

深水浊积砂岩油藏滞留水发育特征及成因模式 ——以尼日尔三角洲盆地深水区E油田为例

张旭¹, 段瑞凯¹, 陈国宇¹, 卜范青², 康博韬¹, 郜益华¹

1 中海石油(中国)有限公司北京研究中心; 2 中海油国际有限公司

摘要 尼日尔三角洲盆地深水区E油田B油组为浊积水道与朵叶复合体沉积,静、动态资料综合分析显示B油组发育滞留水。综合地震、动态测试等资料,总结了B油藏滞留水发育特征:滞留水可导致油藏油水系统复杂化,同一油水系统内可出现不同的油水界面;MDT测压分析显示发育滞留水的油藏一般具有统一的油线;干扰测试等动态资料显示发育滞留水的油藏虽然油水界面有差异但具有整体连通性。进一步分析了B油组滞留水的成因,在此基础上延伸提出了5种油藏滞留水成因模式,并探讨了准确认识滞留水油藏模式对油气田勘探开发的意义。

关键词 深水浊积砂岩;油藏;滞留水;成因模式;尼日尔三角洲

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

0 前言

在国内外油气勘探开发领域,滞留水是学者时常提到的概念,也是勘探开发过程中要面临的问题。总体来看,虽然滞留水相对少见,但滞留水对于油气田储量评估及开发方案设计等有重要的意义^[1-5]。国内学者对滞留水的研究很少,主要见于致密砂岩气藏研究,例如:孟德伟等^[2]在鄂尔多斯盆地苏里格气田西区的研究中提到天然气藏中存在天然气充注不足导致的滞留水;杨引弟等^[3]在苏里格气田南区下古生界气藏气水分布规律的研究中提出了构造底部滞留水的地层水模式。国内学者关于油气田内部滞留水的定义存在一定的分歧,总体来看国内学者在油气田地质研究中提出了2种类型的滞留水:其一为微观滞留水,是指存在于不连通孔隙内,油气充注过程中因驱替地层水不充分而滞留在微孔隙中的水^[2-4];其二为宏观滞留水,是指由于构造幅度较低、低渗、孤立砂体等原因导致油气未能有效充注,从而在含油层段内局部发育的滞留水层^[5]。国外也有学者对滞留水进行了研究,如Rolfsvåg等^[6]提出了滞留水静态模型并通过实验验证,明确了油气藏中滞留水的形成机理。国外学者对滞留水的定义更倾向于宏观滞留水。

由于前人对滞留水的研究相对较少,尤其是国内学者对发育宏观滞留水的油气藏模式认识存在不足,因此关于滞留水油气藏的特征以及滞留水对油气田开发的影响等有待进一步总结。本文尝试以西非尼日尔三角洲深水浊积砂岩E油田为例,以其丰富的静、动态资料为基础,对B油组内发育的滞留水特征进行了深入解剖,分析滞留水的成因,并进一步提出了5种滞留水油藏发育模式,最后总结了正确认识滞留水油藏模式对油气田勘探开发的意义。

1 研究区概况

研究区E油田位于西非尼日尔三角洲盆地深水区,水深介于1 400~1 600 m,北侧距尼日利亚哈科特港约200 km(图1)。

1.1 构造特征

尼日尔三角洲自始新世以来长期处于进积状态^[7],伴随着三角洲沉积物的不断堆积,中新世以来盆地受到重力滑动作用,导致盆地从北至南形成3个区域构造带(图1a)。其中北侧为拉伸构造带,常见拉伸正断层;南侧为挤压构造带,叠瓦状逆冲断层极其发育;中部为拉伸-挤压构造转换带,同时可见正断层及逆断层^[8]。研究区E油田即发育在尼日

收稿日期:2021-11-01;改回日期:2022-06-07;网络出版日期:2022-09-01

本文受国家科技重大专项所属课题“西非、亚太及南美典型油气田开发关键技术研究”(编号:2011ZX05030-005)资助

第一作者:张旭,硕士,中海油研究总院有限责任公司工程师,主要从事油气田开发地质研究。通信地址:100028 北京市朝阳区太官南街6号院中海油大厦A座;E-mail:zhangxu19@enooc.com.cn

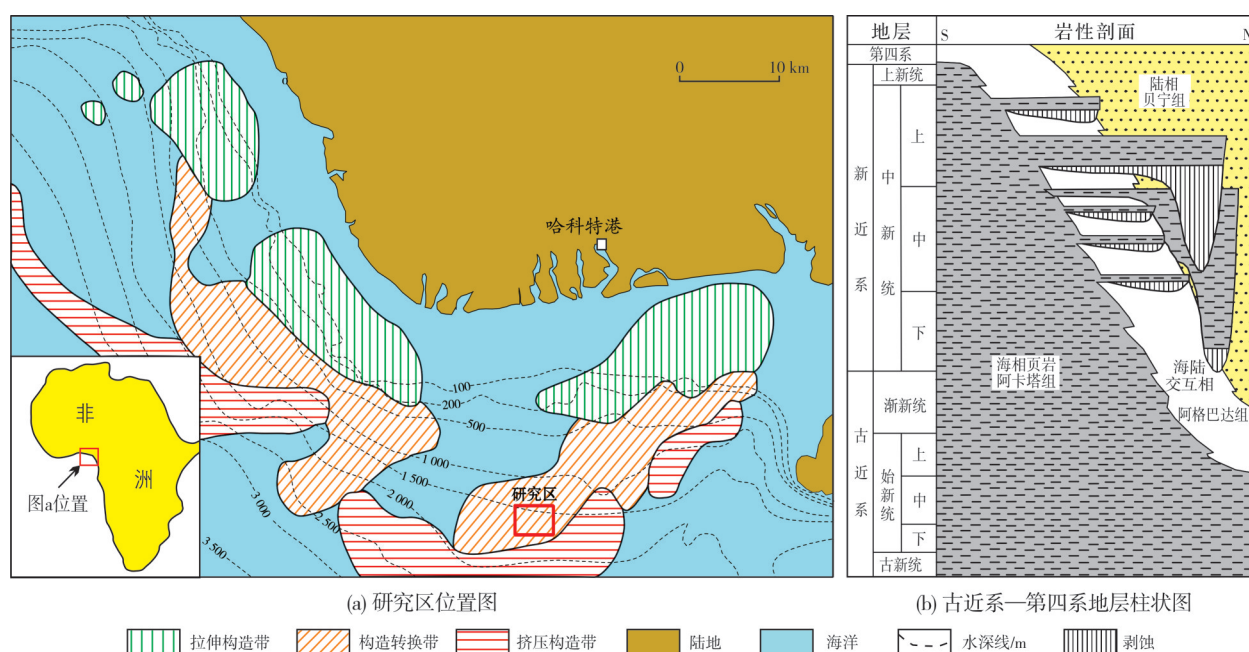


图1 研究区位置示意图及地层综合柱状图

Fig. 1 Location map and comprehensive stratigraphic column of the study area

尔三角洲盆地构造转换带上。

由于构造转换带复杂的构造背景,E油田断层极其发育。整体来看,B油组为断层复杂化的背斜构造油藏(图2),发育东北和西南2个构造高点。研究区大量发育北东—南西走向正断层及近南北走向的走滑断层。复杂的断裂系统将目标区划分为数十个北东—南西走向的小断块。

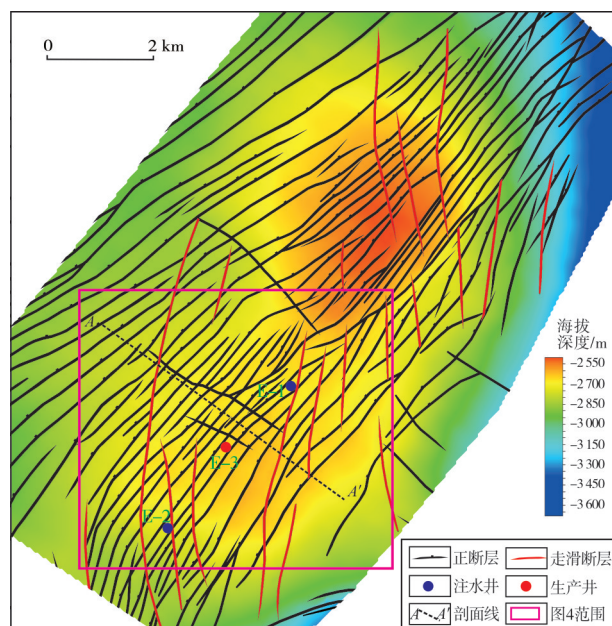


图2 尼日尔三角洲盆地E油田B油组顶面构造图

Fig. 2 Top structure of the B oil group of E Oilfield in Niger Delta Basin

1.2 地层与储层发育特征

目标区自古新世以来发育3套进积地层,自下而上分别为:阿卡塔组(Akata)、阿格巴达组(Agbada)和贝宁组(Benin)^[9](图1b)。其中,阿卡塔组主要为海相黑色页岩,是研究区主要的生油层系;上覆阿格巴达组为研究区目的层所在层位,该套地层向海方向为海底扇与深海泥岩沉积,靠近陆地方向则发育三角洲平原、三角洲前缘沉积^[10];贝宁组主要发育于近岸及岸上地区,主要由河流及岸后沼泽沉积组成^[11]。

E油田B油组发育典型的深水浊积复合体沉积,纵向上细分为下部的朵叶体和上部的水道(图3)。地震剖面及钻井资料分析表明,下部朵叶体基本呈席状广泛分布,砂体厚度介于15~25 m。上部水道砂体在剖面上呈顶平底凸形态,砂体厚度在5~40 m之间。水道具有很强的下切能力,水道轴部下切侵蚀至下部朵叶体,进而导致水道和朵叶体形成上下连通的浊积复合体。

1.3 油田资料情况

E油田丰富的基础资料为开展精细研究提供了良好的基础。三维地震数据已覆盖全区,资料平面处理面元为12.5 m×12.5 m,采样间隔2 ms,目的层段主频为32 Hz,整体信噪比高,目标层位成像清晰。常规取心、分析化验资料、开发井随钻测井等

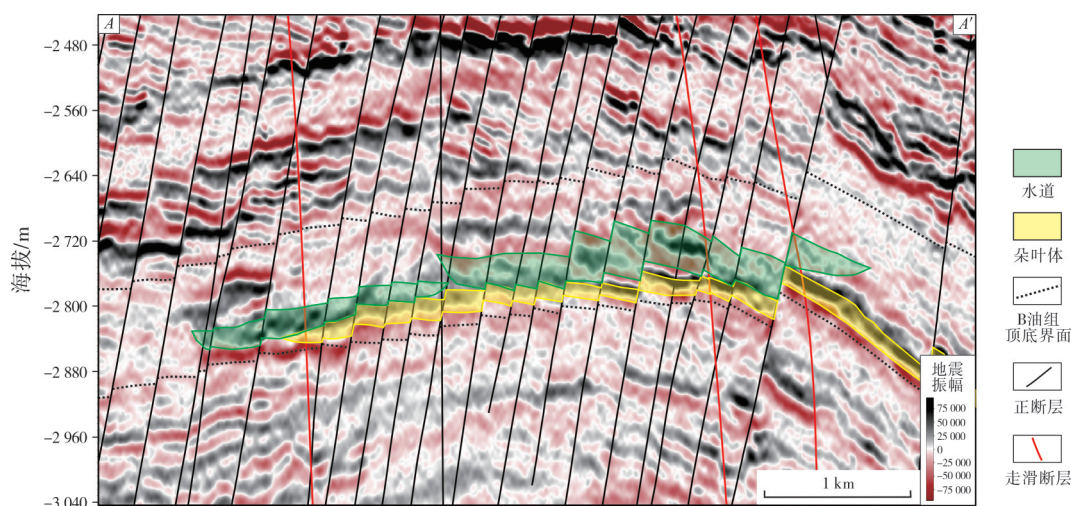


图3 尼日尔三角洲盆地E油田B油组地震剖面及沉积解释图(剖面位置见图2)

Fig. 3 Seismic profile and sedimentary interpretation of the B oil group of E Oilfield in Niger Delta Basin (profile location is shown in Fig. 2)

资料齐全。此外,为明确井间连通性和断层分区,开发井随钻及完钻后分别获取了大量MDT测压资料和多组干扰测试资料。

2 油藏滞留水特征

E油田由于断层分割形成了多个油水系统。如图4所示为B油组南部油水系统分区,断层封堵性的认识由开发井钻遇油水界面及动态测试资料加以证实。

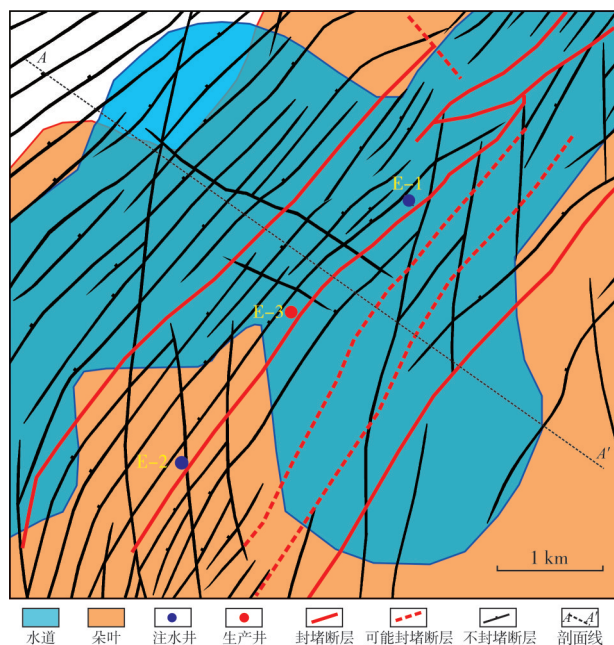


图4 尼日尔三角洲盆地E油田南部B油组油水分区示意图

Fig. 4 Schematic map of oil-water zoning of the B oil group in the south of E Oilfield in Niger Delta Basin

E-1井与E-2井位于同一连通断块系统内,且分别位于构造的鞍部和翼部,但两口井揭示的油水界面分别为-2 780 m和-2 816 m,相差达36 m。前期一般认为E-1井和E-2井之间可能由于储层不连续、断层等因素导致不连通,从而形成不同的油水界面。而随着资料的不断丰富,尤其是干扰测试结果的获取,最终认定构造鞍部发育滞留水导致油水界面不同的矛盾。下面分别从油水界面差异、压力特征及连通性等角度总结B油组滞留水的特征。

(1)滞留水油水界面与油藏正常油水界面海拔深度不一致

B油组发育滞留水是导致E-1井与E-2井油水界面不一致的决定性因素(图5)。

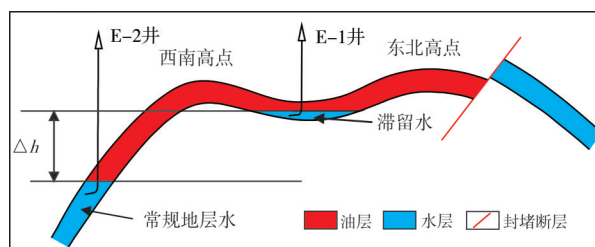


图5 尼日尔三角洲盆地E油田B油组滞留水发育模式图(剖面平行于断块边界断层)

Fig. 5 Perched water development model of the B oil group of E Oilfield in Niger Delta Basin (profile is parallel to the boundary fault)

E-1井钻遇水体为滞留水,油水界面较高,海拔深度-2 780 m;E-2井钻遇水体为常规地层水,油水界面较低,海拔深度-2 816 m。值得注意的是,形成滞留水的必要条件是滞留水体与常规地层水体不能

直接相连,之间的油层须将两个水体完全隔开。在本例中,E-1井组和E-2井组所在断块两侧为封堵断层,而且两井之间为构造高部位,鞍部的滞留水体与西南部常规地层水体由于断层和油藏底面遮挡而不能直接沟通。

(2) MDT压力资料显示具有统一的油线

通过将MDT测压结果投在压力-深度交会图上可以看出发育滞留水的油藏具有其典型特征。如图6所示,B油组不同井的油层MDT取样点在交会图上基本呈统一的油线,由此也可知油层可能是连通的。

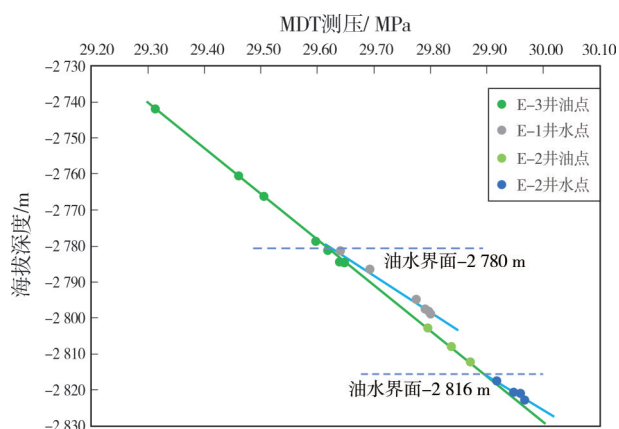


图6 尼日尔三角洲盆地E油田B油组MDT测压分析图
Fig. 6 MDT pressure analysis diagram of the B oil group of E Oilfield in Niger Delta Basin

而水层取样点则压力差异较大,呈两条分离的水线,其中位于鞍部的E-1井滞留水取样点压力线靠左上,位于西南部的E-2井常规地层水取样点压力线靠右下,即折算在同一深度下,E-1井钻遇的滞留水压力相对E-2井钻遇的常规地层水压力较高。两条水线与油线相交点显示了油水界面的深度。

两条水线压力与油水界面高度差之间具有如下定量关系:

$$\Delta P = P_p - P_c = (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot \Delta h$$

式中: ΔP 为同一深度情况下滞留水压力(P_p)与常规地层水压力(P_c)之差,Pa; Δh 为滞留水油水界面与地层水油水界面之间的高度差,m; ρ_w 为水的密度, kg/m^3 ; ρ_o 为油的密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 。以上定量关系可以为利用压力资料识别滞留水提供一定的参考。

(3) 静、动态资料表明井间具有连通性

E-1井与E-2井虽然位于西南部高点的两侧,且分别钻遇不同的油水界面,但通过静态与动态资料分析认为两口井具有连通性。静态方面,尽管B油组发育大量断层,但是E-1井和E-2井钻遇的断块内部截切断层少,少量斜切断层延伸距离短,而且断距小未能将储层完全断开。另外,储层研究认为,E-1井与E-2井之间储层连续发育。E-1井和E-2井分别钻遇了上部水道和下部朵叶体,虽然水道分布局限,但是朵叶体分布广泛,而且水道下切朵叶体,两者形成了连续分布的复合体。动态方面,E-1井和E-2井完钻后分别与位于中间高部位的E-3井进行了干扰测试。图7为干扰测试压力监测结果,其中蓝色线分别代表E-1井和E-2井注入水量,黑色线代表E-3井监测压力。测试结果显示在E-1井、E-2井未注水时,E-3井压力呈稳定的平台状,而当两口井分别注水后,E-3井压力均具有明显的响应,说明E-1井、E-2井与E-3井均具有较好的连通性。这些资料证明B油组在该封闭断块内虽然发育两个不同的油水界面,但其实为连通的整体。

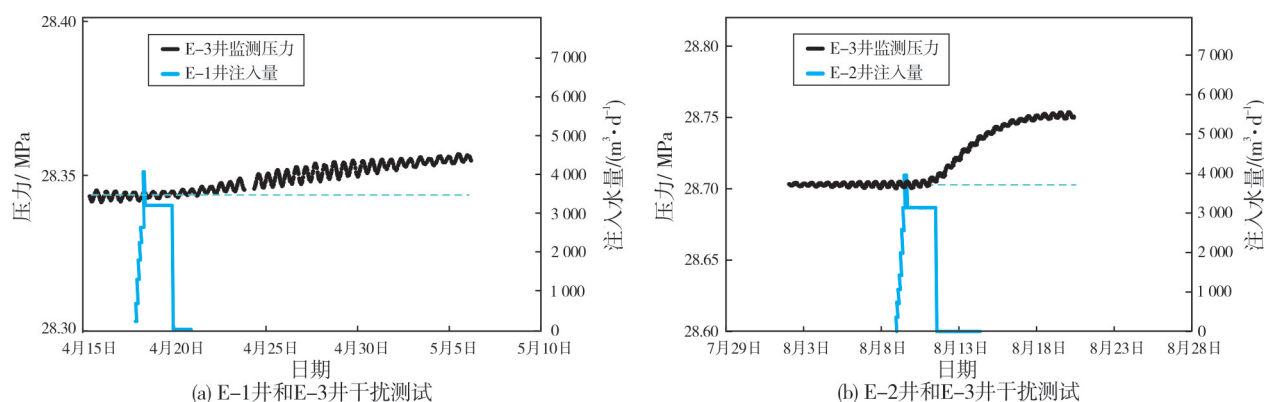


图7 尼日尔三角洲盆地E油田B油组干扰测试结果

Fig. 7 Interference test results of the B oil group of E Oilfield in Niger Delta Basin

3 滞留水成因分析与发育模式

3.1 B油组滞留水成因分析

滞留水的直接成因是油气未能有效充注而形成局部滞留水层,其形成需要一定的地质条件,并与油气充注过程紧密相关。从B油组发育滞留水的实际情况来看,其成因包括油藏构造基础、油气侧翼充注等关键因素。

3.1.1 油藏构造基础

B油组之所以形成滞留水与其特殊的构造基础有关。首先,B油组发育大量断层,导致油藏被切割成大量断块,尤其是北东—南西向平行排列的封堵断层,将油藏限制为窄条状,从而使滞留水体不能大范围分布并与南侧的常规地层水连通。其次,在封堵断层夹持下,构造相对低的鞍部形成了局限构造洼地,而西南侧高点构造部位较高,导致油气充注过程中水体不能越过构造高点排出,从而形成了滞留水。

3.1.2 油气侧翼充注

在相对特殊的构造基础上,油气的侧翼充注是滞留水形成的必要条件。B油组西南侧翼部钻遇油水界面整体较深,而鞍部油水界面较浅,油气由西南侧翼部充注进入圈闭(如图8所示为左侧充注)。

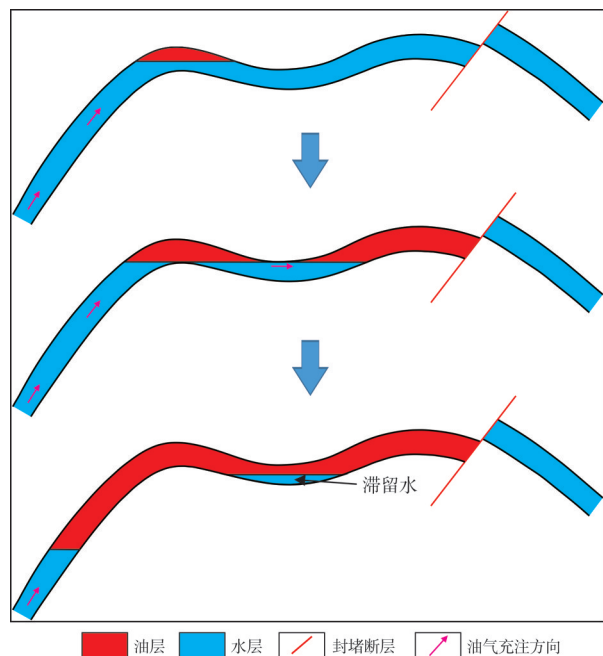


图8 尼日尔三角洲盆地E油田B油组滞留水成因模式图
Fig. 8 Genetic model of perched water of the B oil group of E Oilfield in Niger Delta Basin

研究推测油气的充注过程如下:随着圈闭内油气的不断聚集,B油组的油藏类型发生了转变,由原来具有统一油水界面的底水油藏逐渐转变为边水油藏。底水油藏条件下,整个油藏的水体均可以自由流动,并可随油气充注而驱替排出。但当油藏类型由底水油藏转变为边水油藏时,鞍部水体与翼部水体就被高部位油层隔绝开,从而阻止鞍部地层水进一步排出。西南侧翼部油气仍在不断充注,进而导致翼部油藏形成更高的油柱高度和更深的油水界面。

3.1.3 其他因素

油气藏中发育滞留水的情况相对少见,从国外的实例来看,深水浊积砂岩油气田开发中见到滞留水可能性更大,如英国北海 Grane、Fulmar^[6,12]等发育滞留水的油气田储层为深水浊积砂岩。因此,推测深水浊积砂岩储层中更利于形成滞留水,具体原因可能有2个方面:①深水浊积砂岩储层发育于深海泥岩背景之上,深海泥岩对浊积砂岩储层中的流体具有很强的封闭性,导致油气充注过程中形成的滞留水可以长期稳定保存;②深水浊积砂岩油气田储层一般特征为厚度大,横向分布稳定,纵向油水系统较少,因此层内发育的滞留水更易于识别。而其他类型储层如国内常见的河流相储层等,砂体在横向和纵向上发生变化都很快,即使某些砂层中出现滞留水,通常规模也较小,难以准确识别。

3.2 油藏滞留水发育模式

不同的油气藏具有不同的构造特点,因此油气藏中发育滞留水的地质模式也是多种多样的。基于前述滞留水发育特征及成因分析,进一步提出了除B油组模式外的另外4种油藏滞留水发育模式(图9),分别为:①层状油藏下倾方向砂体尖灭导致尖灭端形成局部封闭环境,从而造成油气无法驱替砂体尖灭处的地层水(图9a);②断层封堵导致层状油藏单侧储层完全封闭,断层封堵端的地层水无法排出(图9b);③单侧封闭的厚层或块状油藏,由于岩浆侵入改变了储层底面形态,导致封堵端形成滞留水(图9c);④层状油藏底部由于水道下切侵蚀或局部微构造等形成局限性的低洼区,导致地层水滞留(图9d)。

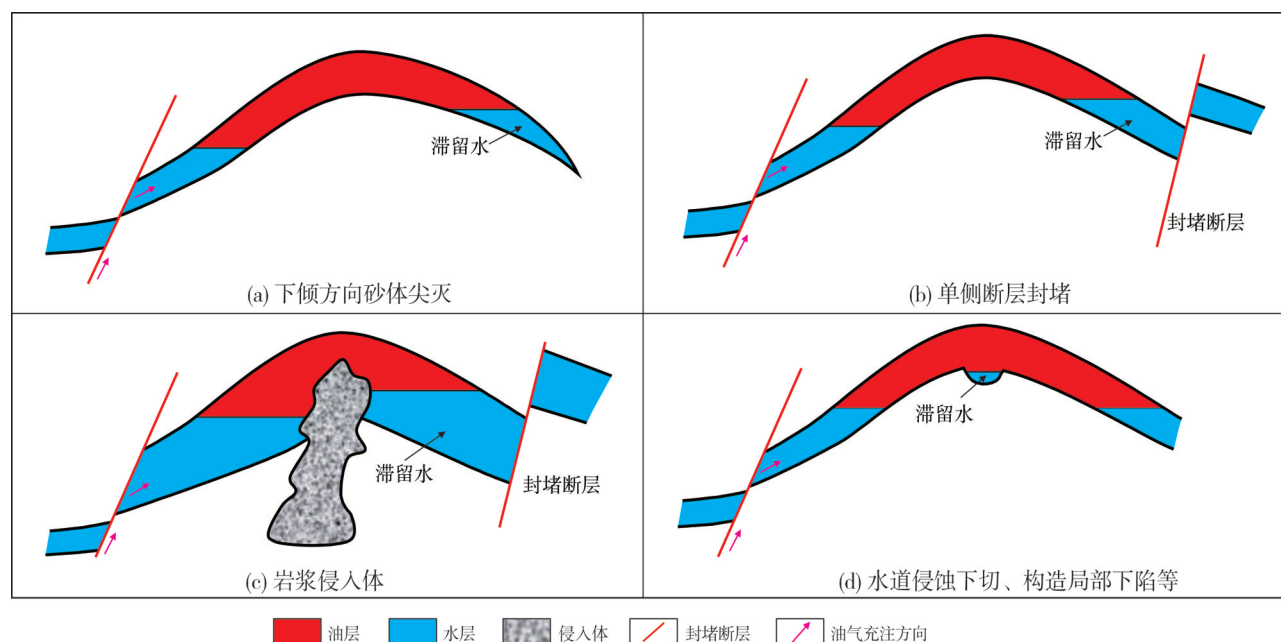


图9 4种油藏滞留水成因模式
Fig. 9 Four genetic models of reservoir perched water

3.3 油藏滞留水的准确识别对油气勘探开发的意义

油藏滞留水的识别会导致油藏油水界面、分区、储层连通性等油田开发的基础认识发生根本性的变化,进而对油气田勘探开发带来极大的影响,在此探讨3方面的影响。

(1) 滞留水可导致储量评估风险

在油田勘探或开发早期钻井较少的情况下,如果钻井揭示了油水界面,那么此油水界面常被确定为整个油藏的界面。而如果此时油藏中发育滞留水则可能导致对整个油田的油水界面认识不足,进而造成储量评估不准,甚至导致项目放弃或失利。如图10a所示,当恰好钻遇构造高部位局部的滞留水层时,钻井揭示的油水界面就会明显高于油藏实际的油水界面,从而可导致油田储量被低估。而图10b所示则与之相反,在翼部钻遇了常规的油水界面,而油藏无钻井一侧却发育规模较大的滞留水,此时就会导致油藏整体储量被高估。

(2) 滞留水影响油藏模式认识,进而影响开发井网部署

油田勘探评价或随钻阶段,在钻遇了滞留水而未能准确判别的情况下,易出现油藏连通模式认识不到位,从而导致开发分区出现失误,进而影

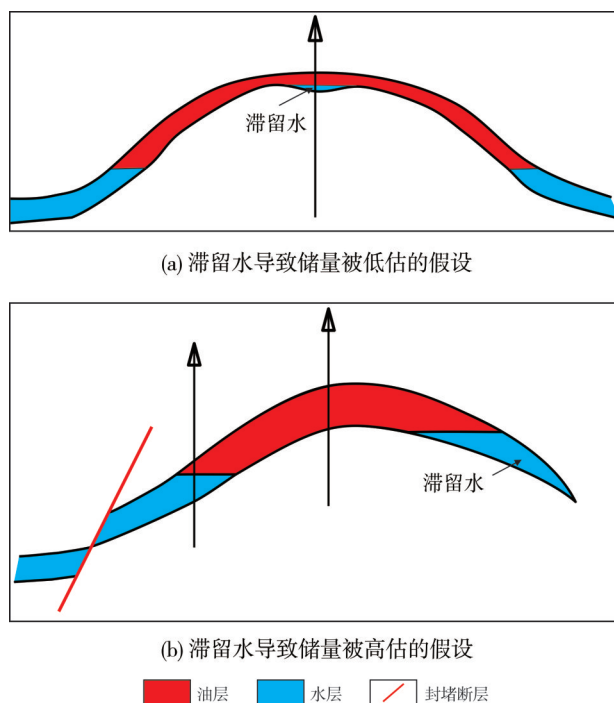


图10 滞留水导致储量评估风险示意图
Fig. 10 Schematic diagram of reserve assessment risk caused by perched water

响井网部署,而这对于深水油田开发来讲是至关重要的。

在未认识到滞留水的情况下,常规思路会将发育不同油水界面的油藏划分为数个不连通的分区,

并分别在各自分区部署注水井和生产井,而滞留水模式下油藏其实是整体连通的,通盘考虑则可节省开发井和投资。

(3) 滞留水可影响采油井的开发效果

滞留水发育的油藏模式下,由于滞留水对应的油水界面一般海拔较高,水体的延伸范围也较预期更大,部分情况下甚至延伸至采油井之下,如果不制定针对性生产策略,易导致油井附近底水上升,造成油井早见水而影响开发效果。

4 结 论

尼日尔三角洲盆地深水E油田B油组为浊积水道与朵叶复合体沉积,通过静态、动态资料综合分析显示B油组发育滞留水,总结了滞留水发育特征:①滞留水油水界面与油藏正常油水界面海拔深度不一致;②MDT测压显示发育滞留水的油藏具有统一的油线;③发育滞留水的油藏虽然油水界面有差异但具有整体连通性。明确了B油组滞留水的成因,具体包括油藏构造基础、油气侧翼充注等因素。总结了5种油藏滞留水成因模式,并探讨了准确识别油藏滞留水对油气勘探开发的意义。

参考文献

- [1] GAAFAR G R, ALTUNBAY M M, AZIZ S B A. Perched-water, the concept and its effects on exploration and field development plans in sandstone and carbonate reservoirs [C]//Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur: Offshore Technology Conference, 2016: OTC-26653-MS.
- [2] 孟德伟,贾爱林,冀光,等.高含水致密砂岩气田气水分布规律与开发技术对策:以鄂尔多斯盆地苏里格气田西区为例[C]//2018年全国天然气学术年会论文集(02气藏开发),福州:中国石油学会天然气专业委员会,2018:536-548.
MENG Dewei, JIA Ailin, JI Guang, et al. Gas-water distribution law and development technical countermeasures of high-water-cut tight sandstone gas fields: taking the western area of Sulige Gasfield in Ordos Basin as an example [C]//Proceedings of the 2018 National Natural Gas Academic Annual Conference (02 Gas Reservoir Development), Fuzhou: China Petroleum Association Natural Gas Commission, 2018: 536-548.
- [3] 杨引弟,肖晖,许文壮,等.苏里格气田南区下古生界气藏气水分布规律及成因[J].西安石油大学学报(自然科学版), 2019, 34(4): 8-14, 20.
YANG Yindi, XIAO Hui, XU Wenzhuang, et al. Gas-water distribution law of Lower Paleozoic gas reservoirs in south of Sulige Gasfield and its causes [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (natural science), 2019, 34(4): 8-14, 20.
- [4] 吴浩,刘锐娥,左智峰,等.致密砂岩储层气水分布特征及其主控因素:以天环坳陷北段上古生界为例[J].中国矿业大学学报,2020,49(1): 148-158.
WU Hao, LIU Ruie, ZUO Zhifeng, et al. Gas and water distribution characteristics and its main controlling factors of the Upper Paleozoic tight sandstone reservoirs in the northern Tianhuan Depression [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1): 148-158.
- [5] 田伟伟,张吉,樊爱萍,等.苏里格气田S120区块地层水成因及气水分布主控因素[J].西安石油大学学报(自然科学版),2020,35(6): 1-9.
TIAN Weiwei, ZHANG Ji, FAN Aiping, et al. Origin of formation water and main controlling factors of gas-water distribution in S120 block of Sulige Gasfield [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (natural science), 2020, 35(6): 1-9.
- [6] ROLFSVÅG T A, DANIELSEN T M. Perched water static model [C]//SPE Bergen One Day Seminar, Bergen: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-180000-MS.
- [7] 吕明,王颖,陈莹.尼日利亚深水海底扇沉积模式成因探讨及勘探意义[J].中国海上油气,2008,20(4): 275-282.
LÜ Ming, WANG Ying, CHEN Ying. A discussion on origins of submarine fan deposition model and its exploration significance in Nigeria deep-water area [J]. China offshore oil and gas, 2008, 20(4): 275-282.
- [8] 赵鹏飞,李丹,杨香华,等.尼日尔三角洲前缘重力流水道砂体的沉积构成特征[J].地质科技情报,2014,33(2): 28-37.
ZHAO Pengfei, LI Dan, YANG Xianghua, et al. Sedimentary architecture characteristics of the gravity flow channel sandbodies in the Niger Delta front [J]. Geological science and technology information, 2014, 33(2): 28-37.
- [9] SHORT K C, STÄUBLE A J. Outline of geology of Niger Delta [J]. AAPG bulletin, 1967, 51(5): 761-779.
- [10] 赵晓明,刘丽,谭程鹏,等.海底水道体系沉积构型样式及控制因素:以尼日尔三角洲盆地陆坡区为例[J].古地理学报,2018,20(5): 825-840.
ZHAO Xiaoming, LIU Li, TAN Chengpeng, et al. Styles of submarine-channel architecture and its controlling factors: a case study from the Niger Delta Basin slope [J]. Journal of palaeogeography, 2018, 20(5): 825-840.
- [11] 邓荣敬,邓运华,于水,等.尼日尔三角洲盆地油气地质与成藏特征[J].石油勘探与开发,2008,35(6): 755-762.
DENG Rongjing, DENG Yunhua, YU Shui, et al. Hydrocar-

bon geology and reservoir formation characteristics of Niger Delta Basin [J]. Petroleum exploration and development, 2008, 35(6): 755–762.

[12] STOCKBRIDGE C P, GRAY D I. The fulmar field, blocks 30/16 & 30/II b, UK North Sea [J]. Geological Society London memoirs, 1992, 14(1): 309–316.

编辑：张润合

Characteristics and genetic models of perched water in deep-water turbidite reservoirs: a case study of E Oilfield in deep-water area of Niger Delta Basin

ZHANG Xu, DUAN Ruikai, CHEN Guoning, BU Fanqing,
KANG Botao, GAO Yihua

Abstract: The B oil group of the E Oilfield in the deep-water area of the Niger Delta Basin is composed of turbidite channel and lobe complex. The comprehensive analysis of static and dynamic data shows that the B oil group develops perched water. Based on seismic data and dynamic test data, the characteristics of perched water in reservoir B are summarized: perched water can complicate the oil-water system of the reservoir, and different oil-water contact may develop in the same oil-water system; MDT pressure analysis shows that reservoirs with perched water are generally with a unified oil pressure line; static reservoir development analysis and dynamic data such as interference tests show that, even though the same reservoir has different oil-water contacts, it has overall connectivity.

The cause of the perched water is furtherly analyzed for the B oil group, and its genesis needs specific geologic basis and is highly related to the oil and gas charging process during the formation of the oil reservoir. Specifically, from the actual situation of the development of perched water in the B oil group, the geological basis for its genesis is the saddle area with a relatively low structure which forms a half-closed local structural depression surrounded by the high points on two sides, and by parallel sealing faults on the other two. While the oil and gas are charged from the southwest flank of the trap, which is the only open direction for the trap. One-way charging leads to the gradual reduction of the water body. When the high points are filled with oil and gas, the reservoir comes from a bottom water reservoir to an edge water reservoir, the water body in the saddle cannot be driven out and perched water is formed.

There are various genetic models for the development of perched water in reservoirs, and five genetic models are proposed based on the genesis and mechanism analysis. Finally, understanding the perched water reservoir patterns is very important for the exploration and development of oil and gas fields. Three aspects of risk and potential caused by perched water are discussed.

Key words: deep-water turbidite sandstone; reservoir; perched water; genetic model; Niger Delta

ZHANG Xu, First author: MSc, Engineer of CNOOC Research Institute, mainly engaged in petroleum development geology. Add: Building A, Yard 6, Taiyanggong South Street, Chaoyang District, Beijing 100028, China