

文章编号: 1000-0747(2018)01-0128-08 DOI: 10.11698/PED.2018.01.13

塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹规律及其模式

刘广为¹, 周代余², 姜汉桥³, 王陶², 李俊键³

(1. 中海油研究总院, 北京 100020; 2. 中国石油塔里木油田公司, 新疆库尔勒 841000; 3. 中国石油大学(北京)油气资源与工程国家重点实验室, 北京 102249)

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973)项目(2015CB250900)

摘要: 基于储集层特征分析、油藏数值模拟和生产动态分析, 研究塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹规律及其模式。与陆相砂岩油藏相比, 塔里木盆地海相砂岩油藏具有原油黏度低、储集层连续性好、夹层发育等特征, 加之大规模使用水平井开发, 在开发规律上表现为开采速度快、采出程度高的开发特征。储集层渗流屏障、注采井网、优势通道等因素都会造成水平井段出水不均匀, 为此提出 4 类 9 种典型水平井水淹模式, 根据不同出水机理、剩余油分布特征提出治理对策。利用水油比导数曲线拐点特征, 可判别水平井水淹模式。水平井水淹规律及其模式的研究和总结可为塔里木盆地海相砂岩油藏水平井稳油控水政策的制定提供依据。图 17 表 3 参 11

关键词: 海相砂岩; 水淹规律; 水淹模式; 水平井; 塔里木盆地

中图分类号: TE343 文献标识码: A

Water-out performance and pattern of horizontal wells for marine sandstone reservoirs in Tarim Basin, NW China

LIU Guangwei¹, ZHOU Daiyu², JIANG Hanqiao³, WANG Tao², LI Junjian³

(1. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China; 2. PetroChina Tarim oilfield, Korla 841000, China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102200, China)

Abstract: Based on geological analysis, reservoir numerical simulation and production performance analysis, water-out performance and pattern of horizontal wells in Tarim marine sandstone reservoir were studied. Compared with continental sandstone reservoirs, the marine sandstone reservoirs in Tarim Basin were characterized by low oil viscosity, good reservoir continuity, and development of interbeds, which together with the large amount of horizontal wells, resulted in fast production rate and high recovery degree of the reservoirs. The main controlling factors of uneven water-out in horizontal wells were reservoir seepage barrier, injection-production well pattern, and dominant seepage channel. Thus 9 types in 4 categories of typical water-out pattern of horizontal wells in Tarim marine sandstone reservoirs were identified, and water-out management measures were proposed for them respectively according to their water-out mechanism and remaining oil distribution characteristics. Finally, the water-out pattern can be identified based on the inflection characteristics of derivative curve of water-oil ratio. This study of the water-out pattern can provide guidance for the adjustment policy of water injection in horizontal wells in marine sandstone reservoirs of Tarim Oilfield.

Key words: marine sandstone; water-out performance; water-out pattern; horizontal wells; Tarim Basin

引用: 刘广为, 周代余, 姜汉桥, 等. 塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹规律及其模式[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 128-135.

LIU Guangwei, ZHOU Daiyu, JIANG Hanqiao, et al. Water-out performance and pattern of horizontal wells for marine sandstone reservoirs in Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 128-135.

0 引言

塔里木盆地海相砂岩油藏水驱已取得了高效开发成果, 尤其水平井开发技术的应用, 形成了具有塔里木油田特色的海相砂岩油藏高效开发模式^[1-2]。近年来, 塔里木油田多个主力砂岩区块已逐步进入中高含水期, 随着开发程度的不断深入, 水平井水淹问题日益突

出, 含水上升速度逐步加快, 开发调整难度越来越大。

针对水平井水淹问题, 国内外学者的研究主要关注水淹模式划分及水淹规律。目前对水平井水淹模式的划分方法主要基于油藏类型和出水动态表现^[3-4], 对储集层非均质性, 尤其是渗流屏障的影响考虑不周。另一方面, 现有对水平井水淹规律的研究主要是通过动态分析和数值模拟方法, 研究不同水淹模式下的水

平井整体生产动态特征^[5-10],而对各因素造成的水平井段不均匀见水的分段产出动态研究仍有欠缺。因此,有必要针对海相砂岩油藏水平井水淹模式和水淹规律进行深入研究总结。

本文以塔里木盆地塔中402CIII油藏、东河1CIII油藏和哈得逊东河砂岩油藏(以下分别简称为T、D、H油藏)为例,通过含水上升规律和水平井水淹主控因素分析,建立了多因素影响下的塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹模式划分方法,初步探索了水淹模式判别方法,从而为水平井出水治理对策的制定提供依据。

1 海相砂岩油藏含水上升规律

T、D、H油藏是塔里木盆地海相砂岩的3个主力

表1 塔里木盆地海相砂岩油藏与陆相砂岩油藏对比

油藏类型	岩石物性				流体物理性质				储集层展布		
	碎屑成分	岩石填隙物	黏土矿物	平均孔隙度/%	平均渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	地下原油黏度/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	含硫量/%	地层水矿化度/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	地层水水型	连续性	渗流屏障
塔里木盆地海相砂岩	石英含量高,60%~70%	以钙质为主,其次为泥质	以高岭石为主,其次为伊利石和伊蒙混层	T、D、H油藏分别为:16.5、15.3、13.8	T、D、H油藏分别为:247、222、65	0.25~15.00	0.54~0.89	T、D、H油藏分别为 $(8.4\sim 9.6)\times 10^4$ 、 23.4×10^4 、 23.2×10^4	CaCl_2	连续性较好	小层间渗流屏障整体近平行状,且较发育,层内砂体间及砂体内渗流屏障多呈倾斜形态,连续性较差
典型陆相砂岩	石英含量一般为28%~40%,以石英和长石为主	泥质为主,另有钙质、硅质	伊利石,蒙脱石,高岭石等	物性变化大,各级孔隙度均有分布	物性变化大,各级渗透率均有分布	以中黏度以上的原油为主(1~1000)	大部分为低含硫原油(低于0.5%)	各含油气盆地地层水总矿化度差异大,分布范围为500~350000	以 CaCl_2 、 NaHCO_3 型为主	连续性较差	一般发育连续性较好渗流屏障,以层状油藏为主

由于原油黏度低,加之水平井大规模应用,与陆相砂岩油藏相比,塔里木盆地海相砂岩油藏表现为开采速度快、采出程度高的特征,尤其是在低含水期开发效果好(见图1,所选陆相砂岩油藏流度比与T、D、H油藏相近)。如T油藏开发约10年,采出程度相当于一些水驱老油田开发20年甚至30年的水平。含水小于20%时,国内陆相砂岩油藏采出程度为1%~12%,

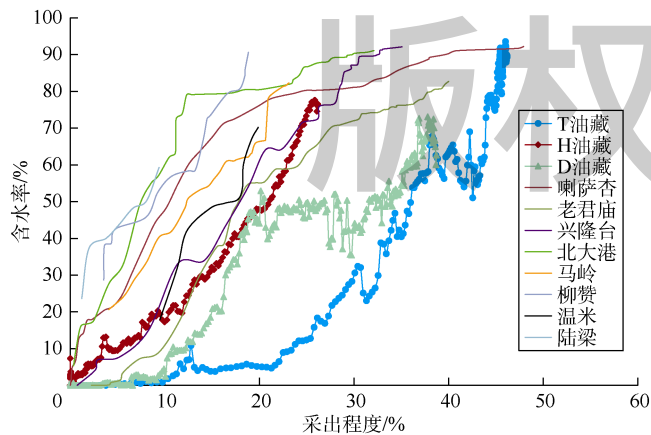


图1 不同油藏含水率-采出程度关系曲线

油藏,其动用储量占塔里木盆地海相砂岩油藏的60%以上。这3个油藏均发育边底水,初期利用天然能量开发,当油藏压力保持水平下降到70%以下时转注水开发,其中H油藏90%以上为水平井。

以塔里木盆地T、D、H这3个典型油藏为例,对比海相与陆相砂岩油藏在岩石和流体物理性质、储集层展布特征等方面的异同点,为水平井水淹规律及水淹模式的研究奠定基础。如表1所示,与陆相砂岩油藏相比,塔里木盆地海相砂岩油藏在岩石碎屑成分、填隙物、黏土矿物组成、地下原油黏度、渗流屏障发育等方面具有一定的特殊性。总体来说,油藏表现为原油黏度低、储集层连续性好、夹层发育等特征,具有较好的水驱开发条件。

塔里木盆地海相砂岩油藏为13%~27%,含水为20%~60%时,国内同类油藏采出程度为9%~18%,塔里木盆地海相砂岩T、D、H油藏采出程度为23%~37%。

2 水平井水淹主控因素

实际油藏水平井各段出水不均匀,主要表现为3种类型:①点状见水局部水淹,水平井某一位置首先见水,造成见水时间提前,无水采油期短;②多点见水局部水淹,水平井段存在两个或者多个出水脊进点;③线状见水整体水淹:水平井段沿程出水相对比较均匀,无水采油期较长。造成塔里木盆地海相砂岩油藏水平井各段出水不均匀的关键因素有:①受渗流屏障不完全遮挡作用,部分水平井段存在天窗(井段与边底水间无渗流屏障),边底水或注入水在此突进,造成局部水淹;②受水平井段沿程渗透率非均质性影响,部分井段存在优势渗流条带;③注水井和采油井对应关系不一致,导致部分井段能量补充充足,出水多。

2.1 渗流屏障

对于塔里木盆地海相储集层,沉积模式控制着渗

流屏障产状与分布。不同产状的渗流屏障极大地影响着油藏中流体的渗流方向，造成大量剩余油滞留，影响开发效果。渗流屏障按照产状可分为水平和倾斜两种类型。对于水平井开发为主的油藏，由于水平井段长，泄流面积大，所以渗流屏障的影响至关重要。

水平渗流屏障产状近似水平（也包括沉积时产状水平，但后期因构造作用导致产状倾斜的渗流屏障），渗流屏障之间相互平行，以各小层层间渗流屏障以及层内渗流屏障为主。水平渗流屏障主要对流体的垂向运动起阻碍作用，按照连续程度，又可以分为连续型（大于2倍水平井长）、半连续型（0.5~2.0倍水平井长）、非连续型（小于0.5倍水平井长）3类（见图2）。

倾斜渗流屏障具有前积的倾斜形态，例如在H油藏，主要分布在东河砂岩上段，以层内砂体间渗流屏障和单砂体内渗流屏障为主，展布范围在一个单砂体内。按其分布的稳定性可分为连续（完全阻挡流体）和非连续（不能完全阻挡流体）两类（见图3）。倾斜渗流屏障主要对流体的横向运动起阻挡作用。

渗流屏障影响下的海相砂岩油藏水平井水淹特征见表2。

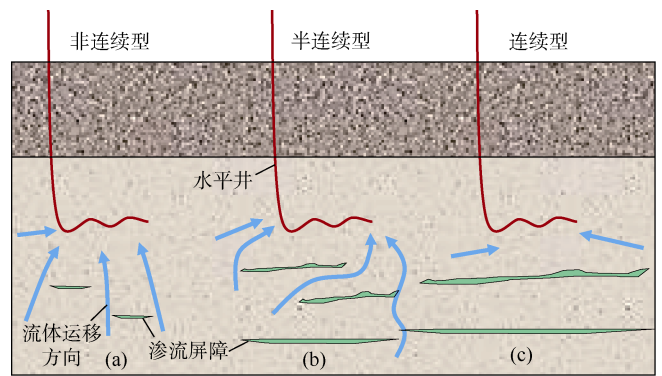


图2 典型水平渗流屏障示意图

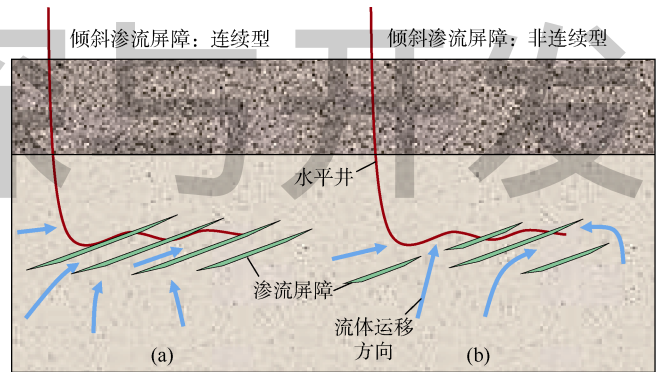


图3 典型倾斜渗流屏障示意图

表2 渗流屏障影响下的海相砂岩油藏水平井水淹特征

渗流屏障产状	类型	连续性	边水水淹	底水水淹	注入水水淹	典型井区
水平	层间及层内渗流屏障	连续	边水沿渗流屏障上部推进而不易发生漏失，层薄时边水推进快	底水抬升受抑制，不易形成底水水淹	注入水沿层突进快，呈现层状油藏特征	T油藏含砾砂岩段、H油藏西北区下段
		半连续或非连续	边水易发生漏失或不易形成边水水淹	易发生局部底水锥进，上部水淹程度低	注入水易发生窜层和漏失	T油藏均质段、D油藏
倾斜	层内或单砂体内渗流屏障	连续	阻挡边水推进，不易形成边水水淹	底水抬升受渗流屏障控制，容易造成局部水淹	阻挡注入水横向推进	H油藏中央区上段
		非连续	对边水有一定阻挡作用，边水侵入快慢取决于连续程度	底水抬升受抑制，但影响较小	注入水一定程度上受阻挡，波及系数较低	H油藏西南区和东南区

采用数值模拟方法，研究了不同渗流屏障分布对水平井段沿程水淹的影响。其中模型渗流屏障设置为非渗透，其他部分均质，物性参数和流体参数均为塔里木盆地海相砂岩油藏实际数据。图4为中部存在天窗（水平井跟端和趾端受到渗流屏障遮挡）半连续水平渗流屏障影响下的水平井分段产出动态，可以看出天窗部位水平井段产液量明显高于其他水平井段，含水上升速度快。图5为趾端存在渗流屏障遮挡时（长度0.5倍水平段长度）半连续水平渗流屏障影响下的水平井分段产出动态，遮挡部位水平井段产液量较低，含水上升慢，容易成为剩余油富集区域。图6为倾斜渗流屏障影响下的水平井分段产出动态，其中第3、4段和第10、11段存在连续渗流屏障，将水平井段分隔成3个生产段，导致不同段之间出水不均匀。实际地

层中，不同段之间物性差异较大时，很容易造成其中某一井段水淹，其他物性较差井段剩余油难以动用。

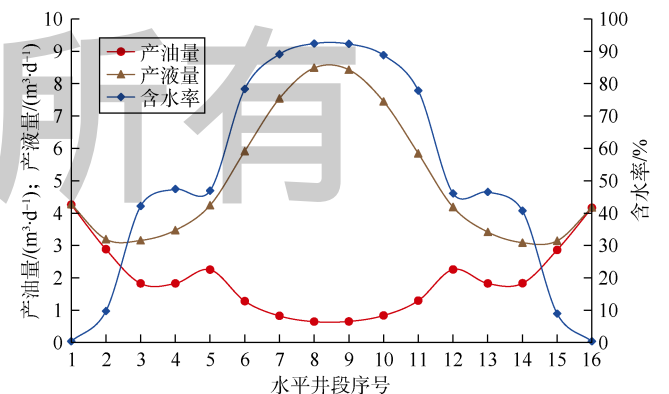


图4 中部存在天窗的半连续水平渗流屏障影响下的水平井分段产出动态（从跟端到趾端分为16段，下同）

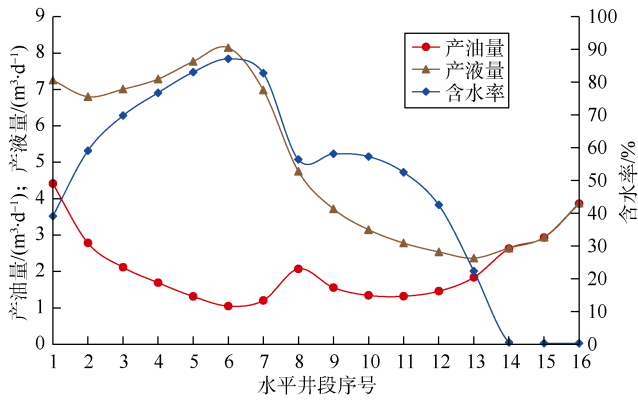


图5 趾端存在遮挡的半连续水平渗流屏障影响下的水平井分段产出动态

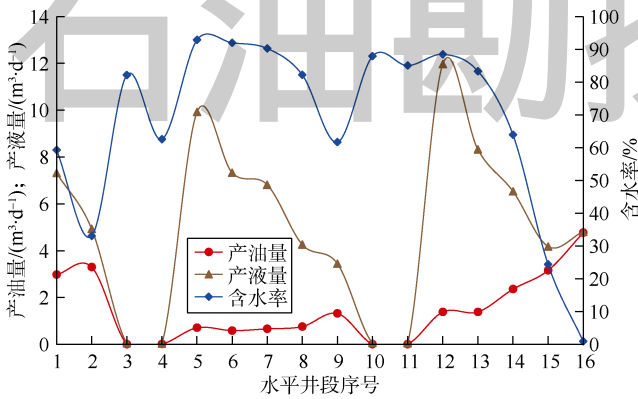


图6 倾斜渗流屏障影响下的水平井分段产出动态

2.2 注采井网

除了渗流屏障外，注采井网是影响水平井水淹的另一重要因素。不同的注水井类型、注水位置、注采强度等都使水平井水淹问题变得复杂。塔里木盆地海相砂岩油藏普遍采用不规则井网，根据注水井类型及注采对应关系，可简要划分为水平井正对、直井正对、水平井交错、直井交错4种类型（见图7）。

采用数值模拟方法研究了以上4种不同注采井网类型对水平井水淹的影响（见图8—图11）。同样为均质模型，在水平井正对注水、直井正对注水情况下，水平生产井产液剖面相对较均匀，跟端和趾端产液较高，中部含水上升快，中部和跟端、趾端含水差异较大。在水平井交错、直井交错注水情况下，靠近注水井一侧，水平井段产液量明显增大，含水上升快，远离注水井一侧含水上升缓慢。分析不同注采井网类型下主要水平井水淹段水淹特征，可指导水平井控水对策的制定。

2.3 优势通道

由于水平井段较长，尤其是相对于油层厚度较薄的底水油藏，避水高度远远小于水平段长度。因此水

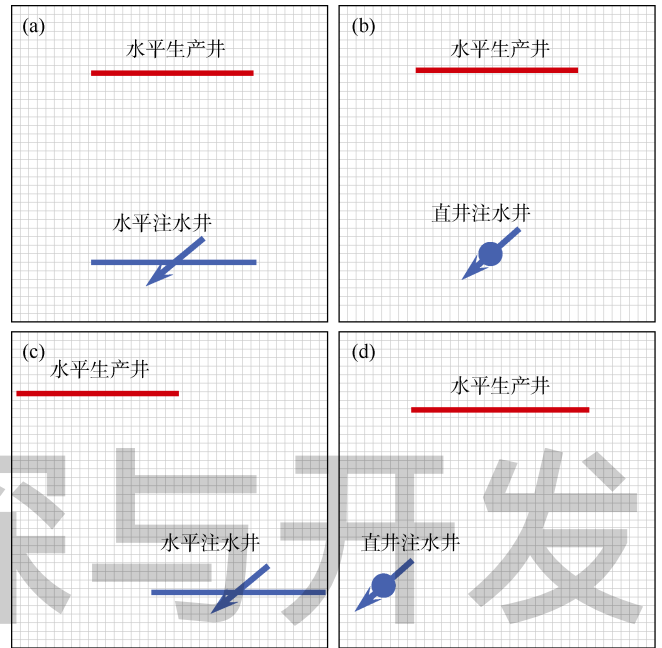


图7 4种典型的注采对应关系示意图

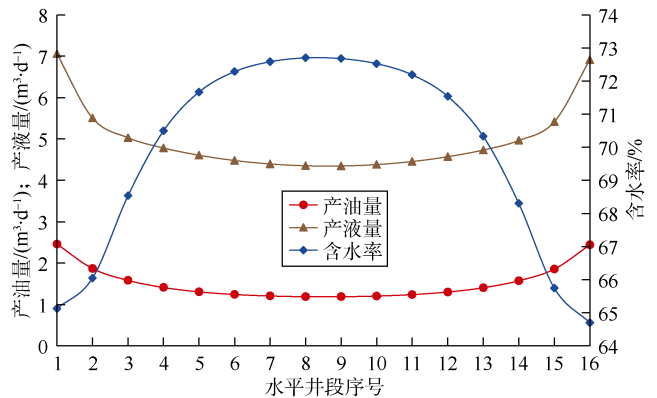


图8 水平井正对注水情况下水平井分段产出动态

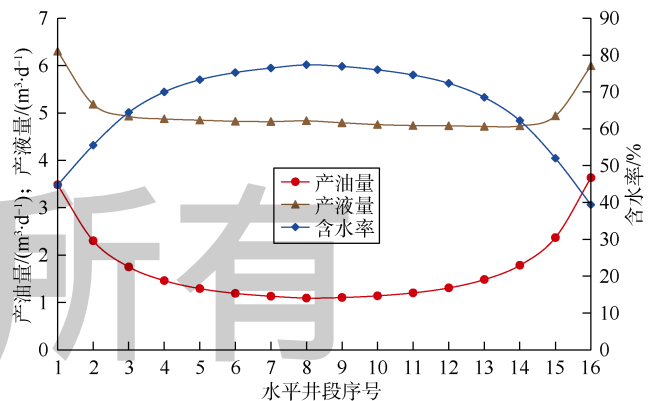


图9 直井正对注水情况下水平井分段产出动态

平井沿程渗透率非均质性将会对水平井段不均匀出水产生重要影响。

数值模拟结果表明，当水平井沿程井段有高渗透条带存在时，水平井生产初期一般表现为局部水淹。

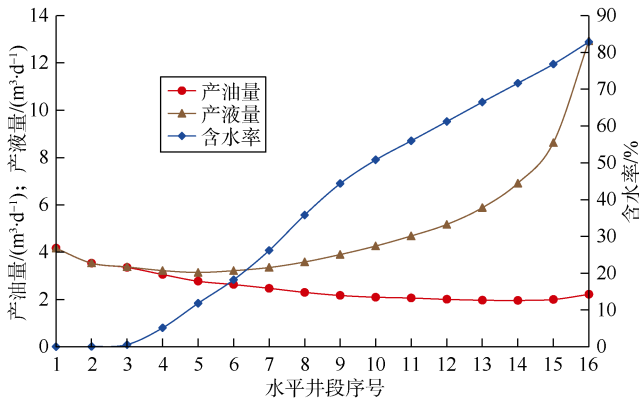


图 10 水平井交错注水情况下水平井分段产出动态

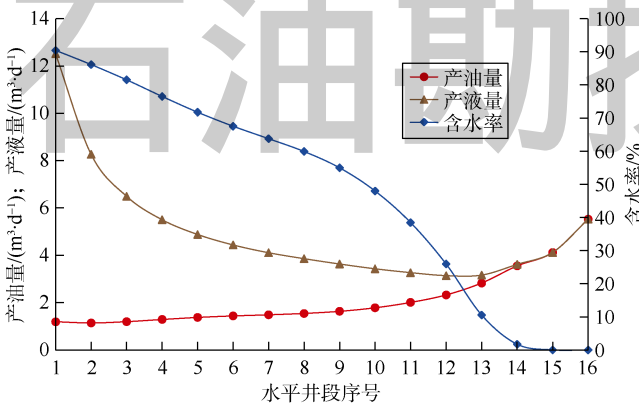


图 11 直井交错注水情况下水平井分段产出动态

由于高渗带处流体渗流能力强，形成优势通道，注入水或边底水突进较快，高渗带位置的产水量、产液量和含水率曲线都会出现峰值。不同优势通道发育级别对水平井水淹的影响规律也有所不同。以不同的高渗条带渗透率级差（与周围地层平均渗透率之比）来表示不同优势通道发育强度。由图 12 可见，跟端见水模式下，随着渗透率级差的增大，水平井见水时间逐渐缩短，高渗带处水平井段产液增加倍数（高渗带处水平井段产液量与无高渗带情况下该井段产液量之比）逐渐增大。当渗透率级差为 2~10 时，高渗段产液增加倍数可达 1.5~3.0。优势通道形成之后，开始时的局部水淹很容易造成全井水淹，未发育优势通道井段剩余油难以动用。

3 水平井水淹模式划分

在综合考虑塔里木盆地海相砂岩油藏渗流屏障、注采井网、优势通道等对水平井水淹影响的基础上，确立了水淹模式划分的依据：①充分考虑渗流屏障的发育特点（连续、不连续），因为渗流屏障是制约水平井水淹的首要因素，尤其容易造成水平井段不均匀

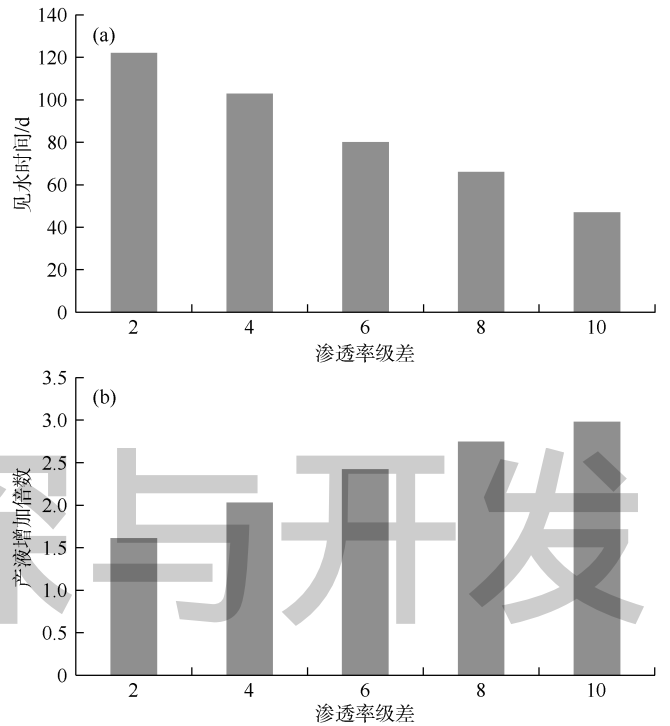


图 12 跟端见水模式不同渗透率级差下的见水时间 (a) 和产液增加倍数 (b)

见水；②考虑水平井的出水来源（边底水、注入水），注水是造成水平井水淹的另一种重要因素，不同注水位置会导致水平井段产水差异；③考虑水平井的水淹特征（局部水淹、整体水淹）。

根据以上分析及建立的标准，将塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹模式划分为 4 类 9 种（见表 3），为分析水平井水淹规律及制定差异化调整对策提供依据。

表 3 塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹模式划分

分类	水淹模式	典型水淹过程
边底水油藏	底水抬升整体水淹	无水采油—底水抬升—
	整体水淹	线状见水—整体水淹
边底水油藏	优势通道点状水淹	无水采油—底水锥进—
	渗流屏障遮挡局部水淹	局部水淹—全井水淹
	层状边水单层水淹	
注入水和底水	注入水和底水局部水淹	无水采油—注入水淹—
	注入水和底水整体水淹	底水突破—共同水淹
注入水和边水	注入水和边水局部水淹	无水采油—注入水淹—
	注入水和边水整体水淹	边水突破—共同水淹

4 不同水淹模式典型实例及特征

4.1 边底水油藏整体水淹

此类水淹模式主要表现为渗流屏障连续性非常差，基本对底水抬升或边水推进无阻隔作用，水平井最后整体水淹。符合这种情况的典型井区为 T 油藏均质段，该区底水能量较强，底水区与水平井段之间渗

流屏障发育程度差，对底水阻隔作用很弱。典型井的含水率-累计产油量曲线见图13，这种情况下，水平井无水采油期很长，初期采出效果好，50%以上的原油在无水期采出，见水后含水上升迅速，中高含水期短，阶段采出程度低，水平井总体累计产油高，表现为整体水淹。

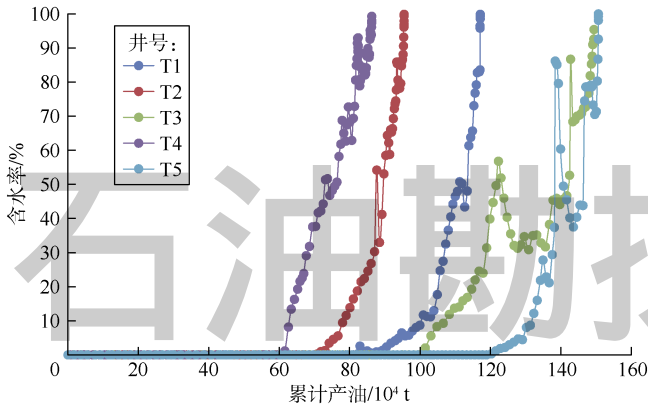


图13 T油藏5口典型水平井含水率-累计产油量曲线

边底水油藏整体水淹可分为两种类型：底水抬升整体水淹和边水推进整体水淹。以底水整体水淹情况为例，油水界面较为均匀地向水平井推进，见水后，整个水平段下部均为出水来源。

边底水油藏整体水淹模式总体采出程度高，剩余潜力小，挖潜难度很大。对于底水抬升整体水淹情况，剩余油主要分布在高水淹区或油层顶部未波及区域，可对部分高含水整体水淹水平井转注；对于边水推进整体水淹，剩余油主要分布在远离边水侧及油层顶部，可采取的调整措施包括水平井堵水或在远离边水一侧底部注水。

4.2 边底水油藏局部水淹

此类水淹模式储集层水平渗流屏障较为发育，但不完全连续，半遮挡或存在天窗，此外倾斜渗流屏障也容易造成边底水局部水淹。符合这种情况的典型井区为H油藏西南区和东南区，典型井的含水率-累计产油量曲线见图14，这种情况下，受渗流屏障遮挡程度不同以及投产时间不同的影响，无水采油期时间差异较大；早期投产井见水初期含水上升较慢，但中高含水期含水上升快，表现为局部水淹特征。

边底水油藏局部水淹又可以细分为3个亚类：优势通道点状水淹、渗流屏障遮挡局部水淹、层状边水单层水淹。对于优势通道点状水淹，剩余油分布在远离优势通道区域，可进行水平井调剖或堵水措施，封堵优势通道；对于水平半连续或倾斜渗流屏障引起的

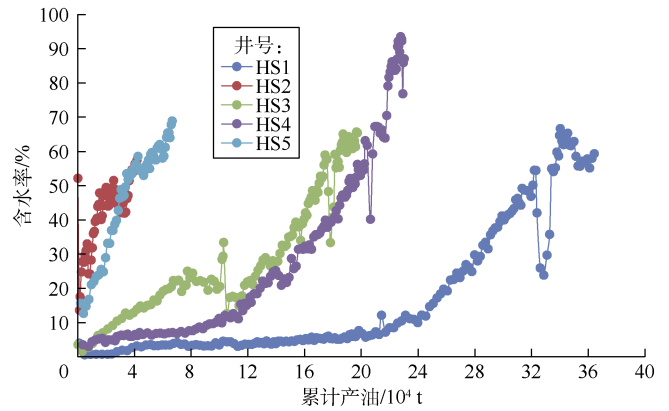


图14 H油藏西南区典型井含水率-累计产油量曲线

边底水油藏局部水淹，剩余油主要分布在渗流屏障遮挡区域及油层顶部，可以考虑在渗流屏障遮挡区域注水扩大波及体积；对于层状边水单层突进引起的局部水淹，可进行水平井堵水或对其他层注水补充能量。

4.3 注入水和底水共同水淹

此类水淹模式储集层一般发育不连续渗流屏障，但底水能量相对较弱时，需进行注水保持地层能量，由此造成注入水和底水共同水淹。符合这种情况的典型井区为D油藏，典型井的含水率-累计产油量曲线见图15，可以看出，这种情况下，受层内渗流屏障、注采井网及补孔改层的影响，含水率波动幅度较大，整体底水能量较弱，注入水起主导作用。

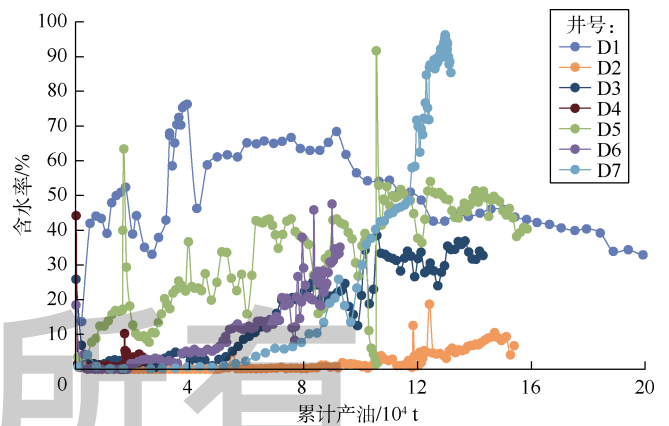


图15 D油藏典型水平井含水率-累计产油量曲线

由于注入水和底水之间的相互作用强弱难以表征，这种水淹模式下的真实水淹情况难以把握。该种水淹模式下的剩余油主要分布在注采井间水动力学滞留区、远离注水井一侧未波及区域以及渗流屏障遮挡区域。主要的调整策略包括完善注采井网，扩大波及体积，也可以针对注水井开展调驱措施。

4.4 注入水和边水共同水淹

此类水淹模式储集层一般发育连续型渗流屏障,有利于边水沿构造线整体推进,或者底水绕过连续渗流屏障形成次生边水。符合这种情况的典型井区为 H 油藏西北区和 T 油藏含砾砂岩段上段。典型井的含水率-累计产油量曲线见图 16。通过分析各井与边水的距离,发现水平井的无水采油期的长短与避水距离密切相关,中低含水期为主要采油期;大部分井见水后含水迅速上升,高含水期短,阶段采出程度低。

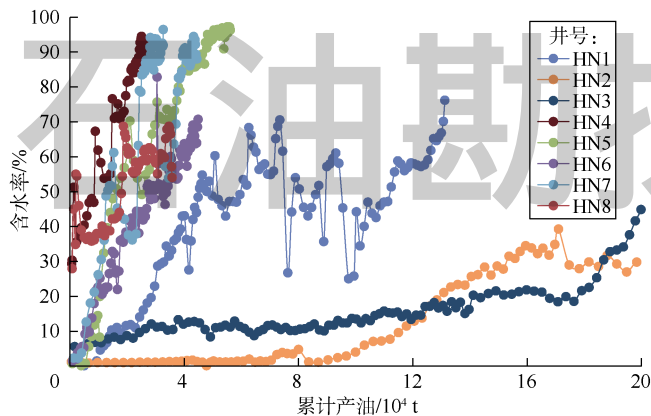


图 16 H 油藏西北区典型水平井含水率-累计产油量曲线

水平井的水淹受边水和注入水共同作用,二者的作用强弱受注采强度、边水能量大小的综合影响,需根据实际油藏进行判断。这种水淹模式下的剩余油主要分布在油层高部位及远离边水区域、边水与注入水未控制区域以及渗流屏障遮挡区域,对应的挖潜策略主要是完善注采井网,优化注水层位。

5 不同水淹模式判别方法初探

虽然划分了不同的水淹模式,但水平井水淹模式的判别仍然是一个难题。目前水平井找水方法主要有 3 种:①通过仪器测井找水,这种方法可以直观地反映出水段和剩余油分布,但费用高且部分井难以实施;②利用地质建模和数值模拟找水,这种方法可以展现单井含水上升过程及区块剩余油分布,但要求对油藏认识精度高;③利用油藏工程手段分析油井可能的出水类型和井段,这样仅通过油藏数据分析出水规律,方便快捷,但也存在误差较大的问题,需要深入分析和理论支撑^[11]。除此之外,近几年国外油田服务公司逐渐发展的智能完井技术,可以通过实时监测温度、压力来识别出水段,并通过遥控来优化水平井各段流

入动态,不仅可用来判断水平井水淹模式,同时也是一种有效治理出水的方法,但目前中国对智能完井技术的研究还相对薄弱。

本文就油藏工程找水方法作出进一步的探索。4 种水淹模式生产动态不同,一般来说相似油藏条件下,边底水局部水淹井见水时间早,含水上升后通常发生波动,而整体水淹井一般见水时间晚,但见水后含水上升快。对于注入水和边、底水共同水淹类型井,一般在注水初期受效好,有些甚至出现含水下降,但随着注水强度增大,注入水波及范围增加,后期油井的含水上升速度一般会加快。这些动态特征的差异也是水平井水淹类型识别的重要依据。基于这些生产动态特征,可以从油藏工程角度,建立水淹类型诊断曲线,进而利用除噪处理后的生产动态数据,对水平井水淹模式进行初步判断。

Chan^[11]最先提出了采用水油比及水油比导数曲线来判别边底水和注入水淹,笔者在此基础上,利用数值模拟,作出基于水油比导数变化曲线的典型诊断图版(见图 17)。

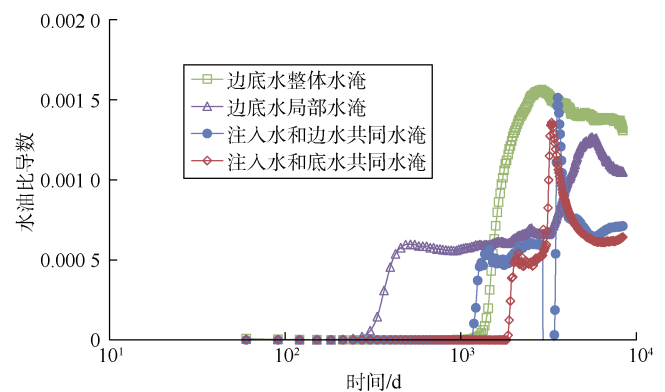


图 17 不同水淹模式的水油比导数曲线判别图版

对于边底水整体水淹井,水油比导数诊断曲线表现为先升后降,有一个拐点;注入水和边水共同水淹以及注入水和底水共同水淹这两种类型,水油比导数诊断曲线均出现大幅度突升和突降,曲线峰值处形态尖锐;对于边底水局部水淹井,水油比导数诊断曲线表现为有两个或多个拐点。本方法可用于水淹模式的判别,结合渗流屏障描述资料、水平井测井解释资料,进一步判断具体水淹类型。

6 结论

与陆相砂岩油藏相比,塔里木盆地海相砂岩油藏表现为原油黏度低、储集层连续性好、夹层发育等特

征,加之大规模使用水平井开发,由此反映出开采速度快、采出程度高,尤其是在低含水期采出程度高、开发效果好的开发特征。

储集层渗流屏障、注采井网、优势通道等因素都会造成水平井段出水不均匀,在考虑这几种因素的基础上,建立了塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹模式划分方法,提出了4类9种典型水平井水淹模式。边底水整体水淹并无水采油期很长,初期采出效果好;边底水局部水淹并见水初期含水上升慢,后期含水上升快;注入水和边水或底水共同水淹井受注采强度、水平井避水距离影响较大。此外,绘制了不同水淹模式的水油比导数曲线判别图版,利用曲线拐点特征可以进行水淹模式判别。水淹模式的研究和总结可对水平井稳油控水政策的制定提供借鉴。

参考文献:

- [1] 单秀琴,张宝民,张静,等.古流体恢复及在储集层形成机理研究中的应用:以塔里木盆地奥陶系为例[J].石油勘探与开发,2015,42(3):274-282.
SHAN Xiuqin, ZHANG Baomin, ZHANG Jing, et al. Paleofluid restoration and its application in studies of reservoir forming: A case study of the Ordovician in Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 274-282.
- [2] 吴林,管树巍,任荣,等.前寒武纪沉积盆地发育特征与深层烃源岩分布:以塔里木新元古代盆地与下寒武统烃源岩为例[J].石油勘探与开发,2016,43(6):905-915.
WU Lin, GUAN Shuwei, REN Rong, et al. The characteristics of Precambrian sedimentary basin and the distribution of deep source rock: A case study of Tarim Basin in Neoproterozoic and source rocks in Early Cambrian, Western China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 905-915.
- [3] 周代余,江同文,冯积累,等.底水油藏水平井水淹动态和水淹模式研究[J].石油学报,2004,25(6):73-77.
ZHOU Daiyu, JIANG Tongwen, FENG Jilei, et al. Water flooding performance and pattern in horizontal well with bottom water reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 73-77.
- [4] 姜汉桥,李俊键,李杰.底水油藏水平井水淹规律数值模拟研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2009,31(6):172-176.
JIANG Hanqiao, LI Junjian, LI Jie. Investigation on water out mechanism of bottom water driven reservoir in horizontal wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(6): 172-176.
- [5] 郑俊德,高朝阳,石成方,等.水平井水淹机理数值模拟研究[J].石油学报,2006,27(5):99-102.
ZHENG Junde, GAO Chaoyang, SHI Chengfang, et al. Numerical simulation of watered out mechanism in horizontal well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 99-102.
- [6] 杜殿发,王玉靖,侯加根,等.薄层边底水油藏水淹模式:以陆梁油田陆9井区呼二三油藏为例[J].油气地质与采收率,2012,19(5):91-93.
DU Dianfa, WANG Yujing, HOU Jiagen, et al. Study on water flooding pattern of thin-layered reservoir with edge and bottom water, case of $K_1H_2^3$ reservoir of Lu 9 wellblock in Luliang Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(5): 91-93.
- [7] 冯其红,刘廷廷,杨山,等.大斜度井出水类型研究[J].石油钻采工艺,2008,30(1):89-94.
FENG Qihong, LIU Tingting, YANG Shan, et al. Study on water production types of deviated wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(1): 89-94.
- [8] 王庆,刘慧卿,曹立迎.非均质底水油藏水平井水淹规律研究[J].岩性油气藏,2010,22(1):122-127.
WANG Qing, LIU Huiqing, CAO Liying. Water flooding law of horizontal well in heterogeneous bottom water reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 2010, 22(1): 122-127.
- [9] 李俊键,姜汉桥,李杰,等.水平井水淹规律影响因素的不确定性及相关分析[J].油气田地面工程,2008,12(1):1-3.
LI Junjian, JIANG Hanqiao, LI Jie, et al. Uncertainty and correlation analysis of influencing factors of flooding law in horizontal wells[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2008, 12(1): 1-3.
- [10] 刘欣颖,胡平,程林松,等.水平井开发底水油藏的物理模拟试验研究[J].石油钻探技术,2011,39(2):96-100.
LIU Xinying, HU Ping, CHENG Linsong, et al. Experiment study of horizontal well with bottom water drive[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 96-100.
- [11] CHAN K S. Water control diagnostic plots[R]. SPE 30775, 1995.

第一作者简介:刘广为(1989-),男,山东聊城人,中海油研究总院博士后,主要从事油藏开发评价方法和理论研究工作。地址:北京市朝阳区太阳宫南街6号院,中海油研究总院博士后科研工作站,邮政编码:100020。E-mail:aaalgw@126.com

收稿日期:2017-08-02 修回日期:2017-11-15

(编辑 郭海莉)