

气田开发

重力流沉积油藏剩余油分布规律及开发对策

官长利^{1,2}, 马 乔², 杨 波³, 赵仕民², 谭振华², 何书梅²

(1. 西南石油大学, 四川 成都 610500; 2. 中国石油大港油田分公司, 天津 300280;

3. 科麦奇中国石油有限公司, 北京 100016)

摘要:以大港油区板北地区为例对重力流沉积油藏沉积和砂体分布特征以及储层非均质性进行了研究,并结合油藏注采方式研究,总结了该类油藏剩余油分布规律和开发潜力,同时针对油藏剩余油的分布特点及其受控因素进一步研究提出了切实可行的油藏挖潜开发对策,实践表明,所提开发策略可明显改善油藏开发效果,提高非均质油藏最终采收率。

关键词:板北地区;重力流沉积;剩余油分布规律;开发对策

中图分类号:TE32

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2008)04-0557-04

在中国东部渤海湾地区,下第三系普遍发育水下重力流储集砂体,具有纵向上沉积层系多、储层砂体平面分布不稳定的特点,这种储层非均质性是影响油田开发效果的关键因素。长期以来,如何解决这种类型油藏在开发过程中存在的“层间、层内、平面”矛盾,最大限度地提高油层动用程度,一直是石油工程师们研究的首要课题。

板北地区位于大港油区板桥构造带北部,是一夹持在板桥断层与长芦断层之间的狭长构造,主力开发层位为板1油组,属典型的重力流水道沉积储层,平面上包括5个自然含油气断块,探明含油面积8.5 km²,原油地质储量426×10⁴ t。

经过20多年的注水开发,目前该区已进入高含水期开发阶段,地质情况的复杂性加上开发过程中不断的挖潜调整,使得地下剩余油分布无论是平面上还是纵向上都变得高度分散、异常复杂,挖潜难度日益增大。以板北地区为研究对象进行重力流沉积油藏剩余油分布规律及开发对策研究,除可直接用于指导板桥板北地区的后期开发外,对同类油藏的开发也具有指导意义。

1 板北地区沉积及储层特征

1.1 小层划分及对比

板1油组的砂体沉积以不稳定互层型为主,划

分过程中考虑斜井校正,有机结合测井与地震资料,同时考虑单旋回和多期砂体叠加旋回层的厚度及夹层识别2种标志分析隔、夹层的发育状况,把相互叠置的厚层水道砂细分对比到井间可追溯的单一沉积单元,板1油组纵向共划分为4个小层11个单砂体^[1]。沉积方式以侧积和垂相加积建造砂体为主,反韵律比较少见,具正韵律和复合韵律特征(图1)。

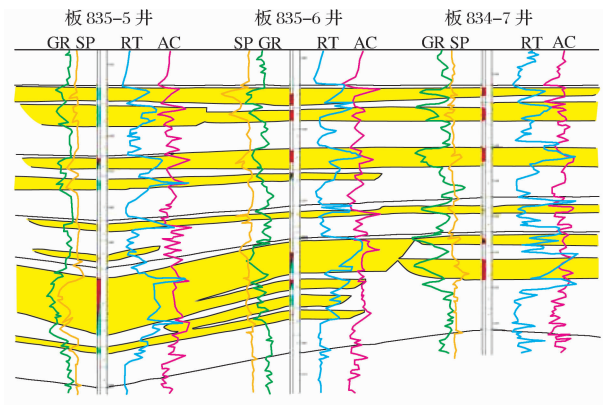


图1 板1油组典型单砂体划分示意

1.2 沉积特征

板北地区板1油组重力流水道砂体的沉积剖面为一套灰黑色质纯湖盆泥岩夹块状砂岩和具递变层理砂岩的沉积体系^[2],是由大小、长短、宽窄、深浅不一的单支或多支呈带状叠加的浊积岩体系,其形成

是由洪水和(或)滑塌型沉积物重力流快速卸载,低密度重力流溢出沟道逐步沉积所致。包括6种岩相类型:灰黑色纹层状泥岩相、水流波痕交错纹理粉砂岩相、具递变层理的粉细砂岩相、具碟状构造的块状砂岩相、块状砂岩相、块状混积岩相。综合单井相模式、测井曲线形态特征、砂岩等厚图及钻井沉积剖面等多种地质信息,将重力流水道沉积体系划分为主水道、分支水道、水道间、水道漫溢、末端水道、湖盆泥等6种微相。其中,重力流水道和重力流分支水道为本区的主要储集层,主水道为深水重力流水道的主体部分,总体上呈带状定向分布,岩性主要由相互叠置的块状中细砂岩、具平行层理或递变层理的粉细砂岩、波状交错层理粉砂岩组成,与下伏地层呈侵蚀突变接触,在电测曲线上表现为箱型或钟形;分支水道为主水道的分支部分,岩性较主水道微相略细一些,砂体厚度也较薄,在电测曲线上反映为以正旋回为主的钟型形态。受重力流水道迁移、摆动的影响,水道的宽度也时时变化,因此,砂体的厚度在横向上变化比较大,水道侧翼及水道间的分布范围也因水道的迁移、推进而不断改变(图2)。

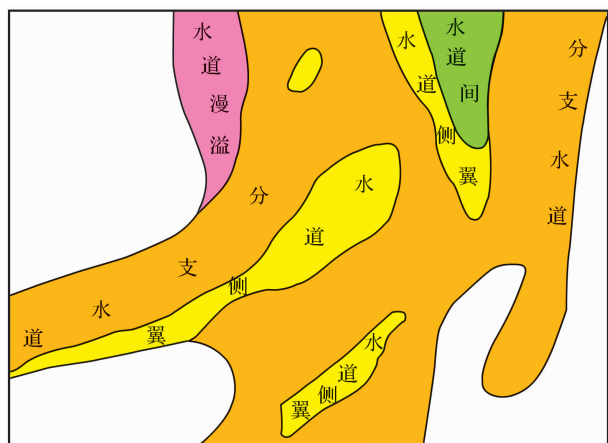


图2 板1油组4小层沉积微相分布

1.3 砂体分布规律

砂体的形成、展布受控于众多的地质因素,这些因素相互联系彼此制约,构成了不同的砂体类型。板北地区板1油组包括主水道砂体、分支水道砂体、水道侧翼砂体、水道漫溢砂体4种。砂层受物源及水道展布方向影响,砂体沿物源方向呈条带状分布,水下水道砂体上平下凸形态明显、单砂体横向联系性差,垂向上整体由下向上发育程度变差,但中间砂体随机分布也比较明显。其主要特征为:

(1)物源主要来自北东和北西向,水道内砂体厚度大,厚砂层主要分布在水道发育地区、距物源较近

部位和大断层附近。

(2)纵向上,水下水道的频繁迁移、摆动及不同时期水动力强弱不同,造成各小层砂层的发育程度也不同。4小层沉积时,2支北西向水流在工区中部拐弯变成北东向水流,水流强度大,砂体连片沉积;3小层沉积期,东边的水流强度变弱,砂层沉积薄,西支水流相对较强,沉积了2~10 m的砂层;2小层砂体主要为东支沿北东向条带状展布的水流,东支水流强度超过了西支水流强度;1小层沉积时期,水流普遍变弱,砂体主要呈北东向、北西向片状分布。

(3)整体上看砂体在平面上相互叠置,呈连片分布。沿水道方向砂体延伸远,连通性好,垂直水道方向砂体延伸短,连通性差。垂向上每个砂层组都包含2~3个单砂体,单砂体厚2~5 m,据砂体模型可确定水道的宽度约为300~800 m。

1.4 储层非均质性

板1油组储层层内非均质性较为严重^[3],单砂体层内渗透率变异系数平均为0.99,突进系数平均为3.56。板1油组各小层之间平面上隔层分布十分稳定、厚度大、密度小,平均隔层厚度在5~15 m之间,平均孔隙度为14.5%。平均渗透率为 $51.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,层间渗透率变异系数为0.95,突进系数为2.69。平面上单砂体各井点渗透率变异系数在0.99~1.79之间,突进系数均大于3.5,综合评价属强非均质储层。

2 开发生产特征

板北地区1982年投入开发,1985年进行注水开发,调整前板北开发区共有采油井30口,注水井27口,累积注水 $580.91 \times 10^4 \text{ m}^3$,累积产油 $152.67 \times 10^4 \text{ t}$,采出程度为35.8%,综合含水率为85.97%,已进入高含水期开发阶段。开采过程中主要存在以下问题:①储层非均质性强,注入水单层突进,含水率上升速度快;②多层合采合注导致层间、平面矛盾日益突出,动用差异大,高渗透层过早水淹,低渗透层动用程度较低;③剩余可采储量少,注水开发后期油水分布不清楚。

3 剩余油分布规律研究

3.1 剩余油饱和度分布特征

针对板北地区板1油组重力流沉积油藏的砂体分布特点,利用微流动单元划分技术解剖砂体叠置现象,以单砂体为模拟层建立精细地质模型进行数值模拟^[4-5],网格划分采用小网格距20~40 m划分

网格,充分体现储层非均质性,揭示砂体层间及平面矛盾,准确描述油藏剩余潜力分布,研究结果表明重力流储集砂体油藏剩余油分布具有如下规律:

- (1)油藏边部受岩性及断层边界控制,往外无泄流通道,剩余油饱和度相对较高。
- (2)板 1 油组 1、2 小层水流强度弱,形成砂体范围小,多以单井控制岩性油藏为主,剩余油饱和度较高,如板 1₁ 砂体、板 1₂ 砂体。
- (3)主水道、分支水道边部物性较差区域、水道侧翼砂体水洗程度较低,剩余油富集,如板 1₄ 砂体。
- (4)纵向上层间矛盾导致低渗层动用程度低,剩余油饱和度较高,如板 1₂ 砂体、板 1₄ 砂体。

3.2 油藏剩余潜力

重力流沉积油藏注水开发后期剩余潜力按受控因素大体可划分为 3 类:

- (1)未动用岩性油藏砂体控制的剩余潜力区,板北注水开发区总体动用程度较高,该类潜力约占总潜力的 3%。
- (2)油藏边部受岩性及断层边界控制形成的剩余潜力,该类潜力约占比板北注水开发区总潜力的 51.03%。
- (3)油藏纵向非均质、目前注采结构条件下注水形成的油藏剩余潜力,该类潜力约占比板北注水开发区总潜力的 45.97%。

4 开发对策研究

依据剩余油潜力研究结果,重力流沉积油藏剩余潜力主要受砂体展布、形态、断层遮挡及目前固有的注采结构的影响,为此,开发对策的研究主要以最大限度动用剩余潜力为目的,针对各类剩余油潜力提出有效的开发技术对策。

4.1 钻新井挖掘剩余潜力

该项对策的提出主要是针对油藏边部受岩性和断层边界控制形成的具有一定储量和范围的剩余油富集区。利用上述方法在板北地区共实施油井 3 口,均取得了较好的效果(表 1)。

表 1 板北地区新钻井生产情况

井号	生产层位	井段 (m)	投产初期			
			日产油 (t/d)	日产气 (m ³ /d)	日产水 (m ³ /d)	压力 (MPa)
板 828-11	板 1 3	046.4~3 051.90	31.71	12 052	6.82	32.21
板 9-10	板 1 2	949.3~2 952.0	45.14	7 532	4.67	36.8
板 831-21	板 1 2	972.9~3 000.2	24	52 706	0	26.68

4.2 针对储层非均质造成的层间动用差异,提高油井排液量,挖掘油藏剩余潜力

板北地区属多层合采重力流沉积油藏,高含水期对油井提液开采,从原理上讲可有效提高低渗层动用程度,增大水驱波及体积。选用提液幅度 10%、30%、50%、70% 共编制 4 套提液方案,利用数值模拟技术对油藏最佳提液量进行论证。

研究结果表明:高含水期提液开采可以有效缓解油藏层间矛盾,减小油层动用差异,改善油藏开发效果。提液 50% 时开发效果最好,预计可提高采收率 3%(图 3)。

4.3 周期注水激动平面及纵向低渗层剩余油,挖掘油藏剩余潜力^[6]

该种对策主要是通过周期性的改变油层的注水量或周期性地停止注水,在油层中造成不稳定的压力状态,使注水在层间压力差作用下发生层间渗流,激动低渗带剩余油,扩大注水波及效率,提高油层采收率。

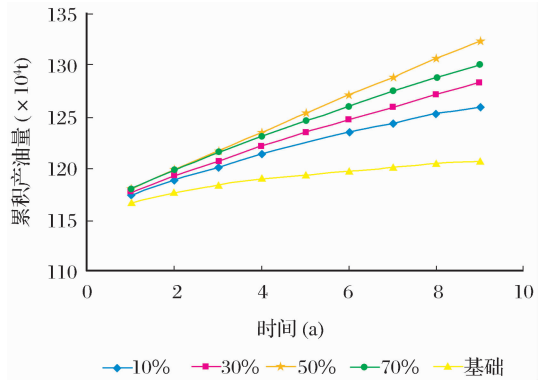


图 3 提液方案预测效果对比

根据板北地区地质特点,采用间注周期分别为 3 个月、4 个月、6 个月和 9 个月编制 4 套方案,周期注水量为常规连续注水时的 70%。利用数值模拟软件对不同周期注水方案进行指标预测。

研究结果表明,采用周期注水开发方式可有效挖掘储层非均质造成的剩余潜力,改善油藏开发效果,板北板 1 油组合理间注周期为 6 个月,预计提高采收率 2.5%(图 4)。

4.4 调整注采结构,改变已形成的固有的注水通道,提高油藏采收率

该对策的提出主要是针对长期的注水冲刷所形成的剩余油井间滞留区,结合储层砂体的分布特征改变固有的注水通道,对原有的注采结构进行调整,打破多年注水形成的油水分布局面,通过改变液流方向产生反向或侧向压力波激动“死油区”,充分挖掘油藏剩余潜力。

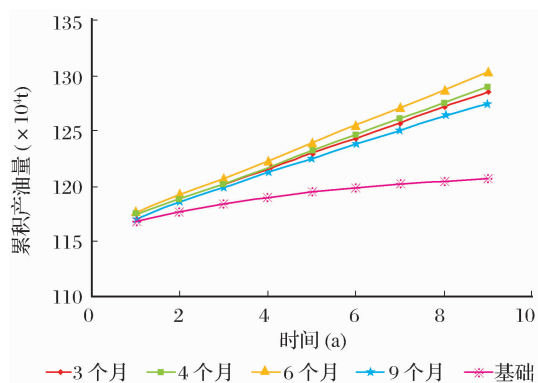


图4 周期注水方案预测效果对比

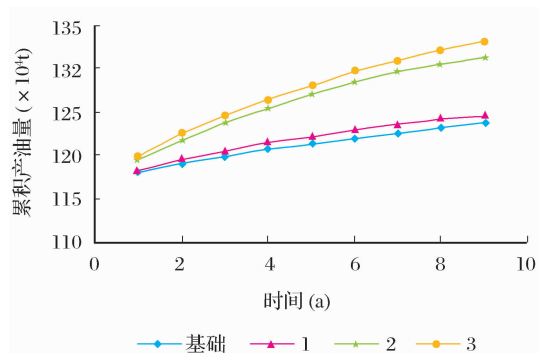


图5 改变液流方向方案指标对比

改变液流方向主要通过实施补层、油水井转换注采井别、卡堵水等一系列措施来实现。在板北地区共编制3套方案,利用数值模拟技术对其效果进行预测。研究表明,任何改变措施都会不同程度地缓解储层矛盾、改善油藏开发效果,而且措施实施越全面,效果越好,在3个方案当中,方案3是在前2个方案基础上编制的,它不仅考虑储层平面矛盾及动用差异性,而且同时考虑了层间矛盾及动用差异,因此其

开发效果最好,提高水驱采收率最高(图5)。

综合以上研究对策,板北地区进行综合调整,共实施新井9口,措施38井次(包括生产井补层6口、卡水2口、压裂1口、提液16口,注水井补层5口,卡层2口,调整注水量井6口),注水井停注8口,油井转注4口。开发指标预测提高采收率5.98%,目前已累计增油 12.33×10^4 t,调整初期含水率由85.97%下降到82.4%,综合调整取得了较好的效果。

5 结论

(1)重力流沉积油藏砂体横向变化大,储层非均质性强。

(2)重力流沉积油藏剩余油潜力主要受砂体展布、形态、储层非均质性、断层遮挡及固有的注采结构的影响,主要分布于岩性边界和断层遮挡的油藏边部、非主力砂体以及井间剩余油点状滞留区。

(3)采取钻新井、提液、周期注水和改变液流方向等技术对策可有效缓解重力流沉积油藏层间、层内及平面矛盾所造成的动用差异,提高油藏采收率。

参考文献:

- [1] 苏明军,王西文,韩乾风,等. 储层精细研究技术在老区挖潜中的应用[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(6): 864-868.
- [2] 洪庆玉. 沉积相重力流地质学[M]. 成都: 成都科技大学出版社, 1992.
- [3] 裴悌楠,陈子琪. 油藏描述[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 184-202.
- [4] 韩大匡,陈钦雷,闫存章. 油藏数值模拟基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 6-147.
- [5] 李菊花,李相云,高文军,等. 吐哈油田高含水期油藏剩余油分布研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 378-381.
- [6] 陈永生. 油田非均质对策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 142-303.

Residual Oil Distribution Law and Development Strategy of Gravity Flow Deposited Reservoirs

GONG Chang-li^{1,2}, MA Qiao², YANG Bo³, ZHAO Shi-min², TAN Zhen-hua², HE Shu-mei²

(1. Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China; 3. Kerr-McGee China Petroleum Limited, Beijing 100016, China)

Abstract: Taking the north area of Banqiao oil field as example, studies are focused on the depositional characteristics, sand distribution and formation heterogeneity of the gravity flow depositional reservoir. Combining with the injection to production pattern, it summarizes the residual oil distribution law and the future development potentials of this kind of reservoirs after water flooding. On the basis the distribution features of various potentials and their controlling factors, it also puts forward the effective development strategies focused on enhancing reservoir recovery. The forecasting and application results show that the development results are better than before and the reservoir ultimate recovery can be increased after the application of development technology policies.

Key words: North Banqiao; Gravity flow deposit; Residual oil distribution law; Development strategy.