

郑寨子地区长6低阻油层成因分析及开发策略

周国宝

延长油田股份有限公司定边采油厂 陕西 榆林 718600

摘要：本文主要研究郑寨子地区长6低阻油层形成原因，主要目的是为该低阻油层开发提供参考经验。本文在研究的过程中，分析郑寨子地区长6低阻油层成因，并提出郑寨子地区长6低阻油层有利区预测识别及低阻油藏的开发策略，旨在为该区域油田开发奠定基础。通过本文对该地区油层情况分析提出注水参数选择、开采方式、并网形式以及并排距离等诸多参数，确保油藏高效开展。

关键词：郑寨子；地区；6低阻油层；成因；识别方法

前言

低阻油层是当前油田开发遇到的主要情况之一，为应对该情况，我国油田开发技术研究中提出关于低阻油层成因研究与相关识别方法，为该油层开发与管理奠定基础。通过本文的研究发现，郑寨子地区长6低阻油层已经形成，开发效果不佳，需要针对性识别成因，制定科学性的地质油藏开发策略，切实保证油藏开发高效开展。低阻油层开发难度较大，所以需要根据油层实际情况，分析成因后制定科学对策。

1 项目情况分析

定边油田郑寨子油区位于陕西省榆林市定边县东北部石洞沟乡，距县城50多公里，北与内蒙古接壤。构造属于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中西部，构造背景为平缓的西倾大单斜，倾角小于 1° ，平均坡降5~10m/km，内部无断层发育。该区主力开发层位为三叠系延长组长6油层。工区面积约35.3km²，其中东西长约8.6km，南北长约5.0km。

截至目前，区域内共有油水井118口。主要开发层位为延9、长6油层。长6油层生产井62口（开井32口）、注水井15口。日均产液量137.5方，产油17.9吨，综合含水84.6%。本次研究的主要目的层位为长6层。

本区延长组长6为典型的特低渗岩性油藏，储层非均质性强，岩性、物性、含油性在纵向、横向变化较大，储层以浅灰色粉、细粒岩屑质长石砂岩为主，碎屑成分中石英含量最高，长石次之，并含有较多的岩屑，孔隙类型以原生残余粒间孔为主，孔隙结构复杂，成岩作用影响大，导致油井产量低。

2 郑寨子地区长6低阻油层成因分析

通过对郑寨子地区长6低阻油层实际情况进行研究，提出长6低阻的主要成因，分析成因后可根据其成因针对性提出低阻油层的综合开发策略。

2.1 沉积微相

郑寨子区长6沉积属于吴起三角洲前缘亚相，砂体主要成因为三角洲前缘水下分流河道及河口坝。

电阻增大或减小的方向与砂体方向具有正向相关关系，如此一来，证实沉积微相特征对该地区低阻油层的影响比较大，三角洲前缘水下分流河道砂体粒度变细及分选程度的变差与比表面积提升有关系，也是造成颗粒表面吸附水的含量增多的主要原因。另外，研究也发现，岩石颗粒粒度与孔隙结构复杂程度有关，岩石颗粒度越大，孔隙半径相对变大，束缚水含量有所下降，这些饱和在微小孔隙中的束缚水和岩石颗粒表面的吸附水是导致油层低阻的主要因素^[1]。

2.2 孔隙结构

孔隙结构也是低阻油层成因之一，通过分析研究发现，孔隙结构复杂或束缚水饱和度比较高的情况下容易产生低电阻油层。对郑寨子油区进行相关统计研究发现，储层物性和压汞分析测试结果均能够反映孔隙结构比较复杂，储层孔喉分布具有比较明显的双峰分布的特征。对储层孔喉进一步分析后，基本确定郑寨子区域长6储层具有双重孔隙网络结构，即储层同时具有大孔隙网络与微孔隙网络结构，说明长6储层渗透能力相对较强；另外，也说明系统具有一定的导电性，因为由于储层的束缚水饱和度较高，导致储层总体含水量较高，从而使储层电阻率下降。

2.3 油水分离

郑寨子油区长6的63口试油井的生产数据统计可知，几乎没有严格意义上的纯油层，绝大多数为油水同层，含水率一般40%~85%。

通过油水调查研究统计可知，该油区平均含水饱和度已经超过58%。部分区域的油层含水饱和度已经超过62%，电阻率值开始下降，确定含水饱和度与电阻率有密切关系。

低渗透砂岩油藏开发之时,边底水能量一般相对较弱,虽然具有一定能量,但由于渗流阻力大、传导相对缓慢或者消耗较大,导致影响范围和作用也相对比较小。

本文在实施研究的过程中,针对性研究国内15个低渗透油田相关统计数据,获取平均弹性采收率数据为3.2%,水驱采收率达到26.9%。通过该数据可知,目前国内低渗透油田弹性开采采收率相对较低,采用水驱技术之后,采收率得到了提高,效果比较明显。但是依然是由于一次采收率较低,开采之时必须人工开展补充能量,从而保持开采速度并获取较好开采效果^[3]。

表1 部分低渗透油田计算采收率汇总表

油田	弹性采收率 (%)	水驱采收率 (%)
南泥湾松700	0.63	20.3
长庆华庆地区	1.27	17
长庆吴旗油田	1.25	19.3
董志油田	1.94	17.65
西峰油田	2.13	19.53

郑寨子油区长6油藏整体含水饱和度较高,油水混储,分异较差,无明显的边水或者底水,生产初期所依靠的天然能量主要为弹性能量,投产方式采用压裂投产。通过对郑寨子区域长6油层的生产数据和开采曲线进行统计分析,确定该区长6油井开采后产量递减较快,投产后地层压力下降明显,生产一段时间后大部分油井地层能量不足,导致产液维持在一个较低的水平。借鉴鄂尔多斯盆地特低渗透油藏的相关开发经验,郑寨子区域长6油层为岩性油藏,油气聚集藏主要受储层岩性及物性控制,油层分布稳定且整体连通性相对较好,为了保持地层能量,应该采用注水开发,在地面情况及经济条件允许的情况下,优先考虑超前或同步注水开发工艺。

3.2.2 特低渗透油藏采用的主要井网形式

特低渗透油藏开发实施之时,可按照储层特征、油藏特征以及裂缝发育等情况,一般有矩形井网、正方形反九点井网、菱形反九点井网三种形式。

矩形井网一般用于开发裂缝发育且最大主应力方位明确的油藏^[4]。

正方形反九点井网一般用于天然微裂缝发育、注水之后见水方向不明显油藏。

菱形反九点井网一般用于裂缝较发育的油藏,菱形长对角线与最大主应力方向平行,采用该井网可以有效

延缓角井水淹情况,提升边井受益情况。

通过研究,确定郑寨子区域长6油层井网系统如下:

长6油藏为岩性油藏,油藏埋深在1850-1980米,对压裂施工进行监测,统计后得到人工裂缝半长在60-80米之间,主应力方向介于NE65°-NE70°;研究区部分区域注水后,递减率得到一定控制。在综合考虑储层渗透率、人工裂缝系统、注水受益等因素的基础上,确定郑寨子区域长6油藏采用菱形反九点井网,井排方向NE70°,井距400m,排距150m。

3.2.3 注水参数选择

(1) 单井日注水量

采油井日产油量确定后,便可采用下式计算注水井的日注水量:

$$q_w = G \frac{q_o B}{\rho_o (1 - f_w)} / M$$

式中: q_w —注水井单井日注水量, m^3/d ;

q_o —采油井单井日产量, t/d ;

ρ_o —原油密度, g/cm^3 ;

G —注采比, 小数;

M —注采井数比, 反九点井网为 $1/3$ 。

长6油层目前含水52%左右,初期注采比为1.3,平均单井日产量1.32t/d,根据公式计算长6平均单井日注水量为15.6m³/d。

结语

本次研究结合实际情况开展,针对性提出郑寨子区域长6低阻油层的主要成因,并且在文章研究的过程中,提出相应开发开采建议,旨在为特殊油田开发与开采提供相应的建议,促进油田开采升级。

参考文献

- [1] 兰书琪,麻宇杰,赵军辉,等.鄂尔多斯盆地铁边城地区长6层油层低阻特征及影响因素分析[J].云南化工,2022(003):87-91+137.
- [2] 田正兰,王凤琴.瓦窑堡油田水晶沟区长2油层砂体叠置及其对注水开发的影响[J].石油地质与工程,2023,37(3):76-81.
- [3] 李杰,宁波,马钰凯,等.鄂尔多斯盆地蟠龙地区长6储层四性关系研究[J].能源与环保,2024,46(3):115-121.