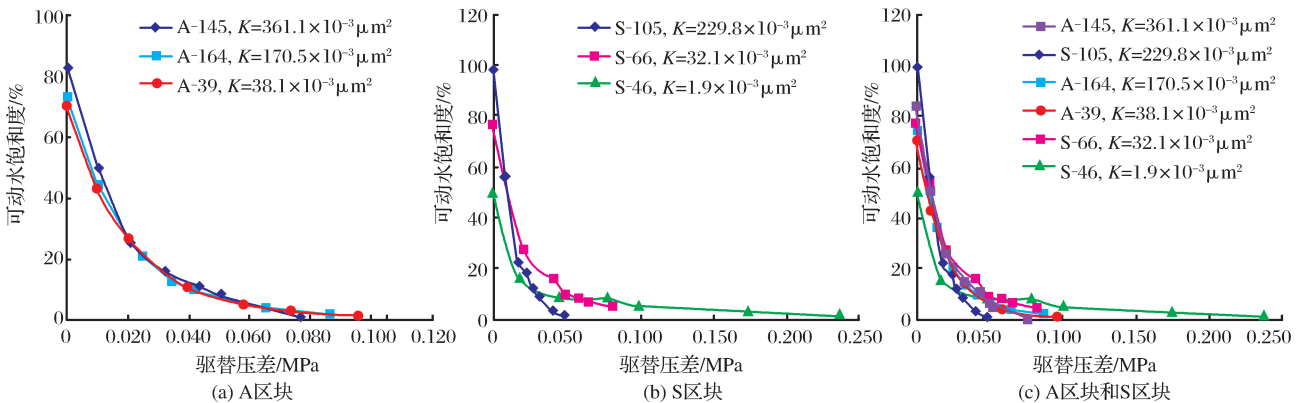


图 3 A 区块、S 区块不同渗透率岩心在不同驱替压差下可动水饱和度变化曲线

Fig. 3 Movable water saturation of cores with different permeability in A & S block under different displacement pressure difference

从图 3 中可以得出以下认识:①岩心渗透率越大初始可动水饱和度越高。从总体趋势来看驱替压差越大岩心可动水饱和度下降得越快。对于水体能量较大的气藏,如果生产过程中选择较大的生产压差,那么当地层水推进到井底后,气井将迅速大量产水,对于可动水饱和度高的区域可适当选择较小的生产压差,并在地层水推进的位置上及时采取堵水、排水措施。②岩心可动水饱和度随驱替压差增大下降很快。在高可动水饱和度下,可动水饱和度随驱替压差增加下降快,低可动水饱和度下下降慢。气藏采取排水措施后,地层可动水饱和度下降,可适当降低采气井井底流压,增大产气量。③ A 区块和 S 区块的岩心可动水饱和度随驱替压差变化的范围不同。A 区块渗透率不同的岩心可动水饱和度变化范围很小,可动水饱和度的相差范围为 0~13%,且当驱替压差超过 0.02MPa 之后,岩心的可动水饱和度基本相同。S 区块渗透率不同的岩心可动水饱和度变化范围大,可动水饱和度的相差范围为 10%~48%,这可能导致地层水沿优势渗流通道发生层间窜流,因而需要利用高分子材料封堵优势渗流通道,避免地层水突进。

## 1.2 束缚水饱和度测定及对比分析

绘制 A 区块、S 区块不同渗透率、孔隙度岩心的束缚水饱和度变化曲线(图 4,图 5)。

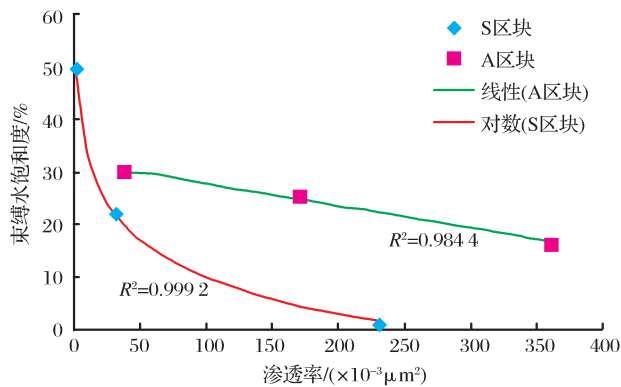


图 4 A 区块、S 区块岩心束缚水饱和度随渗透率变化曲线  
Fig. 4 Irreducible water saturation in different block under different permeability in A & S block

由图 4、图 5 可以得出以下认识:①岩心的渗透率越大,束缚水饱和度越低。说明在物性较好的区域生产,见水可能更快,产水量也可能更大。②对于 S 区块,岩心孔隙度越大,束缚水饱和度越低,而且递减速率很快;但对于 A 区块而言,不同渗透率岩心孔隙度相差不大,孔隙度与束缚水饱和度之间没有相关性,这是由于可动水饱和度受到孔隙大小及连通性的

影响,所测的孔隙度为有效孔隙度,其主要表征储层有效孔隙所占的比例,不能表征孔隙之间的连通性<sup>[3]</sup>。③S 区块岩心束缚水饱和度随渗透率变化明显,A 区块岩心束缚水饱和度随渗透率变化相对平缓。因此,在 S 区块尤其应该注意采取排水、阻水措施避免底水沿高渗带突进,造成气井高产水而停产。④S 区块和 A 区块岩心束缚水饱和度随渗透率变化规律不同,S 区块岩心束缚水饱和度随渗透率的变化服从对数关系,A 区块则服从线性关系。

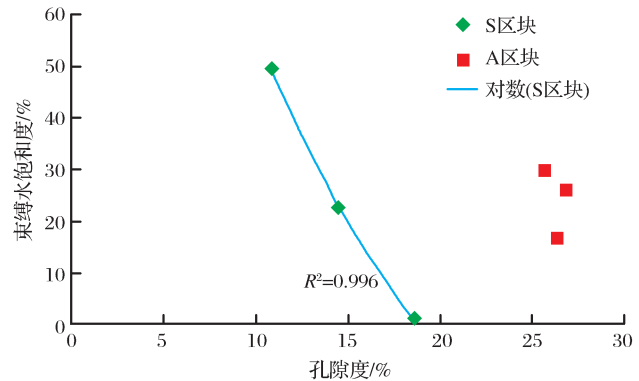


图 5 A 区块、S 区块岩心束缚水饱和度随孔隙度变化曲线  
Fig. 5 Irreducible water saturation in different block under different porosity in A & S block

总体来看,可动水饱和度是由储层的微观孔隙结构决定的,受到对应储层物性及含水饱和度的影响比较明显,是与孔、渗同属一个层次的储层固有属性<sup>[3]</sup>,且与它们存在一定的对应关系;此外,可动水饱和度受不同大小孔喉分布比例影响大,小孔喉占的比例越高,可动水饱和度越低<sup>[3]</sup>,这在一定程度上表现为不同区块之间可动水饱和度与储层物性存在独立的对应关系,这与 A 区块、S 区块可动水饱和度的对比分析结果十分吻合。储层可动水饱和度与气井产水特征之间具有明显的正相关关系,可动水饱和度越高,储层产水越严重,应用可动水饱和度能有效预测储层产水特征,这对于井位优选、降低气井产水风险具有指导意义<sup>[11]</sup>。因而,可动水饱和度可作为指导气藏治水控水方案设计的重要指标,主要思路是在可动水饱和度低、气井产水量小的区域选择合适的排水采气工艺保持气井带水生产,气井可同时保持较高的产量;在可动水饱和度较高、气井产水量大的区域,结合可动水的分布特征考虑是否采取封堵措施,以及在地层水推进的线路上是否采取排水措施,针对采气井采用电潜泵等强排水工艺措施,同时控制气井产量。在可动水饱和度很高、气井水淹停产的区域,可选择新钻排水井排泄水区压力,

排水一段时间后采取泡排、气举等排水采气工艺措施使水淹气井复产,或者在老井基础上补钻水层,采取双层完井措施边排水边采气。此外,可动水饱和度也是采气井的工作制度、部署新井的位置及井型、排水井的日排水量等参数选取的重要依据。

## 2 提高采收率思路

对于已经采用衰竭方式开采的非均质性较强的边底水气藏而言,生产过程中延长无水采气时间、合理带水生产以及避免气井水淹对于有效开发气藏有重要意义,因而可以将中后期提高采收率的重点放在治水控水、调整完善井网2个方面,整个过程需要避免仅从单井考虑的局限性,应从气藏全局出发进行系统性优化。利用气藏数值模拟技术把握区块的含水饱和度整体分布,再根据可动水评价结果分析气藏各区域的产水特征,规划“采气井、阻水井、排水井”的部署方位和调整方案,优化排水时间、阻水强度、采气速度等工艺参数。

### 2.1 “采、阻、排”综合治理方案设计

对于开发中后期的气藏,特别是地层中存在两相或三相流动的气藏,在部署开发治理方案、选择开采方式时,获取准确的地层流体相态特征至关重要<sup>[12]</sup>,开展数值模拟时建议采用组分模型对气藏流体进行相态拟合<sup>[13]</sup>、生产历史拟合,精细拟合有助于在气藏流体相态特征、地质不确定因素、边底水能量大小方面进一步加深认识,从而准确分析区块各阶段的气水分布状态和水侵动态规律,在此基础上根据气井所在区域内可动水饱和度的大小及分布特征选择泡排、气举等排水采气措施或者堵水措施,提出“采、阻、排”综合治理方案设计思路及原则。

#### 2.1.1 方案设计思路

以塔里木盆地塔河气藏已高含水的A区块为例,针对见水气藏可以按照如下思路布置采气井、阻水井和排水井:①在位于构造有利部位且储层厚度大物性好的主产区以及剩余气富集区,优选主产气井,控制合理采气速度,延长气井的无水采气期,根据区域储量控制程度可钻少量新气井。②在气水边界或以下层段射孔的气井采取排水采气工艺措施,并向存在优势渗流通道的层位注入适量堵剂及时阻水,以减缓气水边界推进速度,避免气藏水侵恶化。③气水联合开采,在控制主产区合理采气速度的同时,选择最佳排水区进行强排水<sup>[14]</sup>。

A区块为低幅度断背斜圈闭,圈闭内断裂较为发育,属于三角洲前缘亚相沉积,自下而上由多个正

韵律沉积旋回组成,总体上属于常温常压中—高孔、中—高渗砂岩底水块状特高凝析油断背斜圈闭气藏,该区块共投产9口采气井,截至2013年7月已有6口高含水停产,仅有图6中③号剩余气富集区域的3口直采气井还在生产,单井采气速度达到20 000m<sup>3</sup>/d,生产状况良好。从A区块2013年7月的含水饱和度分布数值模拟图(图6)中可以看到,区块边部和中部的大面积深蓝色区域含水饱和度已经超过80%,可动水所占比例很高,说明地层水在这些区域富集,一方面是由于区域构造位置较低,另一方面是由于底水能量大锥进明显。可结合该区块的含水饱和度数值模拟结果,针对不同区域的气水分布特征以及可动水特点设计治理方案。

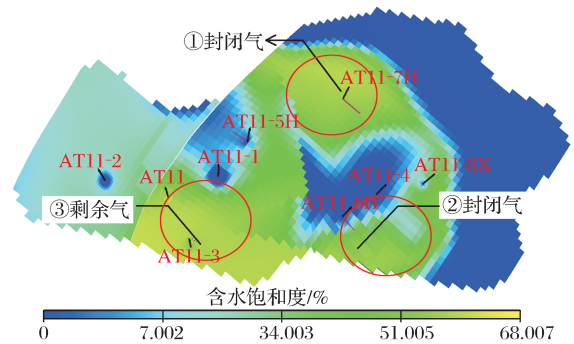


图6 2013年7月A区块含水饱和度分布数值模拟  
Fig. 6 Numerical simulation water saturation of A block in July 2013

#### 2.1.2 方案设计原则

①充分利用已完钻生产井,对于水淹非常严重的生产井可转为排水井或者阻水井,而对于停产井也可尽量采用排水采气工艺复产,节约钻完井费用,增大区块整体效益;②结合地质分析及数值模拟预测的剩余气富集区域合理布置少量采气井,建议采用双层完井、双管完井、同心管完井的排水采气技术边采气边排水,并利用油藏工程方法确定单井合理产能。A区块采用不规则井网开发,井距500~1 000m不等,开发过程中出现正常生产的采气井受到相邻水淹井水窜的影响而见水的现象,因而在完善井网时布置的新采气井应与高产水停产的井之间距离增大;③结合区块气水界面变化特征、底水锥进动态以及已形成的优势渗流通道确定阻水井的位置,主要是在地层水沿高渗透带或裂缝发育带进入气藏的通道上建立阻水屏障,减缓底水上升的速度;④在底水能量较大,可动水饱和度较高以及储量丰度较高的区域附近布置少量排水井,降低水区压力,使封闭气膨胀易于产出。

## 2.2 单井工艺参数设计

根据方案设计思路及原则,将不同治理措施交叉组合设计多种提高采收率的系统方案;然后对采气井、阻水井、排水井分别设计工艺参数,其中采气井工艺参数主要包括:油嘴大小、日采气量等生产制度参数;阻水井工艺参数主要包括:堵剂选择、堵剂用量;排水井工艺参数主要包括:井部署位置(气藏内部,气水界面处或气水界面外)、井型(直井或水平井)、排水量、排水工作制度。

## 2.3 综合治理方案优选

主要通过数值模拟预测和技术经济评价 2 种方式对设计的治理方案进行综合优选,在运用数值模拟方法进行比较优选时主要考虑天然气和凝析油的累计采出程度和采出速度,在运用技术经济评价进行比较优选时主要考虑净现金流量、投资回收期、内部收益率。通过对各评价指标进行对比分析,选择最佳治理方案。据此针对塔里木盆地塔河气藏 A 区块设计的治理方案(图 7)如下:①在底水锥进较为明显的左侧 A-2 断块新钻一口直气井,新采气井建议采用双管完井排水采气技术边排水边采气,复产和新钻直气井日产量均定为  $20\ 000\text{m}^3/\text{d}$ ,水平气井日产量定为  $40\ 000\text{m}^3/\text{d}$ 。②将底水锥进非常明显的 A-5H 井和 A-4 井转为阻水井,避免底水进一步影响周围正常生产的气井,建议采用以超细水泥为主剂的封堵剂。③在右侧底水能量较大的区域部署一口排水井,降低①号、②号封闭气周围的压力,便于气体释放,日排水量  $500\text{m}^3/\text{d}$ ,采取间断式排水防止地层压力下降过快。

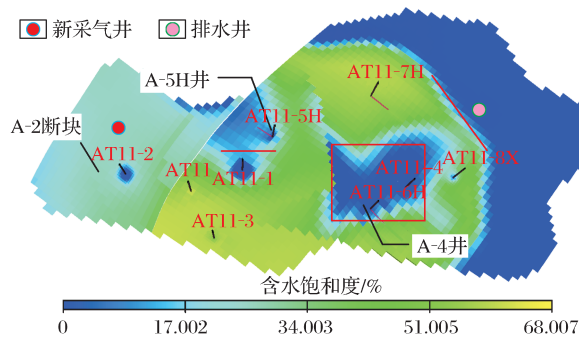


图 7 A 区块最优治理方案数值模拟设计示意

Fig. 7 Numerical simulation of optimal managing design in A block

## 3 结论

(1)同一岩心的可动水饱和度和含水饱和度随压差的变化趋势基本一致,而且岩心的渗透率越大,束缚水饱和度越低,说明同一岩心的束缚水饱和度

与驱替压差无关,而且在物性较好的区域生产,见水可能更严重。

(2)在生产初期压差不是很大的时候,含水饱和度和较高的地层内已经大量产出地层水,同时在压力波传播到的存在可动水的地层内,地层水将很快产出,不存在启动压力梯度。

(3)岩心渗透率越大,相同驱替压差下含水饱和度和可动水饱和度越高。在高含水饱和度和可动水饱和度的情况下,含水饱和度和可动水饱和度随驱替压差增加而快速下降,低含水饱和度和可动水饱和度的情况下缓慢下降。

(4)对于不同岩性特征的气藏,岩心含水饱和度和可动水饱和度随驱替压差变化的范围不同,变化范围大的区块容易出现地层水沿优势渗流通道层间窜流的现象。

(5)在掌握非均质边底水气藏可动水的赋存及变化规律的基础上,利用基于精细地质建模和数值模拟得到的含水饱和度分布图,通过排、堵水工艺措施和调整、完善开发井网对高含水气藏进行系统化治理,进而提高气藏的最终采收率。

## 参考文献(References):

- [1] Hu Yongle, Luo Kai, Li Xiangfang, *et al.* Condensate Phase Behavior and Percolation Mechanism of Low Permeability Gas Reservoir Fluid[M]. Beijing: Science Press, 2010. [胡永乐, 罗凯, 李相方, 等. 凝析、低渗气藏流体相态与渗流机理[M]. 北京: 科学出版社, 2010.]
- [2] Gao Dapeng, Liu Dehua, Lao Shenghua, *et al.* Bottom water energy evaluation of the condensate gas reservoir in AT1 block Tahe Oilfield[J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2012, 9(8): 94-96. [高大鹏, 刘德华, 劳胜华, 等. 塔河油田 AT1 区块凝析气藏底水能量评价[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2012, 9(8): 94-96.]
- [3] Ye Liyou, Gao Shusheng, Xiong Wei. Demonstration of mobile water saturation as evaluation parameter of low permeability sandstone gas reservoir[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(1): 57-59. [叶礼友, 高树生, 熊伟. 可动水饱和度作为低渗砂岩气藏储层评价参数的论证[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(1): 57-59.]
- [4] Shao Weizhi, Xie Jingyu, Chi Xiurong, *et al.* On the relation of porosity and permeability in low porosity and low permeability rock[J]. Well Logging Technology, 2013, 37(2): 149-152. [邵维志, 解经宇, 迟秀荣, 等. 低孔隙度低渗透率岩石孔隙度与渗透率关系研究[J]. 测井技术, 2013, 37(2): 149-152.]
- [5] Huang Sijing, Zhang Meng, Zhu Shiquan, *et al.* Control of origin of pores over relationship of porosity to permeability in sandstone reservoir: A case study from Yanchang sandstone of Triassic of eastern Gansu, Ordos Basin[J]. Journal of

- Chengdu University of Technology; Science & Technology Edition, 2004, 31(6): 648-650. [黄思静, 张萌, 朱世全, 等. 砂岩孔隙成因对孔隙度/渗透率关系的控制作用——以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组为例[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2004, 31(6): 648-650.]
- [6] Guo Ping, Huang Weigang, Jiang Yiwei, *et al.* Research on the irreducible and movable water of tight sandstone gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(10): 99-101. [郭平, 黄伟岗, 姜贻伟, 等. 致密气藏束缚与可动水研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 99-101.]
- [7] Zhou Dezhi. Study of the relation between immobile water saturation and critical water saturation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(6): 81-83. [周德志. 束缚水饱和度与临界水饱和度关系的研究[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 81-83.]
- [8] Xu Wenping, Wu Chaodong, Guan Ping, *et al.* Prediction of free water in the unconsolidated sandstone reservoir in the Quaternary gas field, Qaidam Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(5): 953-954. [许文平, 吴朝东, 关平, 等. 柴达木盆地第四系疏松砂岩天然气储层可动水预测方法研究[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(5): 953-954.]
- [9] Yang Manping, Li Yun, Peng Caizhen. Analysis of stress sensitivity for irreducible water of gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(4): 391-393. [杨满平, 李允, 彭彩珍. 气藏储层含束缚水的应力敏感性分析[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(4): 391-393.]
- [10] Wang Weiying, Zhang Gongshe. The influence of irreducible water and rock property to self-absorption [J]. Acta Petroli Sinica, 2000, 21(3): 66-68. [汪伟英, 张公社. 束缚水饱和度、岩石性质对自吸的影响[J]. 石油学报, 2000, 21(3): 66-68.]
- [11] Wang Liying, Yang Hongzhi, Ye Liyou, *et al.* Using mobile water saturation to forecast the characteristics of water production of Xujiache Formation in the center of Sichuan [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(11): 47-50. [王丽影, 杨洪志, 叶礼友, 等. 利用可动水饱和度预测川中地区须家河组气井产水特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(11): 47-50.]
- [12] He Shumei, Xiong Yu, Sun Liping, *et al.* Fluid phase state reconstruction for complex block gas condensate reservoir with oil ring [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(1): 186-187. [何书梅, 熊钰, 孙丽萍, 等. 复杂断块带油环凝析气藏流体相态重构[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(1): 186-187.]
- [13] Boualem Marir, Sonatrach Inc, Djebbar Tiab. Performance of Horizontal Wells in Gas Condensate Reservoirs; Hassi R'Mel Field Algeria [R]. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Moscow, Russia. SPE 100753, 2006.
- [14] Yang Bo, Tang Hai, Lü Dongliang, *et al.* Bottom water reservoir drainage gas recovery in advance [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(1): 351-353. [杨波, 唐海, 吕栋梁, 等. 底水气藏超前排水采气[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(1): 351-353.]

## Assessment of the Movable Water in Heterogeneous Gas Reservoir and New Thoughts of Enhancing Gas Recovery

GAO Da-peng<sup>1,2</sup>, SUN Jing<sup>3</sup>, HAN Xiao-hong<sup>3</sup>, ZHENG Jin-ding<sup>3</sup>, HUANG Min<sup>3</sup>

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China;

2. School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China;

3. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China)

**Abstract:** For the gas reservoir utilizing exhausting way to develop, it is a serious problem that wells stop production or shut down because of water flooding, so it is important to evaluate the movable water of high water content gas reservoir for managing and enhancing gas recovery. The study takes the heterogeneous gas reservoir with bottom water in Tarim Basin as an example, and then tests the cores' water saturation and movable water saturation and irreducible water saturation, and takes comparative analysis with permeability and porosity. Finally, we find that movable water saturation and water saturation have the same trends in the same core under different flooding pressure, and they are bigger in cores with higher permeability. They decrease rapidly with the increase of flooding pressure when they are at high value, and they decrease slowly with the increase of flooding pressure when they are at low value. Their variation range differentiates in different block with different characteristics. Based on the assessment of movable water and the distribution of residual gas and water, this study puts forward the new thought of enhancing gas recovery by utilizing fine geological model and numerical simulation, through reinforcing well net controlling degree and sealing advantaged seepage channel and decreasing the water energy, designs the improvement project with gas wells, obstacle wells and drainage wells.

**Key words:** Gas reservoir; Movable water; Displacement pressure difference; Heterogeneity; Comprehensive treatment; Enhance gas recovery