

鄯善油田东区油藏注水开发的 油水运动规律

孙 卫 曲志浩 岳乐平 刘林玉 朱玉双

(西北大学, 陕西西安 710069)

王洪建 陈杨艾 元连喜 朱永贤

(吐哈油田开发事业部, 新疆鄯善 838202)

随注水开发的深入, 三间房组油藏产液呈现出含水上升、产量下降、注采关系长期不平衡的现状。分布于主河道砂体中的油井砂层厚、物性好、单井初产高、采出程度大、油层压降也大。注水开发中, 注入水主要沿砂体延伸方向向压降大、物性好的油井突进。受沉积旋回控制, 油藏中的 I, II 类储层多分布于每一油层组的中、下部, 即第 3 或第 4 小层。这些小层产液量高、吸水强度大, 造成开发中多为单层、单向含水上升。在油藏内, 注入水主要是沿砂体展布方向由西向东、由低渗向高渗形成主渗通道。油藏产液量的变化与注水效果关系直接, 主力产区含水上升是导致油藏产量下降的主要原因。

关键词 注水开发 产量变化 油水规律 注采关系 油藏 鄯善油田

第一作者简介 孙卫 男 45 岁 副教授 石油地质与油田开发地质学

1 概况

鄯善油田位于吐哈盆地台北凹陷鄯善构造带弧顶偏西部位, 为一轴向呈 NW 方向的穹窿背斜。构造北翼较缓, 南翼略陡, 沿长轴方向存在东西两个高点。根据油田构造特征, 习惯上以鄯善油田鞍部中央断层为界, 将油田分为东西两部分, 以东称“东区”, 又细分为东 I, II, III 区; 以西为“西区”, 分 4 个小区。三间房组是鄯善油田的主力含油层, 上部为一套灰绿色、杂色泥岩, 灰白色砂岩、砂砾岩等不等厚互层的扇三角洲-辫状河三角洲沉积; 下部为灰绿、棕红色的湖沼相泥岩沉积, 与下伏西山窑组呈整合接触。三间房组为油田主要产层, 单砂层厚 2~14 m, 平均 8.4 m, 最厚可达 30.3 m; 平均孔隙度 13.6%, 平均渗透率为 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属低孔低渗油层。

根据地层沉积特征, 将三间房组划分上、下 2 个油组、5 个砂层组和 24 个小层(表 1), 其中 S_1 和 S_2 砂层组为上油组, S_3 , S_4 和 S_5 砂层组为下油组。

鄯善油田三间房组油藏, 自 1991 年投入开发后, 历经一年多自喷开采, 于 1992 年 3 月由靠自然产能逐步转入注水开发。在 27.7 km^2 的开发面积内, 以 250~300 m 井距采用反九点

法和

表 1 鄯善油田三间房组小层精细划分

层 位	三 间 房 组 J _{2S}																						
砂层组	S ₁			S ₂				S ₃				S ₄			S ₅								
砂 层	S ₁ ¹	S ₁ ²	S ₁ ³	S ₁ ²	S ₂ ²	S ₂ ³	S ₂ ⁴	S ₃ ¹	S ₃ ²	S ₃ ³	S ₃ ⁴	S ₄ ¹	S ₄ ²	S ₄ ³	S ₅ ¹	S ₅ ²	S ₅ ³	S ₅ ⁴					
小 层	S ₁ ¹	S ₁ ²	S ₁ ³⁻¹	S ₁ ³⁻²	S ₂ ²	S ₂ ³⁻¹	S ₂ ³⁻²	S ₂ ⁴⁻¹	S ₂ ⁴⁻²	S ₂ ⁴⁻³	S ₃ ¹	S ₃ ²	S ₃ ³⁻¹	S ₃ ³⁻²	S ₃ ⁴⁻¹	S ₃ ⁴⁻²	S ₄ ¹	S ₄ ²	S ₄ ³	S ₅ ¹	S ₅ ²	S ₅ ³	S ₅ ⁴

五点法面积注水方式布注采井组 77 个, 其中东区有注采井组 40 个。三间房组油藏自投入开发以来, 通过实施整体压裂改造技术和早期注水开采方式, 确保了油藏采油速度在年平均 20% 基础上的较高开发水平。但随着开发程度加深, 油藏产液状况发生了变化, 其表现为: 产量逐渐下降, 含水不断上升, 注采关系不平衡, 油藏开发已步入低中含水生长期。

2 开发效果分析

2.1 产量变化分析

1992 年油藏进入全面开发生产, 当年采油 59.25×10^4 t, 采出程度 2.15%, 综合含水 0.7%。1993 年生产进入高峰期, 年产油 90.01×10^4 t, 采出程度 4.72%, 综合含水 10.31%。此后年产油量基本保持 60×10^4 t 并逐年略有下降, 截至 1996 年 6 月累积采出程度为 10.24% 时, 油藏的综合含水已接近 20% (图 1, 2)。

2.2 注采关系分析

用物质平衡方法计算绘制出的三间房组油藏压力恢复速度与地层压力恢复曲线表明(图 3), 当注入水有 3%

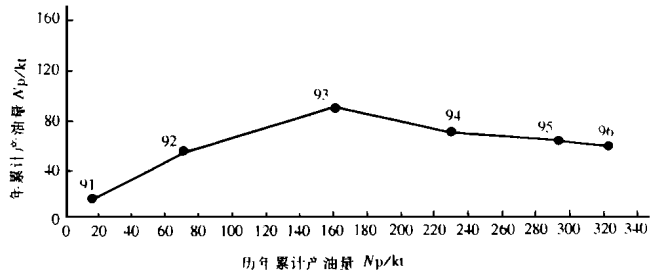


图 1 三间房组油藏历年累计产油量与年累计产量关系图

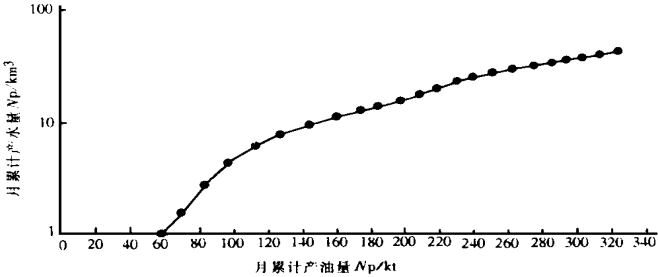


图 2 三间房组油藏累计产油量与累计产水量关系图

发生外流时, 要保证地层压力稳定或有回升, 注采比不能小于 1.05。从累积注采比和地层压力关系看(图 4), 当累积注采比为 1.0 时, 地层压力可基本恢复到原始地层压力 28.0 MPa 左右; 当累积注采比为 0.8 时, 地层压力保持在 25 MPa 左右; 当累积注采比为 0.7 时, 地层压力可保持在注采开发下限 23 MPa。由此可认为, 如果将累积注采比控制在 0.8~ 1.1 范围, 就可满足地层压力恢复与控制合理的注采平衡地层压力(25 MPa)*。三间房组油藏自注水开发以来, 注采关系在平面

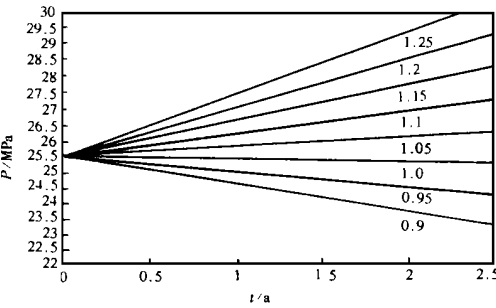


图 3 三间房组油藏地层压力与注采比关系曲线

* 王玉成, 刘曰强, 王作进, 等. 鄯善油田生产能力研究及开发效果评价. 吐哈石油勘探开发研究院, 1993

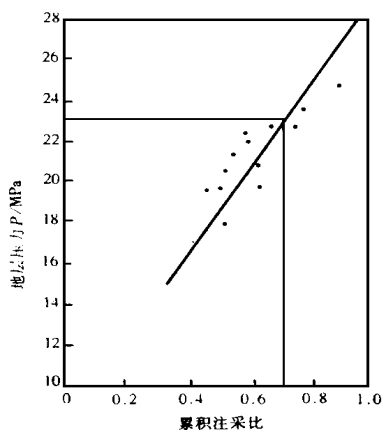


图4 三间房组油藏地层压力与累积注采比关系图

上一直处在不平衡的状态下,截至1996年底全油藏的累积注采比为0.95,东Ⅰ区为0.79,东Ⅱ区1.0。从中可看出,东Ⅰ区一直处在注采欠平衡的生产条件下,其原因主要是在高产区采大于注,地层亏空大、压降大,注水后注入水沿物性好、压降大的方向突进,并在较短时间内(据21口高产井统计,注入水线平均推进速度为0.69 m/d,油井见水时间为14.5月)造成油井见水。据三间房组油藏砂岩微观模型两相驱替实验观察表明,当油井见水后,注入水便很快在油层内连通较好的大孔隙中形成稳定渗流通道。在这种情况下,如不采取其他措施,仅靠加大注水量,其结果只能是加速注水在连通孔道中的流动,对扩大水驱波及面积、补充地层能量则作用有限。

2.3 油藏储量动用程度分析

注水开发中储量动用程度取决于油层物性非均质性、砂体的连通条件^[1]。

在平面上,动用程度多受沉积微相中河道砂体的分布范围和延伸方向的影响^[2]。在河道砂体发育的东Ⅰ、东Ⅱ区平面动用程度较高,尤其在东Ⅱ区,河道砂平面分布均匀、连通好、非均质性弱,水驱波及面积广、产量稳定、含水率低,其动用程度就优于其他区块。在东区动用较差的为东Ⅲ区块。

三间房组油藏在平面上的动用特征大致表现为:(1)沿主河道发育方向,砂体连片分布,物性好、水驱波及范围大,动用程度好;(2)受油层渗透率非均质性影响,动用程度具分带、分块性,由油藏构造高点向两翼变差,主河道砂体自中部向两侧变差;(3)平面上动用较好的小层主要为 S_1^{3-1} , S_1^{3-2} , S_2^2 , S_2^{4-1} , S_2^{4-2} , 动用程度在62.5%左右,其中 S_2^{4-1} , S_2^{4-2} 小层平面动用程度可达75%。

在剖面上,动用较好的层分别为 S_2^4 , S_1^3 和 S_3^4 ,原因是受沉积旋回影响,在每个油层组的中、底部,储层岩性、物性、含油性相对变好。由于受层内非均质性影响,部分井在油层射开井段,仅下部产液,上部不产液,如东Ⅰ区鄯6井的 S_2^4 小层和东Ⅲ区8-12井的 S_3^4 小层。在吸水剖面中,动用层数和厚度较为一致, S_2^4 , S_1^3 , S_3^4 , S_2^3 小层动用最好,但吸水剖面动用厚度随注水时间延长,有变小的趋势,原因主要是注入水质对地层的伤害所引起的吸水厚度减小。

油藏吸水剖面的动用特征可大致表现为:(1)动用程度较高的层相对集中,在东区以 S_2^4 , S_1^3 和 S_2^3 较好;(2)受沉积韵律影响,剖面上产液量高、吸水强度大的小层多集中在每一油层组中、下部的第3或4小层,如 S_2^4 , S_3^4 和 S_1^3 小层。

3 注水开发中的油水运动规律及特征

在注水开发过程中,地下油水分布受油藏地质和开发两大因素制约和影响,且随时处于运动变化之中。要提高开发效果,就必须掌握在注水开发过程中油水的运动规律^[3]。

三间房组油藏采出程度和含水率关系(图5)与理论预算要求值相比,尚有一定差距,并还有进一步增大的趋势。其影响因素和控制油水运动规律特征主要表现在以下几个方面。

3.1 平面油水运动规律及影响因素

平面即横向上油水运动较大程度是受沉积相带控制^[1],三间房组油藏整体属辫状河三角

州、扇三角洲平原或前缘亚相沉积。砂体类型以分流河道和水下分流河道砂、心滩占主导地位。在平面上砂体多呈条带状分布, 侧向连通较差, 在空间上砂体相互切割、叠置。砂体主体展布呈东西向, 厚度由中部向两侧减薄且物性变差。砂体的分布特征必然会导致和影响注水开发中的油水运动和产量变化。分析表明, 高产井几乎均分布在主河道砂体中, 低产井则多分布在河道边缘和分流河道间区。沉积条件不同使得注水过程中砂

体的吸水强度也不同, 据对 87 井次吸水强度统计, 平均吸水强度在心滩砂体为 2.05、主河道 1.97、次河道 1.72、漫滩 1.51, 由此看出, 沉积相带在平面上对油水运动及产量变化影响十分明显*。

3.2 含水上升规律及其影响因素

三间房组油藏综合含水为 19.87%, 但具体井区和层位含水变化却差异很大, 原因是受砂体的分布及物性变化影响。

(1) 位于主河道砂体上的井, 注水见效快且含水上升快。注水开发中, 注入水前缘主要沿河道砂体压降大、物性好的油井突进, 因此, 注入水水线沿此方向推进速度快。经对东区东 I、东 II 区块 10 口位于主河道砂体中的高产井的采油、注水曲线分析, 平均见水时间为 14.5 个月, 注入水水线平均推进速度为 0.69 m/d, 较全油藏平均见水时间和水线推进速度明显要快。

(2) 分布于主河道砂体上的高产井, 一旦见水后, 含水上升速度明显加快, 成为区块中的高含水井, 如东 I 区的 10-18、8-16、8-20 井, 东 II 区的 6-19 井等。原因为油井见水后, 注入水沿压降大的高渗带形成相对稳定的渗流通道, 造成油层有效孔隙中的水相渗透率提高, 含水饱和度增加, 使油井产油下降, 含水上升。

(3) 砂体分布面积广, 连通好, 物性非均质程度弱, 则水驱油效率就高, 含水率相对较低。如东 II 区的 S_1^{3-1} 、 S_1^{3-2} 、 S_2^2 、 S_2^{3-1} 、 S_2^{3-2} 小层就是因为具备上述条件, 所以注水开发后, 水线推进均匀, 水驱波及面积广, 产量自开发生产以来, 一直较为稳定, 截至 1996 年 6 月累计产油和采出程度均居全油藏首位, 综合含水却低于油藏平均含水率 7 个百分点(12.1%)。

3.3 剖面上油水运动规律及影响因素

剖面上油水运动规律及分布特征主要受沉积旋回控制。按沉积旋回, 将三间房组油藏分为 5 个砂层组、24 个小层。砂层组旋回性明显, 除 S_4 砂层组为复合旋回外, 其他均为正旋回。每个砂层组又可分为 3~4 个次级正旋回。每个砂层组中、底部的小层基本为油藏的 I、II 类储层, 这些小层岩性、物性相对均一, 吸水能力强, 水线推进速度快, 目前含水层中 80% 以上为此类小层, 所以在见水井中大部分为单层见水, 仅少数井为多层见水。

由于受沉积条件影响, 东区各井区间剖面上的主要产液层和吸水层不同, 对油水运动和驱替效果产生的影响也就不同。

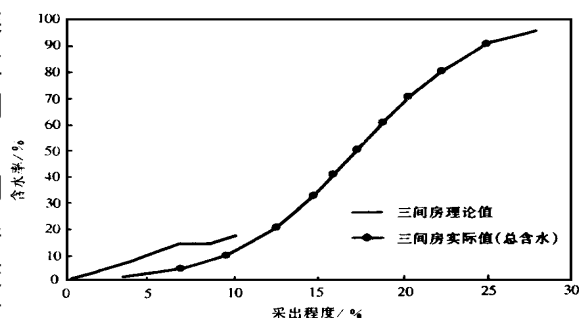


图5 三间房组油藏含水率与采出程度关系曲线

* 王作进, 乔向阳, 袁昭, 等. 鄯善油田稳产对策研究. 吐哈石油开发研究院, 1995

东Ⅰ区: 以 $S_1^3, S_2^3, S_3^3, S_4^3, S_5^3$ 小层较为发育, 其中 S_2^{4-1} 小层的钻遇率可达 82.5%。在剖面上产液强度大于 $1 \text{ t/d} \cdot \text{m}$ 的层, 以 S_3^3 和 S_4^3 小层井次最多, 分别占区块主要产液层的 42.5% 和 18%。在注水井中, 经对 13 口井分析统计, 以 S_4^3 小层为主要吸水层的井有 8 口占 61.5%, 以 S_3^3, S_2^3 小层的井各占 15.3%。由此可看出, 该区主要产液层和吸水层不尽一致, 主要产液层为 S_3^3, S_4^3 小层, 吸水层主要为 S_4^3 层, 即在剖面上注采不平衡。

东Ⅱ区: 东Ⅱ区为油藏的主要产油区。由于该区有利的沉积背景使主要产层 $S_2^3, S_3^3, S_4^3, S_5^3$ 小层多处在近三角洲平原亚相带中, 储层条件最好, 主要产液层和吸水层基本一致。油井见效、见水以单层、单向为主, 见水方向多为东西向, 并主要是由西向东, 由低渗向高渗流动, 与砂体的分布方向一致, 而与古水流方向相反。由于东Ⅱ区主要产层物性较其他区块都好, 水线推进均匀、水驱波及面积广, 致使东Ⅱ区的注采关系相对较为平衡, 并保持多年高产稳产。

通过上述对产量变化、注水见效、含水上升及产液、吸水剖面的综合分析得出, 三间房组油藏在注水开发中的油水运动和产量变化具有以下特征:

(1) 受沉积微相控制。位于主河道砂体上的井注水见效、见水快, 含水上升也快, 目前区块中的高含水井(除个别受储层微裂缝影响外), 多是分布在主河道砂体中早期的高产井。

(2) 平面上油水运动规律和含水高低与油层砂体分布面积、连通情况和物性非均质性关系直接。油层分布面积大, 物性非均质弱, 连通情况好, 注入水推进就相对均匀, 水驱效率就高, 油井含水率也就低, 如东Ⅱ区; 反之则水线推进不均, 注采不平衡, 采出程度低, 含水上升快, 如东Ⅰ区。

(3) 平面上分布面积大、厚度大、连片程度好的小层, 在剖面上也为主要产液和吸水层。油藏中Ⅰ, Ⅱ类储层多位于每个砂层组的中、底部, 受沉积条件影响, 吸水能力强, 水线推进速度快, 目前油藏的主要含水层 80% 以上是这些小层, 如 S_1^3, S_2^3, S_3^3 层。

(4) 由于受层间、层内非均质性影响, 剖面上主要吸水层一般只有 1 或 2 层, 层内吸水强度大的井段多位于同一层的下部。另外, 受油藏河道砂体延伸方向控制, 油藏内注入水渗透方向多为东西向, 由低渗带向高渗带流动。由此而造成剖面多以单层(局部可为多向)单向水线突进, 使吸水强度不均或层内矛盾加剧。

(5) 三间房组油藏产量变化与注水效果关系直接。目前产量下降很大程度上是由于主要生产区含水上升所致, 尤其在油藏低含水开发生产阶段, 含水率的微弱上升都将造成产油量的明显下降。因此, 延长油井见水时间、控制含水上升, 是提高油藏低中含水期采出程度的关键。

参加本研究工作的还有王觉民, 丁放, 崔文福, 冯莉恒同志。

参 考 文 献

- 1 王启民, 郑兴范. 非均质多层砂岩油田高含水后剩余油分布. 大庆石油地质与开发, 1996, (2): 11~ 22
- 2 贾文瑞, 李福坤. 低渗透油田开发部署中几个问题的研究. 石油勘探与开发, 1995, 22(4): 47~ 51
- 3 侯纯毅, 张锐. 巨厚油层不同注水方式模拟研究. 石油学报, 1996, 17(2): 84~ 89

RULE OF OIL-WATER MOVEMENT DURING WATERFLOODING IN EASTERN AREA OF SHANSHAN OILFIELD

Sun Wei Qu Zhihao Yue Leping Liu Linyu Zhu Yushuang
(*Northwest University, Xi'an, Shaanxi*)

Wang Hongjian Chen Yang'ai Yuan Lianxi Zhu Yongxian
(*Department of Development Affairs, Tuha Oilfield, Shanshan, Xinjiang*)

Abstract

As waterflooding further advances, a new situation including the rise of water-bearing layer, the declining of oil production and the unbalance between injection and production has appeared in the production of the reservoirs in the Sanjianfang Formation. The oil wells located at the main river channel sandbodies are characterized not only by thick sandstone and better physical properties, but also by high initial production of single well, high recovery percentage of reserves and big decrease of reservoir pressure. The injected water flows towards the wells which have good physical properties, and the reservoir pressure decreases mainly along the extensional direction of the sandbodies. Most of the first and second order reservoirs, controlled by sedimentary cycle, developed in the middle and lower parts of reservoir group, that is to say, in the third or fourth subbeds. These subbeds have high fluid production and injectivity, which results in the water rising mostly in the single layer or direction. The variation of reservoir fluid production is closely related to water flood response, and the rise of ground water is the fundamental cause leading to the decrease of oil production in the main oil-producing areas.

(上接第180页)

JURASSIC TECTONIC SEQUENCES OF QAIDAM AND FORELAND BASIN EVOLUTION

Xia Wenchen Zhang Ning Yuan Xiaoping Meng Ke
(*China University of Geosciences, Wuhan*)

Zhang Bingshan Peng Xiaoqun
(*Research Institute of Petroleum Geology, Qinghai Oil Administration*)

Abstract

On the basis of the studies on outcrop sedimentary section, well logs and organic geochemistry of Jurassic System, 2 types of Jurassic tectonic sequences showing the dynamic processes of foreland basin are recognized in Qaidam Basin. One is the tectonic sequence converted from elastic to plastic subsidence corresponding to the thrusting and loading of orogenic belt, another one is plastic resubsiding tectonic sequence corresponding to the plastic subsidence of basin basement. Jurassic System of Qaidam Basin can be subdivided into 8 tectonic sequences, the succession from Pliensbachian to Bajoeian includes 4 tectonic subsequences of the first type; the succession of Bathonian-lower Callovian includes 2 plastic resubsiding tectonic sequences; the succession of upper Callovian-Upper Jurassic includes 2 tectonic sequences of the first type again. The total Jurassic fill-succession of Qaidam indicates that the basin underwent 3 evolution stages such as multicycle converted elastic-plastic subsidence stage, plastic resubsiding stage and converted elastic-plastic subsidence stage again. This evolutionary process of the basin is closely related to the thrusting and loading of orogenic belt toward foreland zone.