

气田开发

塔河油田奥陶系潜山油藏油水关系分析

李竞好

(中国石化胜利油田分公司地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:油水关系特征及油水分布状况是油藏描述的重要内容之一。正确认识油藏的油水分布特征,对于油藏的方案编制、注水开发等起着至关重要的作用。潜山油藏不同于碎屑岩油藏,由于其特殊的储层结构以及储集空间类型,导致该类油藏中流体空间分布更具复杂性。以塔里木盆地塔河油田奥陶系油藏为例,根据单井以及井组的开发特征,结合该区储层分布特点,总结归纳了缝洞型碳酸盐岩潜山油藏油水关系模式,主要有普通式、隔油式、隔水式、复合式以及纯油式;针对每一类模式,实例分析了典型井以及井组的生产或见水特征。

关键词:碳酸盐岩;潜山油藏;油水关系;塔河油田

中图分类号:TE31

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2009)03-0425-04

0 引言

缝洞型潜山油藏,其储集空间主要以裂缝、溶孔、溶洞为主,油藏内的全部流体,均蕴藏于这些储集空间中。但是流体之间连通与否、连通程度如何,则取决于不同类别的储集空间之间的连通程度^[1]。储集空间在空间的分布特征、配置关系、连通状况,决定了油藏内部的油水关系特征。

潜山油藏油水关系研究是一个难点课题,国内外诸多的多年开发的潜山油藏,油水关系研究近年来都没有较新的突破,基本上都是采用常规的动、静态资料相结合的方法综合判断,并在开发过程中逐渐深化认识。国内开发者也探索着应用其他的技术来辅助判断潜山油藏油水界面。我国东部的冀东潜山油藏,应用水分析技术探测古潜山的油水界面。水分析技术是古潜山钻探实施欠平衡录井的一项配套技术,应用现场水分析中所测定的主要离子含量变化规律,来判断地层的油水、气水界面,这种技术在现场随钻过程中能快速、准确地判断出油水、气水界面^[2]。

1 塔河油田概况

塔河油田位于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸

起西南部,共划分了10个开发区,其中有6个开发区主力含油层系均以奥陶系为主,且储集空间主要以溶洞、溶孔为主^①,兼有裂缝,为典型的缝洞型碳酸盐岩潜山油藏。在这6个开发区内的完钻井成功率平均达84.7%,建成了年产原油 200×10^4 t的生产能力,各井的试油、测试及生产状况充分展示了该区潜山油藏具有良好的油气勘探开发前景^①。但随着开发时间的延长,奥陶系油藏见水井增多,油井见水率上升加快,这也为研究该类油藏油水关系、油水分布特征提供了较多的动态及静态资料。

2 油水分布关系的理论模式

2.1 普通式

普通式是在油藏类型中最为常见的模式。该类模式中,存储流体的储集空间为最简单的溶孔或溶洞,其内流体结构为最普通的上油下水的分布形式(图1),有一个统一的油水界面,其油水性质相对均一或有规律变化。该流体模式总体受重力分异作用的影响。此类型井在塔河油田分布较多,其典型的生产特征是具有一定时间的无水采油期,无水采油期的长短及含水上升的快慢由储集体的性质及水体规模决定。

典型井如4区的TK442井,该井于2003年5

月投产后,直至2004年10月,连续无水采油时间达17个月(图2)。

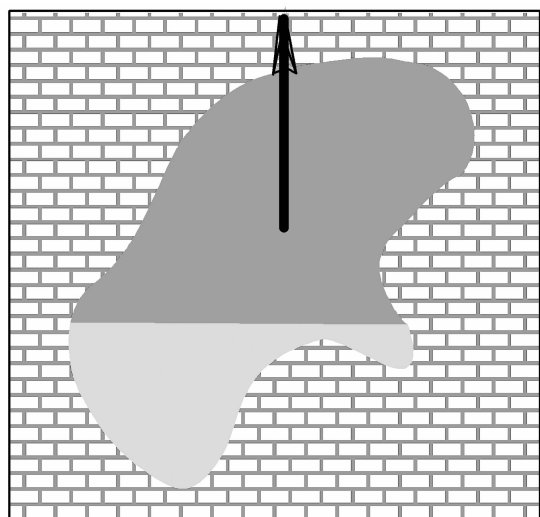


图1 普通式油水关系模式

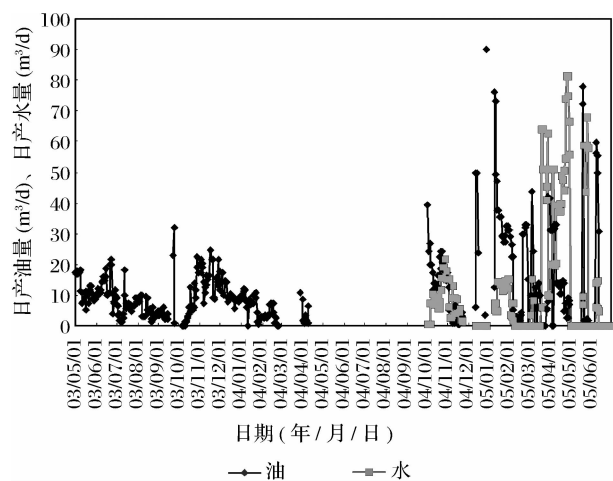


图2 TK442井日产量、日水量与时间关系曲线

2.2 隔油式

隔油式中,用来储存流体的溶孔或溶洞,受岩溶作用及储层岩性的影响,其形状不规则,其内油水共存模式表现为有2个或2个以上被水体分隔的储油空间,各含油和含水储集空间之间受压力作用而连通(图3)。同普通式相同,该类模式中,也具有统一的油水界面,流体模式同样受重力分异作用的影响。其形成主要是由于储层岩性不均一,岩溶作用程度存在空间差异性^[3],导致储集空间的分布以及形态不规则所致^[4]。该模式中,油水系统也具有统一的油水界面,但是随着油井的不断开采,界面会发生变化。开发动态上表现为初期产油,中期含水量增加,产油井变为油水同产井,随着分隔水体的不断减小,邻井的储油空间的油气将突破水体分隔进入已开发的储油空间,动态上表现为油井油产量逐渐增加,水

产量减小,最后变为以产纯油为主。

典型井如S65井生产过程经历了3个阶段(图4):第1阶段无水采油期,水体向井筒锥进;第2阶段是水体锥进到井筒,此时油水同出,井筒附近水体上升,邻近的储集体由于原油的膨胀作用,水体界面下降。第3阶段当邻近的油水界面下降到储集体中的原油可以向井筒流动时,含水开始下降。随着时间推移含水率变化为由高到低,最后含水率几乎降为零,与之相对应的是油井产量则呈现出从高到低,再到高的变化过程。

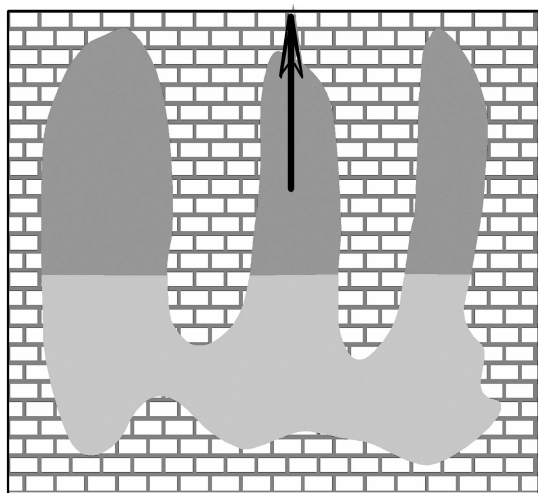


图3 隔油式油水关系模式

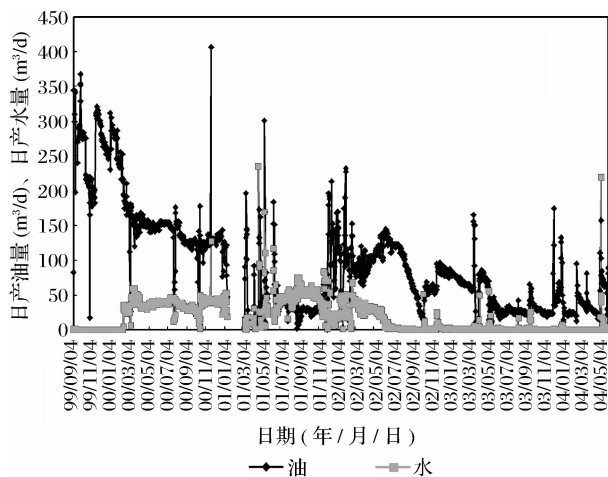


图4 S65井日产量、日水量与时间关系曲线

2.3 隔水式

隔水式中,各单井之间油体相连,但下部水体被上部油体分隔开。油水共存模式表现为底部有2个或2个以上被油体分隔的不相连的水体空间,在各含油和含水储集空间之间具有压力连通关系(图5)。该模式中,油水系统不具有统一的油水界面。此类单元的油井投产后产量高、稳产期较长,储集体

的连通性较好,供油半径大,采出流体能得到及时的补充。水体与油藏连通性较好,有一定的水体分布范围和一定大小的底水能量。

塔河4区的TK435单元内有3口井,TK435井位于中部(图5),该井所处的构造位置相对最高,且完钻深度最浅。3口井均投产于2001年4月,TK435井2002年12月已见水,但TK456井和TK455井至今仍未见水。如果TK435单元内的3口油井共用一个水体,TK456井和TK455井可能早已见水。因此,动态分析认为该单元虽属同一流动单元,但其水体却并非连通,推断TK455井、TK435井与TK456井的水体各不相通,各井均有自己独立的水体。

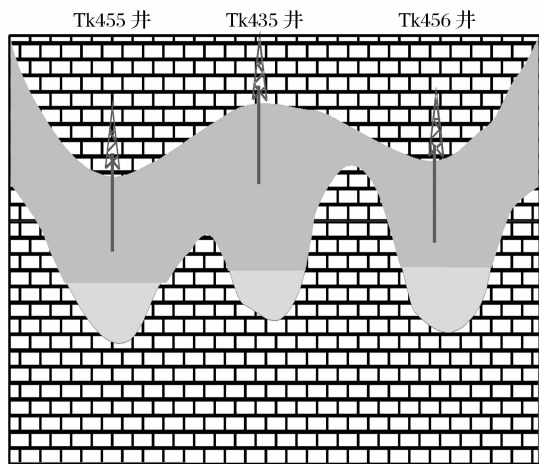


图5 隔水式油水关系模式

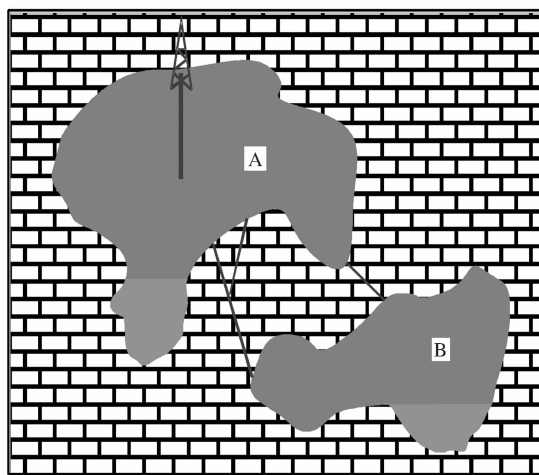


图6 多元式油水关系模式

2.4 多元式

多元式中,至少存在有2个流动单元,它们之间由岩溶作用产生的溶柱或裂缝等作为相互连通的通道^[5]。但是该类模式中各流动单元的连通程度,则随着开发过程中的动态变化而变化。

图6所示多元式中,由A、B 2个流动单元构成。低部位的B中的流体在高部位的A中的压力没有降到一个门槛值时,流体是不会流入A中,这个门槛值的大小和A与B的连通介质情况有关。如果钻井打到流动单元A上,其内的流体先被采出,当流体体积亏空到一定程度时,压力下降,B中的流体开始向A流动。即随着开采程度的加深,其连通程度加强。

根据生产动态特征,推测塔河4区的TK462H井应属于多元模式(图7)。从该井生产曲线看出,其生产过程可以分为3个阶段:第1阶段是投产后自喷,自喷时间长短与流动单元的大小有关,对本井来说,相当于钻井钻入流动单元A,由于该单元规模较小,因此很快停喷;进入第2生产阶段,对该井进行了修井机抽,机抽后由于其体积有限,因此流体体积很快亏空;进入第3生产阶段,流动单元A中压力下降,导致B单元中流体参与贡献,向A内流动,该井又进入自喷生产阶段。同时根据该井的原油性质变化,在修井机抽后的较短时间内,原油密度从原来的 0.96 g/cm^3 下降到 0.91 g/cm^3 ,也证明油源来自不同的流动单元内。

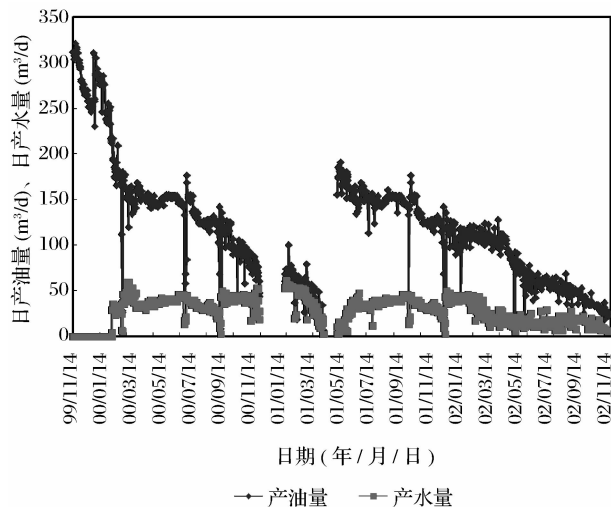


图7 TK462H井日产量、日产水量与时间关系曲线

笔者总结出的以上几类油水关系模式,主要是应用单井动态、静态资料进行定性分析的,但由于现场资料的准确性、人工操作的精度等影响因素,难免会有误差以及资料的多解性等问题存在。有关油水关系的认识也随着生产开发过程中动态资料的变化逐渐的加深。如笔者前面所提到的多元式模式中的TK462H井,对该井油水关系的认识就存在着多解性。该井处于第Ⅰ、第Ⅱ生产阶段过程中(图7),根据其动态特征,笔者曾认为其油水关系为最常见的

普通式,因为该井投产初期有短暂的无水采油期,见水后,其产油量以及产液量逐渐降低甚至接近不出液状态。但根据该井原油物性的变化,证明了其有多个油源,由此笔者推断了多元式油水关系模式。

3 结 论

缝洞型潜山油藏,相比碎屑岩油藏来说,由于其复杂的储层结构,其油水关系要复杂的多,没有明显的类似于碎屑岩油藏的层状以及块状的油藏结构。而且国内的大部分潜山油藏埋藏较深^[6],这就使得开发地震这一研究储层及流体的技术,在该类油藏的应用效果大大的降低。根据塔河奥陶系油藏油井的生产动态特征,结合该区的储层、储集空间分布特征,推测并总结了油水关系的几种理论模式。这些模式,在今后的开发生产中,还需要进一步的验证,而且随着开发时间的延长,或许还会出现更多的油

水关系模式,用于指导缝洞型潜山油藏的勘探开发。

致谢:感谢西北石油勘探分公司研究院杨敏、李宗宇老师等在论文编写期间给予的支持与帮助。

参考文献:

- [1] 王明健,国景星,盛世锋,等. 碳酸盐岩储层物性影响因素研究——以商 58 断块区沙一段为例[J]. 特种油气藏,2007,14(5):24-27.
- [2] 马士英,鲁宝菊,范金花. 水分析技术在古潜山探井的应用[J]. 录井工程,2001,13(1):46-49.
- [3] 郝运轻. 济阳坳陷治里—亮甲山组次生白云岩储集空间成因分析[J]. 油气地质与采收率,2006,13(1):14-16.
- [4] 鲁新便,吴铭东,王静. 塔河油田下奥陶统碳酸盐岩储层对比及储层剖面模型[J]. 新疆石油地质,2003,20(3):196-200.
- [5] 杨威,魏国齐,王清华,等. 和田河气田奥陶系碳酸盐岩储层特征及建设性成岩作用[J]. 天然气地球科学,2003,14(3):191-195.
- [6] 杨池银. 千米桥潜山凝析气藏勘探开发难点与对策分析 [J]. 天然气地球科学,2003,14(4):245-249.

Analysis about Oil-water Distribution in Ordovician Buried Hill Reservoir, Tahe Oilfield

LI Jing-hao

(Geological Institute of Shengli Oilfield Limited Company, SINOPEC, Dongying 257015, China)

Abstract: Oil-water distribution is an important content for reservoir description, and it is important for the reservoir production. Buried hill reservoirs are not as same as clastic ones because of their special reservoir texture, and the distribution of liquids is more complex in them. Taking the Tahe reservoir as example and according to reservoir distribution and production data, this paper summed up several patterns of buried hill reservoir, including general mode, intersected water mode, intersected oil mode, multiplex mode, and pure oil mode. For every mode, production or water breakthrough characteristics in wells are analyzed.

Key words: Carbonates; Buried hill reservoir; Oil-water distribution; Tahe oilfield.

(上接第 415 页)

Factors Affecting Production Decline Performance and Production Forecasting

DONG Wei-hong¹, YANG Shen²

(1. China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Langfang 065007, China)

Abstract: The change of oil-gas field production experiences the process of rise, stability, and decline. After a conventional gas well goes into production, production remains stable for a certain period of time then comes to a declining stage. Forecasting for this stage of production has an important sense for the adjusting of exploration and exploitation design, surface construction, economic evaluation of the gas well and increasing production measure decisions, and so on. Based on the research of oil-gas wells production decline in recent years, this paper studied about the relationship of the three Arps's production decline curves, came to the conclusion of production decline following a hyperbolic decline, summed up the major factors impacting the production decline of gas wells, analyzed the effect on production decline performance by the change of these factors, and used the production decline curves to forecast the descending phase of gas well production.

Key words: Arps; Production decline; Curve; Decline performance.