

# БЕЗДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД ЛУКОЙЛА



ЮРИЙ ИКОННИКОВ  
Начальник отдела Добычи ОАО «ЛУКОЙЛ»

Эффективное использование фонда скважин — одна из основных задач, решаемых дочерними нефтедобывающими предприятиями ОАО «ЛУКОЙЛ» в условиях экономического кризиса. За последние три года доля неработающего фонда скважин в компании не превышает 15,1%, что ниже среднего показателя по российским нефтегазовым компаниям. В связи со сложным состоянием большей части эксплуатационного фонда скважин в последнее время растет применение более дорогостоящих и эффективных технологий, что, в свою очередь, ведет к удорожанию ремонтов и увеличению сроков их окупаемости. Основной причиной вывода нефтяных скважин из действующего фонда является экономическая нецелесообразность проведения ремонтов, что негативно сказывается на разработке месторождений и не обеспечивает достижение максимально возможных коэффициентов нефтеизвлечения.

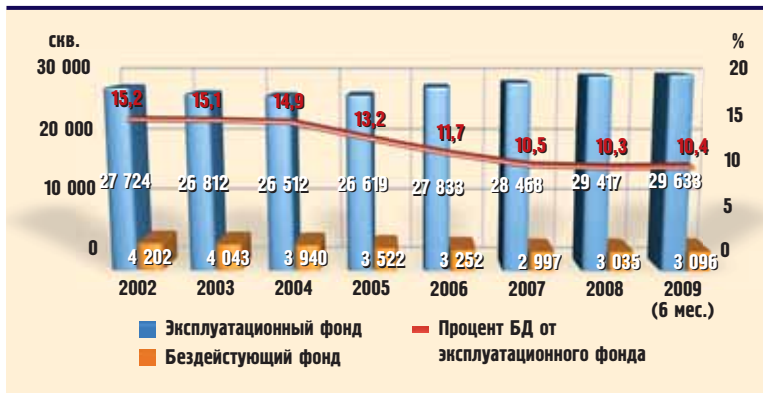
**П**рослеживая динамику изменения эксплуатационного фонда нефтяных скважин ОАО «ЛУКОЙЛ» за последние пять лет, необходимо отметить его ежегодное значительное увеличение (см. «Динамика изменения...»). Этот результат получен не только за счет ввода новых скважин из бурения, но и

благодаря вводу скважин из других категорий: из консервации, контрольных, пьезометрических, нагнетательных.

По состоянию на 01.07.09 эксплуатационный фонд нефтяных скважин в целом по компании составил 29633 скважины. Этот показатель является одним из самых больших в российском ТЭК.

При этом в бездействии находилось 3096 скважин. Доля бездействующих скважин в эксплуатационном фонде за последние восемь лет снизилась с 15,2% до 10,4% в первом полугодии 2009 года. Это говорит о том, что компанией принимаются меры по сокращению фонда скважин, находящихся в бездействии.

**Динамика изменения эксплуатационного и бездействующего фонда ОАО «ЛУКОЙЛ»**



**Структура бездействия**

Говоря о структуре бездействующего фонда нефтяных

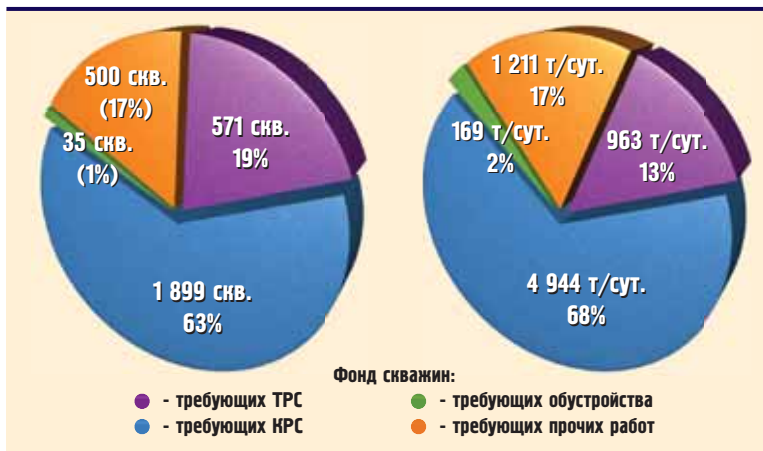
**Доля бездействующих скважин в эксплуатационном фонде ОАО «ЛУКОЙЛ» за последние восемь лет снизилась с 15,2% до 10,4% в первом полугодии 2009 года**

скважин по российским проектам, необходимо отметить, что из 3005 скважин с суммарным суточным дебитом 7287 тонн 1899

**Из 3005 скважин с суммарным суточным дебитом 7287 тонн в сутки 1899 скважин (63% бездействующего фонда) требуют проведения дорогостоящего капитального ремонта**

скважин (63% бездействующего фонда) требуют проведения до-

**Расшифровка бездействующего фонда скважин ОАО «ЛУКОЙЛ»**



рогостоящего капитального ремонта (см. «Расшифровка бездействующего фонда...»). В основном, скважины не работают по причине ожидания ликвидации аварий, допущенных в процессе эксплуатации, из-за необходимости проведения ремонтно-изоляционных работ, устранения негерметичности эксплуатационных колонн, проведения обработки призабойных зон пласта. Доля таких скважин особенно высока в Западной Сибири и в Коми.

Следующим по величине является фонд скважин, требующих проведения текущего ремонта. Таких скважин в компании насчитывается 571 (19% бездействующего фонда) с суммарным суточным дебитом 963 тонны. В основном, это скважины с малыми дебитами, требующие замены насосов.

Еще одна категория — это скважины, требующие проведения прочих работ, остановленные

по технологическим причинам, в связи с необходимостью регулирования разработки. Количество таких скважин составляет 500 штук (17% бездействующего фонда) с суммарным суточным дебитом 1211 тонн.

И, наконец, 35 скважин (чуть более 1% бездействующего фонда) требуют обустройства — это скважины, которые вышли из бурения и на которых не закончено подключение нефтесборных систем.

**ГТМ на бездействующем фонде**

В компании накоплен значительный опыт работы с бездействующим фондом нефтяных скважин, неработающим малодобитным фондом. Проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ), в рамках которых осуществляется ввод скважин из бездействующего фонда. В ОАО «ЛУКОЙЛ» используются передовые технологии ремонта скважин, позволяющие решать задачи по достижению запланированной эффективности производимых работ и поддерживать фонд бездействующих скважин на сравнительно низком уровне.

Анализируя объемы и эффективность проведения ГТМ на бездействующем фонде нефтяных скважин, необходимо отметить, что в среднем за год из бездействия выводится 1320 скважин с дополнительной добычей 1,663 млн тонн и средним приростом дебита на одну скважину 8,4 тонны в сутки (см. «Геолого-технические мероприятия...»).

По видам мероприятий наибольшие объемы выполняются в сфере интенсификации притока. В среднем в год за счет работ по интенсификации притока из бездействующего фонда вводятся 352 скважины с дополнительной добычей около 250 тыс. тонн нефти и средним приростом дебита на одну скважину 7,6 тонн в сутки. В основном, это мероприятия, связанные с проведением гидро-разрыва пластов.

Объемы эффективных работ по ГРП охватывают в год 193 скважины с дополнительной до-

бычей порядка 350 тыс. тонн. Следует отметить, что ГРП применяется как метод интенсификации добычи, в основном, на фонде скважин, находящихся в бездействии после длительного периода эксплуатации и характеризующихся полной или значительной выработкой активных запасов.

В таких условиях увеличение прироста дебитов от проведения ГРП в первом полугодии 2009 года по сравнению с 2007-м и 2008 годом стало возможным благодаря проделанной работе в области совершенствования проектирования гидроразрыва пласта, выбору скважин-кандидатов с использованием постоянно действующих гидродинамических моделей, усилению контроля качества за применяемыми сервисными компаниями материалами и реагентами.

На месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в бездействующем фонде в среднем в год бурится по 94 боковых ствола со средним приростом дебита на одну скважину около 23 тонн в сутки и дополнительной добычей 292 тыс. тонн в год. В 2008 году и в первом полугодии 2009 года по сравнению с предшествующим периодом компания нарастила объемы работ по бурению боковых стволов в 1,5 раза при сохранении сопоставимой эффективности.

В настоящее время объемы применения данного вида ГТМ близки к оптимальным. Основная работа специалистов в ближайшей перспективе будет сосредоточена на повышении технологической эффективности, в первую очередь, за счет повышения точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на участках бурения вторых стволов.

В Западной Сибири внедрение инновационных технологий бурения боковых стволов и технологий ГРП на старых скважинах позволило компании за семь лет увеличить добычу нефти из ачимовских отложений со 100 тыс. тонн в год до 1 млн тонн, а фонд действующих скважин — с 50 до 300 единиц. При этом коэффициент нефтеизвлечения был увеличен практически вдвое.

Значительные объемы работ выполняются по возвратам скважин на выше- и нижележащие объекты разработки — в среднем 203 скважины в год со средней эффективностью 8,8 тонны в сутки и дополнительной добычей 286 тыс. тонн. На постоянной основе ведутся работы в области разработки новых технологий проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Здесь есть большое поле деятельности как для научных организаций, так и для инженеров, потому что до сих пор в данной области не найдены эффективные решения. В среднем в год из бездействия после проведения РИР вводятся 123 скважины со средним приростом по дебиту на одну скважину 5,3 тонны в сутки и дополнительной добычей около 100 тыс. тонн. При этом сокращается количество добываемой воды, что, в свою очередь, приводит к снижению затрат на электроэнергию.

### Приоритет — эффективность ремонтов

Дочерними обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2008 году для выполнения ремонтов скважин было привлечено 350 собственных и сервисных бригад ТКРС, которые выполнили 23 тыс. ремонтов. В общем количестве доля собственных бригад составила 55% — 191 бригада (см. «Количество бригад и ремонтов ТКРС...»). Бо-

лее половины всех работающих бригад сосредоточено в Западной Сибири, примерно по 22% в Пермском регионе и Республике

### В среднем за год из бездействия выводится 1320 скважин с дополнительной добычей 1 млн 663 тыс. тонн и средним приростом дебита на одну скважину 8,4 тонны в сутки

Коми, что обусловлено соответствующим фондом скважин. Остальные бригады работают в других регионах деятельности компании: в Поволжье, Калининграде.

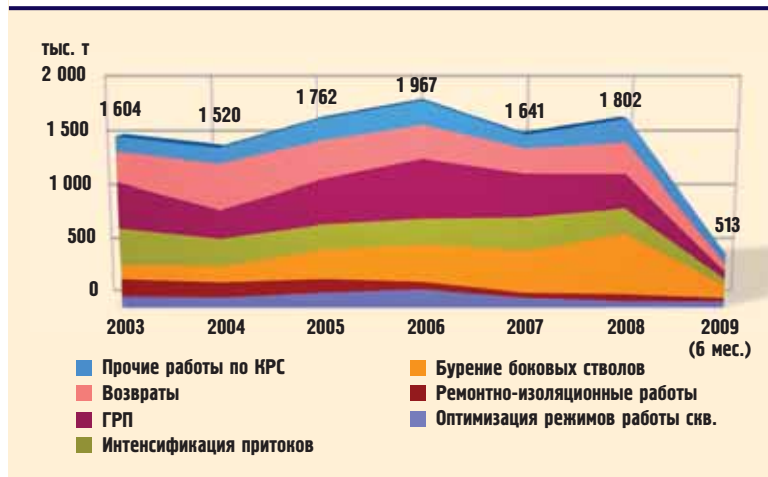
В 2008 году 144 среднедействующие бригады текущего ремонта, из которых 118 собственных (82%) и 26 сервисных бригад (18%), отремонтировали 18,5 тыс. скважин. Общая стоимость текущих ремонтов по компании составила более 6,5 млрд рублей.

Планы в сфере ПРС по компании выполнены в полном объеме.

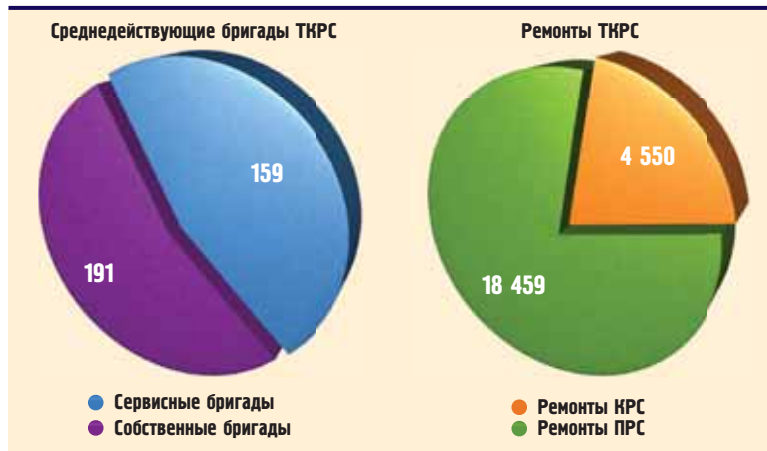
### На месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в бездействующем фонде в среднем в год бурится по 94 боковых ствола со средним приростом дебита на одну скважину около 23 тонн в сутки и дополнительной добычей 292 тыс. тонн в год

ме. При этом в 2008 году на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» работали 206 среднедействующих бригад КРС (73 собственных и 133 сервисных), которые вы-

Динамика дополнительной добычи нефти от ГТМ на бездействующем фонде скважин ОАО «ЛУКОЙЛ»



Количество бригад и ремонтов ТКРС в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2008 г.



полнили 4550 ремонтов. Общая стоимость капитальных ремонтов по компании составила более 8 млрд рублей.

Из 4550 капитальных ремонтов скважин, проведенных в 2008 году, 2418 (более 50%) были выпол-

(8%), ликвидацию аварий (15%), переход на другие горизонты (19%), обработку призабойной зоны пласта к ГРП (33%), промышленно-геофизические исследования (8%), перевод в другие категории (5%), расконсервацию скважин (1%).

Средний прирост дебита на одну скважину в результате проведенных КРС в целом по компании составляет 7,5 тонны в сутки. Наименьшее его значение в «Нарьянмарнефтегазе» — 3,4 тонны в сутки и в РИТЭК — 4,1 тонны в сутки (см. «Показатели технологической эффективности КРС...»). Величина прироста дебита непосредственно определяет срок окупаемости. Наибольший прирост достигнут в Коми — 15,1 тонны в сутки.

Достижение максимальной эффективности проводимых ремонтов является приоритетной задачей компании. При этом необходимо понимать, что кроме технологической эффективности существует и экономическая. Основным показателем, влияющим на стоимость ремонтов и соответственно на срок их окупаемости, является стоимость бригадо-часа.

В 2008 году данный показатель оказался наиболее сбалансированным в «ЛУКОЙЛ-Коми», где при достаточно высокой средней технологической эффективности — 15,1 тонны в сутки, невысокая стоимость бригадо-часа — 3563 рубля. Соответственно, затратная часть при проведении ремонтов в «ЛУКОЙЛ-Коми» оказалась близка к оптимальной, а

срок окупаемости КРС — самым низким по дочерним обществам компании.

В первом полугодии 2009 года работы по текущему ремонту скважин велись 136 бригадами, которые выполнили более 8,5 тыс. ремонтов. Работы на бездействующем фонде скважин проводили 185 бригад на 2014 скважинах. Средний прирост дебита скважин увеличился и составил 8,8 тонны в сутки.

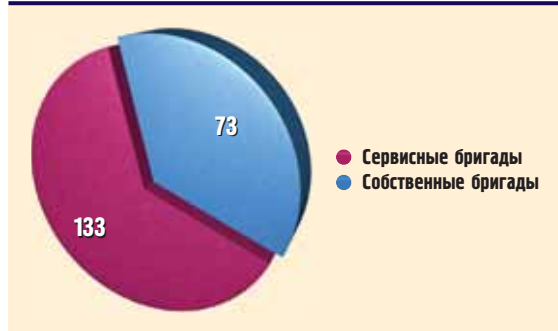
**Непрофильные активы — на сервис**

В соответствии со стратегией компании по отказу от непрофильных активов и переходу к сервисному обслуживанию фонда скважин количество собственных ремонтных бригад в ЛУКОЙЛе в 2009 году значительно уменьшилось. В первую очередь, на сервис были выведены 95 бригад текущего ремонта и 97 бригад капитального ремонта в Западной Сибири. Таким образом, в первом полугодии текущего года 90% бригад ТКРС, оказывающих услуги дочерним обществам компании, были сторонними сервисными предприятиями.

Работа по переводу фонда скважин на сервисное обслуживание бригадами ТКРС продолжится и в будущем. Планируется также повышать конкурентность при проведении тендеров по выбору поставщиков, подрядчиков, что должно положительно сказаться на качестве сервисного обслуживания, а также снизить затраты на ремонт скважин.

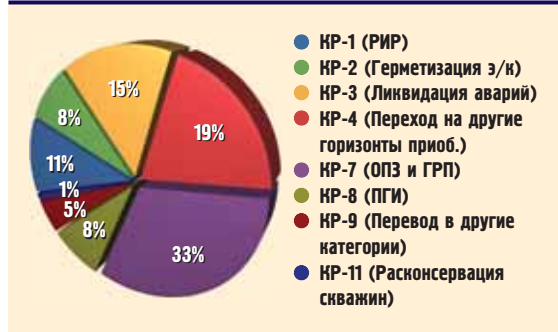
В целях более эффективного использования бригад ТКРС дочерними обществами необходимо: активизировать отношения с различными поставщиками услуг; обеспечить бесперебойную работу бригад; уменьшить количество простоев, связанных с ремонтами и ожиданием техники, обеспечением бригад оборудованием и инструментами и т.д.; минимизировать время принятия технологических решений на скважинах; предоставлять достоверную информацию об авариях, допущенных собственными и сервисными бригадами, а также о повторных ремонтах с целью недопущения

Количество бригад капитального ремонта в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2008 г.



нены на добывающем фонде. Структура ремонтов КРС на добывающем фонде за 2008 год (см. «Структура ремонтов...») включает РИР (11% ремонтных работ), устранение негерметичности эксплуатационной колонны

Структура ремонтов КРС по видам на добывающем фонде ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2008 г.



## Геолого-технические мероприятия на бездействующем фонде скважин ОАО «ЛУКОЙЛ»

| Виды мероприятий                          | ед. изм.    | 2003        | 2004        | 2005        | 2006        | 2007        | 2008        | I пол. 2009 | Среднее значение за период 2003-2009 гг. |
|-------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------------------------|
| <b>Ввод скважин из бездействия, всего</b> | <b>СКВ.</b> | <b>1183</b> | <b>1185</b> | <b>1370</b> | <b>1562</b> | <b>1437</b> | <b>1244</b> | <b>598</b>  | <b>1320</b>                              |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 1603,5      | 1520,3      | 1762,3      | 1967,1      | 1640,9      | 1802,2      | 512,9       | 1663                                     |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 7,7         | 7,6         | 7,8         | 7,5         | 6,5         | 7,8         | 9,5         | 8,4                                      |
| В том числе                               |             |             |             |             |             |             |             |             |                                          |
| <b>Оптимизация режимов работы скв.</b>    | <b>СКВ.</b> | <b>212</b>  | <b>150</b>  | <b>165</b>  | <b>111</b>  | <b>91</b>   | <b>71</b>   | <b>73</b>   | <b>134</b>                               |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 103,6       | 91,6        | 136,9       | 164,6       | 86,4        | 59,5        | 54,9        | 107,3                                    |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 2,6         | 3,6         | 4,5         | 8,1         | 5           | 3,8         | 7,3         | 5,4                                      |
| <b>Ремонтно-изоляционные работы</b>       | <b>СКВ.</b> | <b>149</b>  | <b>141</b>  | <b>127</b>  | <b>92</b>   | <b>114</b>  | <b>125</b>  | <b>52</b>   | <b>123</b>                               |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 157,9       | 138         | 120,8       | 66,8        | 50,4        | 66,1        | 29,2        | 96,8                                     |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 6,6         | 5,6         | 5,5         | 4,8         | 3,1         | 3,2         | 5,4         | 5,3                                      |
| <b>Бурение боковых стволов</b>            | <b>СКВ.</b> | <b>26</b>   | <b>43</b>   | <b>68</b>   | <b>96</b>   | <b>109</b>  | <b>184</b>  | <b>86</b>   | <b>94</b>                                |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 121,9       | 145,6       | 262         | 342,2       | 369,8       | 541,1       | 117,2       | 292,3                                    |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 27,4        | 21          | 23,8        | 22,2        | 19,5        | 17,9        | 16,2        | 22,8                                     |
| <b>Интенсификация притоков</b>            | <b>СКВ.</b> | <b>328</b>  | <b>232</b>  | <b>371</b>  | <b>422</b>  | <b>474</b>  | <b>332</b>  | <b>127</b>  | <b>352</b>                               |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 330,1       | 235,2       | 225,1       | 222,6       | 298,7       | 222,2       | 51,3        | 243,9                                    |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 9,1         | 9,1         | 6,6         | 6,3         | 5,5         | 5,3         | 7,2         | 7,6                                      |
| <b>ГРП</b>                                | <b>СКВ.</b> | <b>121</b>  | <b>136</b>  | <b>244</b>  | <b>314</b>  | <b>214</b>  | <b>163</b>  | <b>62</b>   | <b>193</b>                               |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 391,1       | 257,7       | 390,2       | 512,8       | 371,9       | 284,9       | 61,9        | 349,3                                    |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 17,7        | 14,1        | 11,5        | 9,6         | 9           | 9,3         | 11,4        | 12,7                                     |
| <b>Возвраты</b>                           | <b>СКВ.</b> | <b>165</b>  | <b>241</b>  | <b>209</b>  | <b>232</b>  | <b>196</b>  | <b>193</b>  | <b>82</b>   | <b>203</b>                               |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 267         | 395,5       | 326,8       | 299,3       | 220,1       | 279,9       | 70,5        | 286,0                                    |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 9           | 8,6         | 9,1         | 7           | 6,4         | 7,7         | 9,1         | 8,8                                      |
| <b>Прочие работы по КРС</b>               | <b>СКВ.</b> | <b>110</b>  | <b>127</b>  | <b>120</b>  | <b>192</b>  | <b>152</b>  | <b>92</b>   | <b>71</b>   | <b>133</b>                               |
| Добыча нефти                              | тыс. т      | 131,9       | 137,6       | 190,1       | 206,6       | 119,6       | 201,3       | 91          | 165,9                                    |
| Средний прирост дебита на 1 скв.          | т/сут.      | 7,1         | 5,6         | 8,7         | 5,9         | 4,3         | 11,4        | 14,6        | 8,9                                      |


искажений в отчетности; обеспечить действенный контроль за соблюдением технологической и производственной дисциплины бригадами по ремонту скважин.

### Экономика в минусе

Основными причинами вывода нефтяных скважин из действующего фонда являются отрицательные экономические показатели их эксплуатации. Комплексные ремонтно-восстановительные работы с применением дорогостоящих технологий повышения нефтеотдачи пластов в условиях действующей налоговой системы снижают эффективность разработки месторождения в целом.

Таким образом, в условиях экономического кризиса необходимо рекомендовать Федеральному агентству по недропользованию, ЦКР Роснедра проанализировать действующие законодательные и иные нормативные правовые акты для принятия дополнительных мер по стимулированию эффективного использо-

вания эксплуатационного фонда нефтяных скважин; признать целесообразным продолжение работ по совершенствованию налоговой и таможенно-тарифной политики в нефтяной отрасли с учетом необходимости стимулирования разработки малых месторождений, дифференциации налого-

обложения в зависимости от степени выработанности запасов и дебита скважин; оптимизировать размер ввозных ставок таможенных пошлин на скважинное оборудование и оборудование для ремонта скважин, аналогов которого не производится в Российской Федерации. 

Показатели технологической эффективности КРС на добывающем фонде ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2008 г.

