

辽河油田沈 95 块储层伤害研究

张云鹏¹, 卢宗盛¹, 王玉娟², 李益龙^{1,3}, 张保民¹

(1. 中国地质大学 地球科学学院, 湖北 武汉 430074; 2. 中国石化辽河油田公司 勘探开发研究院, 辽宁 盘锦 124010; 3. 中国地质大学 地质过程与矿产资源国家重点实验室, 湖北 武汉 430074)

摘要: 针对辽河油田沈 95 块油藏储层渗透率低、原油凝固点高的特点, 对该区储层的岩矿特征、孔隙结构及流体物性、敏感性、水驱特征等进行了实验分析和开发实验技术研究。认为目前造成储层伤害的主要因素有: 原油中石蜡析出造成油井井底附近地层渗透性下降; 注入水水质差引起注水井近井地带的储层伤害; 颗粒运移主要造成地层深部伤害及细菌堵塞、地层敏感性伤害等。并在大量实验的基础上结合前人研究成果, 提出了相应的改善方案和建议。

关键词: 储层伤害机理; 低渗透; 高凝油; 储层保护; 辽河油田; 沈 95 块

中图分类号: TE258; P618.3

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2008)03-0199-06

Research on reservoir damage in Block Shen 95, Liaohe Oilfield

ZHANG Yun-peng¹, LU Zong-sheng¹, WANG Yu-juan², LI Yi-long^{1,3} and ZHANG Bao-min¹

(1. Faculty of Earth Science, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China; 2. Exploration & Development Research Institute, Liaohe Oilfield Company, Petrochina, Panjin 124010, China; 3. State Key Laboratory of Geological Processes and Mineral Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

Abstract: In view of low permeability of the reservoir and high freezing point of the crude oil, the authors conducted a comprehensive research on reservoir damage, which included petrologic-mineralogical characteristics, pore structure, fluid properties, sensitivity and water-drive features by using experimental analysis and exploitation test. On such a basis, it is held that the main factors responsible for reservoir damage are as follows: separation of paraffin wax in the crude oil resulted in the falling of the stratigraphic permeability near the bottom of the oil well; the reservoir near to the water-injection well was damaged by bad water-injection quality; particle migration caused deep stratigraphic damage, bacterial plug and stratigraphic sensitivity damage and so on. Based on experimental data analysis, the authors have reached some conclusions and also put forward a few suggestions and schemes for improvement.

Key words: reservoir damage mechanism; low permeability; high pour-point oil; reservoir protection; Liaohe Oilfield; Block Shen 95

随着油田的深度开发, 国内外大部分油田在开采过程中都存在着储层伤害的问题。储层伤害的原因是多方面的, 其中比较重要的一个方面是由于粘土矿物遇水膨胀, 减小了油层的孔渗通道; 或者一些非膨胀性粘土遇水产生分散脱落, 释放微粒, 并随流体运移而堵塞孔隙通道(裘怿楠等, 1997)。同时, 外来注入流体的性质也是造成储层伤害的一个重要因素, 当注入流体的性质与储层岩石物性不配时会导

致粘土等水敏性矿物发生膨胀、分散和运移而堵塞孔隙喉道; 而外来流体与储层自身流体不配伍也会产生沉淀使流体的有效过流面积降低(贺承祖等, 1995)。这些都会造成地层渗透率下降, 最终导致储层的伤害。

辽河油田沈 95 块于 1982 年投入试采, 1988 年正式投入开发。开发初期日产油达 532 t, 平均单井日产油 15.2 t。但由于储层非均质性强, 产量递减

快,属于低渗透、高凝油砂岩油藏,到1990年平均单井日产油水平由初期的15.2 t下降到4.8 t。1991年实施整体压裂改造后,产量有所上升,但稳产时间短。1995年以来该断块基本处于低产、低速、低效的开发状态。特别是1998~1999年水力泵转为抽油机生产后,由于生产压差的减小,区块产量大幅度下降,采油速度较低,采出程度也很低。1999年6月实施侧钻水平井采油工艺后,效果有了明显改善。但目前该块平均单井日产油仍很低,综合采油速度1.2%,采出程度6.16%,综合含水率43.9%,个别井含水特高,甚至完全水淹(刘伟,2003)。目前该区大部分油井都面临着储层伤害的问题,而前人对该区的储层伤害的研究资料很少。因此,本文运用储层敏感性分析的实验方法,对该区储层伤害机理进行了研究,以期为进一步有效地开发储层、提高采收率提供理论依据。

1 油田概况

沈95块位于辽河油田大民屯凹陷静安堡构造带的东北部,为一完整的断裂背斜构造,断块为北东走向,构造面积16.9 km²,已探明含油区面积12.2 km²,地质储量2084×10⁴ t,储层埋深1800~2230 m,含油目的层为古近系沙河街组三段(葛泰生等,1993)。

1.1 岩矿特征

沈95块油田南部主要为含砾中粗砂岩,北部主要为细砂岩,油层物性由南向北逐渐变差。碎屑总量约占80%~90%,碎屑主要由长石、石英和岩屑组成。填隙物有3种类型:陆源泥质杂基、同生泥微晶碳酸盐和埋藏成岩自生矿物(主要为碳酸盐,孟卫工等,2007)。这些填隙物在不同微相砂岩中又有所区别:河道砂岩中自生石英和自生高岭石较富集,平均含量为2.7%,泥质杂基含量较少,平均含量为2.5%;河道边部和三角洲前缘河口坝砂岩中泥质杂基较发育,平均含量为13%,自生石英和高岭石少,分布局限,一般含量为0.5%(孟卫工等,2007)。

1.2 孔渗特征

沈95块为中孔、中渗储层,胶结物中泥质含量较高,平均10.48%。粘土矿物成分主要为高岭石、蒙脱石和伊利石,其中伊利石含量最高,相对含量为87.1%,高岭石和蒙脱石含量较少,相对含量分别为6.7%和6.2%。南部孔隙度为21.2%,渗透率为231.4×10⁻³ μm²,北部孔隙度为18.0%,渗透率为

59.7×10⁻³ μm²。总的孔渗特征为孔隙半径较小,孔隙结构复杂,排驱压力高(刘伟,2003)。

1.3 流体性质

沈95块油层水水型为NaHCO₃型,阳离子以Na⁺、K⁺为主,阴离子以HCO₃⁻为主,pH值为7.0~8.5,属中性-碱性水。原油含蜡量为37.5%,凝固点为42~64℃,初馏点为127~132℃,密度为0.8435~0.8991 g/cm³,粘度为3.83~9.67 mPa/s,胶质和沥青总含量为12%~20%(孟庆学等,2006)。因此,原油性质为高凝油,在平面上原油性质变化不大,但随埋藏深度的增加,原油性质有变好的趋势。

2 样品与实验

岩样选取沈95块有代表性的静17、静37-69、静43-67、静74四口井不同深度的13个天然岩心样品,采用SM-1型岩心流动实验装置,首先将岩心钻切成直径为2.5 cm、长度为3~6 cm的标准岩心柱,经抽提洗油、烘干后测定岩样气体渗透率,然后选用模拟地层水饱和岩心,将岩心放入饱和容器后,抽真空直到岩样表面无明显气泡为止,并浸泡24 h以上。通过实验计算出岩样的孔隙度和孔隙体积。

实验原理主要是根据达西定律,在一定条件下注入各种与地层损害有关的实验流体,测定实验前后岩样的渗透率来评价储层渗透率损害的程度。实验方法和评价按照中国石油天然气总公司行业标准SY/T5358-2002砂岩储层敏感性评价方法标准执行,实验温度为50℃,出口端为常压,进行酸敏、水敏、盐敏、速敏实验。实验环境和样品参数见表1。

3 储层伤害机理分析

储层伤害机理是指储层伤害产生的原因以及伴随着伤害而发生的物理、化学变化过程(王勇毅,2003)。对于不同的储层,其储集特征和导致伤害的外部环境均有较大差别,因此可能发生的伤害机理也不尽相同。对于某一目的层,要想确定出一个有效的保护储层的技术方案,必须先认识清楚其伤害机理。因此,储层伤害机理研究是储层保护技术中的一项必不可少的基础工作。

3.1 储层物性及结构分析

沈95块储层有一定量水敏性矿物存在,这种水敏性矿物主要是以层间水分子作为其晶体结构联接

表1 敏感性实验环境和样品参数

Table 1 Environment and sample parameters of sensitivity experiment

井号	采样深度/m	组段	气体渗透率/ μm^2	孔隙度/%	实验液体	实验类别
静74井	1985.0	S ₃	0.028 0	18.93	土酸	酸敏
静43-67井	1905.5	S ₃	0.002 9	19.71	土酸	酸敏
静43-67井	1920.5	S ₃	1.173 4	20.17	土酸	酸敏
静43-67井	1949.5	S ₃	0.358 4	15.23	土酸	酸敏
静74井	1985.0	S ₃	0.028 0	18.93	蒸馏水	水敏
静37-69井	1949.5	S ₃	0.015 6	18.21	蒸馏水	水敏
静37-69井	1985.0	S ₃	0.078 0	16.32	蒸馏水	水敏
静17井	2181.3	S ₃	0.023 5	17.24	蒸馏水	水敏
静17井	2183.1	S ₃	0.008 6	11.05	蒸馏水	水敏
静74井	2012.5	S ₃	0.076 0	16.10	地层水	盐敏
静43-67井	1978.5	S ₃	0.580 2	22.20	地层水	盐敏
静74井	2040.5	S ₃	0.015 3	15.40	地层水	速敏
静43-67井	1991.0	S ₃	0.356 8	22.76	地层水	速敏

部分的粘土矿物。可膨胀的粘土矿物有蒙脱石、蛭石、埃洛石及含蒙脱石的混层粘土矿物。蒙脱石族矿物的水敏性程度,取决于交换离子位置上钠的位置,含钠高的蒙脱石可膨胀至原体积的6~10倍(陈忠等,1996)。这样大的膨胀性,往往会使砂粒上的粘土薄膜遭到破坏,破碎的粘土微粒就可在孔隙内迁移,致使油层遭到损害。当层间有钾离子时,蒙脱石在水中不具有膨胀性,与干的状态相同,原因是钾离子的大小正好填满蒙脱石复合层的间隙。

为了预防油层中蒙脱石族粘土矿物的膨胀,钻井油层的泥浆中可添加KCl或油基泥浆及其他流体。对于伊利石-蒙脱石混层粘土,也可用相同的预防措施。在油田开发注水中,对于水敏性砂岩,如果注入稀释的AlCl₃溶液,则可大大减小因粘土矿物膨胀而造成的储层伤害(张晓萍等,2001)。

3.2 储层敏感性分析

储层的敏感性一般包括酸敏、水敏、盐敏、速敏等。储层敏感性分析的目的在于研究各种敏感性对储层造成的伤害程度,提出预防措施,以保护油层和提高油层的最终采收率。储层在钻井、固井、完井、注水、采油和修井等作业中均会产生储层伤害问题,影

响单井产能的充分发挥。粘土矿物的高含量及多组也容易对储层造成伤害。

3.2.1 酸敏

酸敏是指酸液进入储层后与储层中的酸敏性矿物发生反应,产生凝胶或沉淀,导致储层渗透率显著下降的现象(蔡卓林等,2006),通常用酸敏指数 I_a 来评价。 $I_a < 0.3$ 时为弱酸敏, $0.3 \leq I_a \leq 0.7$ 时为中等酸敏, $I_a > 0.7$ 时为强酸敏。从实测的静74井、静43-67井的4个酸敏样品(表2)来看,酸敏指数 $I_a = 0.08 \sim 0.28$,说明该区为弱酸敏。

3.2.2 水敏

水敏是指当与储层不配的外来流体进入储层后,引起粘土矿物膨胀、分散、迁移、堵塞,从而导致储层渗透率下降的现象(蔡卓林等,2006),通常用水敏指数 I_w 来评价。 $I_w < 0.3$ 时为弱水敏, $0.3 \leq I_w \leq 0.7$ 时为中等水敏, $I_w > 0.7$ 时为强水敏。根据南块静74、静37-69井3个水敏样品流动实验法分析,其水敏指数 I_w 为0.28~0.66,表现了不同程度的弱-中等水敏性(表3);对北块静17井的2个样品进行岩心驱替法实验综合计算得出样品的膨胀率,表明一个样品为中等水敏,一个样品为弱水敏,说明研究

表2 沈95块酸敏实验数据

Table 2 Acid-sensitivity experimental data of Block Shen 95

井号	孔隙度/%	空气渗透率/ μm^2	驱替介质盐度/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	酸化液浓度/%	酸化前渗透率/ μm^2	酸化后渗透率/ μm^2	酸敏指数(I_a)
静74井	18.93	0.028 0	5 000	12	0.006 88	0.004 63	0.28
静43-67井	19.71	0.002 9	5 000	12	0.000 74	0.000 68	0.08
静43-67井	20.17	1.173 4	5 000	12	0.119 90	0.082 10	0.22
静43-67井	15.23	0.358 4	5 000	12	0.087 13	0.136 18	-0.56

表 3 沈 95 块水敏实验数据
Table 3 Water-sensitivity experimental data of Block Shen 95

井号	阳离子交换量 $/\text{mmol}\cdot(100\text{g})^{-1}$	地层水盐度 $/\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	地层水渗透率 $/\mu\text{m}^2$	蒸馏水渗透率 $/\mu\text{m}^2$	膨胀率/%	水敏指数(I_w)	水敏强度
静 74 井		5 000	0.237 9	0.171 4		0.28	弱
静 37-69 井		5 000	0.006 6	0.002 2		0.66	中等
静 37-69 井		5 000	0.073 0	0.047 6		0.42	中等
静 17 井	2.22				4.41		中等
静 17 井	2.88				1.93		弱

注:表中空白表示未测定。

区储层存在着水敏伤害(表 3)。

3.2.3 盐敏

盐敏是指外来流体小于某一含盐浓度时,发生粘土矿物膨胀、堵塞孔隙,使储层渗透率下降的现象(蔡卓林等 2006)。根据絮凝法分析的静 74 井和静 43-67 井样品的盐敏评价曲线(图 1)来看,曲线平稳,渗透率没有出现下降现象,表明本区盐敏性不明显。

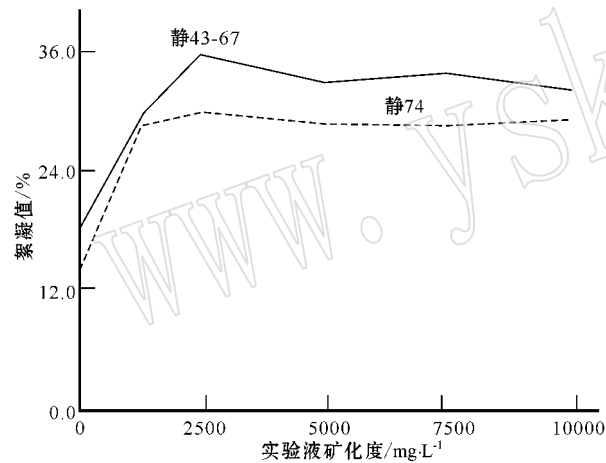


图 1 静 74 井、静 43-67 井盐敏评价曲线

Fig. 1 Salt-sensitivity evaluating curve of Wells Jing 74 and 43-67

3.2.4 速敏

速敏是指储层因流体流动速度变化引起地层中微粒迁移、堵塞孔道,使储层渗透率下降的现象(段勇,1994)。根据流动实验法测的静 74、静 43-67 井 2 个速敏样品和速敏曲线(图 2)来看,当流速为 1.0 mL/min 左右时,渗透率均有明显下降现象,表明该区具中等程度的速敏,可以通过改进泥浆滤液的组成、加入适当的粘土稳定剂来防止粘土矿物水化膨胀和分散。

3.3 入井流体分析

3.3.1 入井流体水质不达标造成的储层伤害

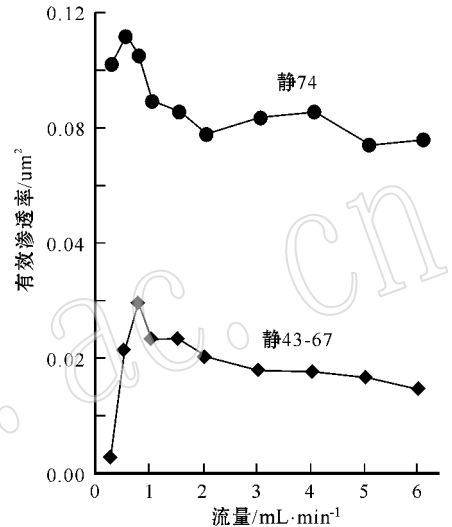


图 2 静 74 井、静 43-67 井速敏评价曲线

Fig. 2 Flow-sensitivity evaluating curve of Wells Jing 74 and 43-67

如果外来流体与油气层流体各含有不相配伍的离子,便会在一定条件下形成无机垢。常见的无机垢类型有 CaCO_3 、 CaSO_4 、 BaSO_4 、 SrSO_4 、 SrCO_3 和 FeS 等(贺承祖等,1995)。在钻井、完井、修井和油气开采等各作业环节中,都可能遇到无机垢堵塞问题。对于许多生产井和注水井,无机垢堵塞是其重要的伤害机理。影响无机垢形成的因素除两种流体中的盐类组成及浓度外,还有地层温度、压力、两种流体的接触时间等(张晓萍等 2001),如若外来流体的 pH 值较高,可使地层水中的 HCO_3^- 转化为 CO_3^{2-} ,容易引起 CaCO_3 垢的形成。当外来流体与储层的原油不配时,可导致形成有机垢而堵塞油气孔道。有机垢一般以石蜡为主要成分,同时还有含量不等的沥青质、胶质、树脂及泥砂等。影响形成有机垢的因素除原油的含蜡量、凝固点外,还与外来流体的 pH 值、温度和压力等有关。

3.3.2 入井流体的配伍性分析

从沈95块开发资料分析,注入水的水质严重超标,含铁0.8 mg/L,机械杂质8.5 mg/L,与行业标准(含铁0.5 mg/L,机械杂质3 mg/L)对比,前者超标近1倍,特别是机械杂质容易堵塞孔隙,进一步降低储层渗透率,直接影响注水效果。由于本区储层为弱-中等水敏,淡水压井液由于未加入粘土稳定剂,引起粘土矿物膨胀,从而造成储层伤害。

3.3.3 注入水的冷伤害

由于开发工艺的因素,沈95块注入水长期对储层造成冷伤害,由于高凝油中的蜡对温度很敏感,当温度高于蜡的熔点时,高凝油是液态,蜡和低分子烃类完全溶为一体,原油完全是液态,这时温度的变化只影响原油粘度的变化,且变化幅度相对不是很大。当温度降低到析蜡温度时开始有蜡的析出,在析蜡温度以下,随着温度的降低析出的蜡越来越多,这时烃类系统由液态原油和固态蜡粒构成液-固混悬液。随着温度进一步降低,蜡析出增多,系统中固态蜡的含量增大,这时烃类系统的粘度急剧升高,流动能力急剧变差。当温度降低到凝固点时,由于析出的蜡晶体形成网格,使整个烃类系统变得不易流动(胡常忠,1998;李相远等,2000;Gauthier *et al.*,2002)。考虑到储层层内、层间、平面和微观非均质性而导致储层水洗程度的不均匀性以及原油性质的不均衡性,有可能在水洗程度高、地层析蜡温度高的层带出现结蜡现象,造成地层渗透能力下降,伤害地层物性、孔隙结构等。

由于入井流体达到井底温度低,使储层受到冷伤害,前人在静安堡地区进行了注水温度对采油效果影响的实验,在井筒损失的基础上,分别研究了井底温度分别为80、100、130、160和200℃及冷水驱效果的采收率(Muecke,1979;Gregory,1981;吴锦莲等,1999)。模拟条件相同,都为注入1个PV孔隙体积的水,结果见表4。

从表4可见,注入80℃热水比冷水可提高采收率9.7%,注100℃热水可提高10.6%,注200℃热水可提高12.5%。从提高净产油量来看,注80℃热水效果最好。油层温度场及含油饱和度的研究表明,注热水结束时注水井近井地带的油层温度升高了7.5℃,含油饱和度下降0.24;注常温水结束时注水井近井地带的油层温度下降14℃,含油饱和度仅下降0.18。

由此可见,注冷水开发高含蜡油田,会造成油田温度下降,这样不仅使原油粘度增加,影响水驱油效

表4 注水温度对热水驱的敏感性分析

Table 4 Analyses of water-injection temperature sensitivity to hot-water drive

井底温度 /℃	生产时间 /d	累积注水 /10 ⁴ t	累积采油 /10 ⁴ t	累积采水 /10 ⁴ t	净产油量 /10 ⁴ t	采收率 /%
冷水	6 570	78.84	13.15	61.14	13.15	19.9
80	6 570	78.84	19.56	59.06	18.52	29.6
100	6 570	78.84	20.12	58.72	18.04	30.5
130	6 570	78.84	20.54	58.68	17.90	31.1
160	6 570	78.84	20.92	58.53	17.66	31.7
200	6 570	78.84	21.35	58.54	14.25	32.4

数据引自张方礼等(1997),计算采收率时以单井组储量 66×10^4 t计算。

果,而且一旦温度低于析蜡温度,原油中析出的蜡晶在运移过程中会堵塞小孔道,对油层造成更大的伤害,使注水开发后期改善开发效果难度加大。

4 建议改善方案

综合本文的实验结果以及前人研究资料,针对辽河油田沈95块的储层伤害现状提出以下改善方案:

(1) 针对本区水敏性伤害的储层,一方面使用达标而与地层水配伍的工作液,加粘土稳定剂,减少滤失量;另一方面可以加入HCl/HF混合物恢复已伤害储层的渗透率,因为HCl中的H⁺与粘土中阳离子交换,接着加入氟化物离子溶液,它与H⁺化合生成HF,这样反复多次连续进行,不断形成HF,随着HF的不断穿透,已伤害的储层可以不断得到改善。

(2) 针对由于注水水质的不达标造成的有机垢和无机垢对储层孔隙的堵塞,建议采用热化学处理技术。其原理是利用氟化胺和亚硝酸钠,以1:1的比例配制,在酸性条件下发生放热效应,产生大量热量使油层加热,溶化垢堵物。

(3) 针对本区高凝油注冷水驱油难度大的特点,建议在驱油过程中使用热水加混苯(混苯中的甲苯、二甲苯是胶质、沥青质的良好溶剂)的方法稀释降粘,其原理是利用相似相容原理,借助高温或溶剂作用下堆积层隙“疏松”的特点,使降粘剂分子“渗”入胶质或沥青质分子层之间(类似于粘土水化的过程和作用),起到降低稠油粘度的效果(周灿等,2007),从而提高驱油效率。根据目前在静安堡地区进行高凝油热水加混苯驱油的实验,显示热水中添加混苯明显比纯热水驱油效率好,其提高幅度达30%左右(蔺玉秋等,2007)。

References

- Cai Zhuolin, Chen Jimei and Li Shusong. 2006. Reservoir damage in acidized task[J]. West-China Exploration Engineering, 6(6):85~86(in Chinese with English abstract).
- Chen Zhong, Zhang Shaonan and Shen Mingdao. 1996. Potential damages of clay minerals in oil-field protection[J]. Journal of Chengdu Institute of Technology, 23(2):80~87(in Chinese with English abstract).
- Duan Yong. 1994. The study on the theory and method of core susceptibility experiment to flow rate[J]. Oil Drilling & Production Technology, 16(2):56~60(in Chinese with English abstract).
- Gauthier B D M, Garcia M and Daniel J M. 2002. Integrated fractural reservoir characterization: A case study in a North Africa field[J]. S P E Reservoir Evaluation & Engineering, 5(4):284~294.
- Ge Taisheng, Chen Yixian, Yu Tianxin, et al. 1993. China Petroleum Geology Corpus Volume 3-Liaohu Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 375~391(in Chinese).
- Gregory J. 1981. Approximate expression for retarded van der Waals interaction[J]. J. Colloid interface Sci., 83(1):138~145.
- He Chengzu and Hua Mingqi. 1995. Oil & Gas Accumulation Physical Chemistry[M]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China Press, 89~96(in Chinese).
- Hu Changzhong. 1998. Heavy Oil Recovery Technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 14~33(in Chinese).
- Li Xiangyuan, Guo Ping, Li Xiangliang, et al. 2000. Reservoir damage study on thermal recovery of heavy oil reservoir of loose sand[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 7(1):57~61(in Chinese with English abstract).
- Lin Yuqiu, Yang Chungong, Zhao Hui, et al. 2007. Optimization study on development scheme conversion after cyclic steam stimulation for conventional heavy oil reservoir[J]. Sino-Global Energy, 12(3):46~50(in Chinese).
- Liu Wei. 2003. Integrated fracturing study and test in shen 95 block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 25(Suppl.):61~63(in Chinese with English abstract).
- Meng Qingxue and Wang Yuchen. 2006. Ming techniques of high pour point oil[J]. Oil Forum, 5(5):45~49(in Chinese with English abstract).
- Meng Weigong and Sun Hongbin. 2007. The Paleogene Clastic Reservoirs of Liaohu Depressor[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 69~73(in Chinese).
- Muecke I W. 1979. Formation fines and factors controlling their movement in porous media[J]. JPT, 3(2):144~150.
- Qiu Yinan and Xue Shuhao. 1997. Oil & Gas Reservoir Appraisal Technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 285~309(in Chinese).
- Wang Yongyi. 2003. Identification methods of reservoir sensitivity damage and case study[J]. Henan Petroleum, 17(4):52~57(in Chinese with English abstract).
- Wu Jinlian and Zhou Zheng. 1999. New measures for oil pay zone protection in foreign countries[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 18(2):46~48(in Chinese with English abstract).
- Zhang Fangli and Gao Jinyu. 1997. The High Pour Point Crude Reservoirs in Jingnanbu Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press 44~71(in Chinese).
- Zhang Xiaoping, Zhang Yongliang, Gao Haiguang, et al. 2001. Reservoir damagestudy on water flooding in oilfield[J]. Inner Mongolian Petrochemical Industry, 27(7):21~23(in Chinese with English abstract).
- Zhou Can, Wu Chengjun, Ren Shuangshuang, et al. 2007. Outline heavy oil viscosity method[J]. Inner Mongolian Petrochemical Industry, 4(4):128~129(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 蔡卓林, 陈冀崑, 李树松. 2006. 酸化作业中的储层伤害[J]. 西部探矿工程, 6(6):85~86.
- 陈忠, 张峭楠, 沈明道. 1996. 粘土矿物在油田保护中的潜在危害[J]. 成都理工学院学报, 23(2):80~87.
- 段勇. 1994. 岩心速敏试验理论与方法的研究[J]. 石油钻采工艺, 16(2):56~60.
- 葛泰生, 陈义贤, 于天欣, 等. 1993. 中国石油地质志卷三辽河油田[M]. 北京: 石油工业出版社, 375~391.
- 贺承祖, 华明琪. 1995. 油气藏物理化学[M]. 成都: 电子科技大学出版社, 89~96.
- 胡常忠. 1998. 稠油开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 14~33.
- 李相远, 郭平, 李向良, 等. 2000. 疏松砂岩稠油藏热采储层伤害研究[J]. 油气采收率技术, 7(1):57~61.
- 蔺玉秋, 杨纯东, 赵辉, 等. 2007. 普通稠油蒸汽吞吐转换方式优化研究[J]. 中外能源, 12(3):46~50.
- 刘伟. 2003. 沈95块整体压裂前期研究与试验[J]. 石油钻采工艺, 25(增刊):61~63.
- 孟庆学, 王玉臣. 2006. 高凝油及其开采技术[J]. 石油科技论坛, 5(5):45~49.
- 孟卫工, 孙洪斌. 2007. 辽河坳陷古近系碎屑岩储层[M]. 北京: 石油工业出版社, 69~73.
- 裴锋楠, 薛叔浩. 1997. 油气储层评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 285~309.
- 王勇毅. 2003. 油气储层敏感性伤害机理识别方法及应用实例[J]. 河南石油, 17(4):52~57.
- 吴锦莲, 周征. 1999. 国外油层保护新措施[J]. 大庆石油地质与开发, 18(2):46~48.
- 张方礼, 高金玉. 1997. 静安堡高凝油油藏[M]. 北京: 石油工业出版社 44~71.
- 张晓萍, 张永亮, 高海光, 等. 2001. 油田注水开发对储层伤害研究[J]. 内蒙古石油化工, 27(7):21~23.
- 周灿, 吴承君, 任双双, 等. 2007. 稠油降粘的方法概述[J]. 内蒙古石油化工, 4(4):128~129.