

## Методика управления операционной эффективностью эксплуатации нефтегазодобывающих компаний

© 2016 Дьяченко Ольга Игоревна  
магистр экономики

Санкт-Петербургский государственный экономический университет  
191023, г. Санкт-Петербург, ул. Садовая, д. 21

руководитель проектов управления операционной эффективностью  
розничного бизнеса  
ОАО «Сбербанк»

117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 19

E-mail: olga.my@mail.ru

Представлен подход к управлению операционной эффективностью эксплуатации нефтегазодобывающих компаний на основании разработанной методики оценки эффективности работы скважин, определения порога их рентабельности, составления прогноза выбытия скважин в нерентабельный фонд, ранжирования скважин по типу рентабельности и формирования адресных рекомендаций по оптимизации фонда. Полученный инструмент позволит повысить операционную эффективность эксплуатации месторождений за счет повышения качества планирования и разработки управленческих решений, а также получить дополнительный экономический эффект от оптимизации фонда скважин.

*Ключевые слова:* управление операционной эффективностью, детализированная оценка, денежный поток, эффективность эксплуатации скважины, точка безубыточности производства, порог рентабельности, прогноз достижения точки безубыточности.

### Введение

Повышение эффективности нефтегазового комплекса Российской Федерации является одним из факторов, определяющих функционирование прочих отраслей национального производства.

На сегодняшний день отмечается ряд проблем нефтегазовых активов страны, таких как: выработанность запасов нефти в существующих (традиционных) провинциях нефтедобычи, связанная с естественным истощением месторождений<sup>1</sup>; уменьшение объемов запасов новых месторождений нефти, обусловленных усложнением климатических и горно-геологических условий добычи; падение коэффициента извлечения нефти, связанное со сложными геологическими условиями добычи. Возрастает значимость проблемы обводненности продукции, достигающая 85 % в России (при 75 % в среднем по миру)<sup>2</sup>.

Перечисленные проблемы усугубляются ужесточением конкуренции на мировом рынке нефти, высоким уровнем предложения и, как результат, падением нефтяных цен<sup>3</sup>. В этой связи существенное внимание в развитии нефтегазового сектора России уделяется повышению операционной эффективности существующих производственных объектов<sup>4</sup>.

Анализ месторождений Западной Сибири показал, что без применения мер по оптимиза-

ции производство становится убыточным после двух-трех лет<sup>5</sup>. В нефтегазовом секторе выделяют следующие направления повышения операционной эффективности производства:

1) мероприятия по повышению уровня добычи с целью наращивания выручки и сокращения постоянных затрат за счет эффекта масштаба производства;

2) мероприятия, направленные на сокращение операционных и капитальных затрат на добычу и содержание избыточной инфраструктуры. По данным McKinsey&Co, динамика роста операционных затрат средней российской нефтедобывающей компании составляет 10-15 % в год. Исследования также показывают, что наибольший потенциал оптимизации операционной деятельности сконцентрирован в технико-технологическом рычаге и планировании и составляет 10-20 %<sup>6</sup>.

Эффективное операционное планирование невозможно без разработки комплексных инструментов анализа операционной деятельности. В настоящий момент существующей в нефтяных компаниях методологической базы недостаточно. Поэтому в случае снижения прибыльности эксплуатации при постоянном уровне добычи и ценах на энергоресурсы возникает трудность с определением истинной причины проблемы и подбором оптимальных мер для ее устранения.

В данной связи целью анализа, результаты которого представлены в настоящей статье, является определение точной причины снижения операционной эффективности нефтегазодобывающей компании. В качестве задач необходимо выделить разработку методики оценки операционной эффективности эксплуатации минимальной производственной единицы - скважины, методики определения минимального рентабельного дебита ее эксплуатации (порога рентабельности), методики составления прогнозов выбытия скважин в нерентабельный фонд и методики формирования рекомендаций по оптимизации работы скважины как инструмента управления операционной эффективностью производства.

### Методика определения рентабельности работы скважины

Н.А. Бадовский, А.С. Бронзов и другие (1998) подчеркивали, что ключевым звеном эффективности работы нефтедобывающей компании выступает скважина. Являясь минимальной производственной единицей, каждая индивидуальная скважина определяет конечную экономическую эффективность производственно-хозяйственной деятельности всей компании<sup>7</sup>.

Разработанная автором статьи методика оценки операционной эффективности работы скважин (далее - Методика) базируется на показателе денежного потока. Денежные потоки на каждом шаге характеризуются притоками (поступлениями), оттоками (расходами) и сальдо<sup>8</sup>.

Таким образом, *экономическая эффективность работы скважины* (или ее рентабельность) - это разница между выручкой от реализации продукции с данной скважины и понесенными расходами на ее эксплуатацию:

$$CF = Rev - TC, \quad (1)$$

где  $CF$  - денежный поток по скважине (cash flow);  
 $Rev$  - выручка (revenue) от скважины;  
 $TC$  - сумма понесенных по скважине расходов.

Выручка формируется на основании существующей рыночной цены на нефть и суточного дебита нефти по следующей формуле:

$$Rev = P \cdot q_n, \quad (2)$$

где  $P$  - цена на нефть, рассчитанная с учетом налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и коммерческих расходов на реализацию;  
 $q_n$  - суточный дебит нефти по скважине, т/сут.

Остановимся более подробно на определении затрат. Расходы на эксплуатацию скважины разделяются на переменные и постоянные.

**Переменные затраты** - это затраты, зависящие от объема добываемой нефти.

**Постоянные затраты** - это затраты на содержание скважины и ее обслуживание.

Проведенное исследование показало, что для получения более достоверной оценки работы скважины необходимо пренебречь закладываемыми в себестоимость косвенными и накладными расходами (расходами на содержание аппарата управления, налогами и т.п.), анализируя только переменные и постоянные затраты на скважину, которые в случае ее остановки принесут предприятию прямую экономию денежных средств. Для них мы вводим понятие **“условно-прямые затраты на скважину”**.

**“Условно-прямые затраты на скважину” - это такие расходуемые для производства продукции ресурсы, которые в случае оптимизации процесса добычи могут или не могут обеспечить прямую экономию денежных средств.**

Так, например, условно-прямые затраты на скважину не включают затраты на персонал. Это связано с тем, что если отключить одну или несколько скважин, то операторы добычи будут продолжать обслуживание других скважин куста.

В сумму условно-прямых затрат на скважину включаются как переменные, так и постоянные затраты по ней:

$$\sum Z_{\text{СКВ}} = VC_{\text{СКВ}} + FC_{\text{СКВ}}, \quad (3)$$

где  $Z_{\text{СКВ}}$  - совокупные условно-прямые затраты на скважину;

$VC_{\text{СКВ}}$  - переменные условно-прямые затраты на скважину;

$FC_{\text{СКВ}}$  - постоянные условно-прямые затраты на скважину.

Переменная часть условно-прямых затрат на скважину рассчитывается по следующей формуле:

$$VC_{\text{СКВ}} = Z_{\text{нефть}} + Z_{\text{жидкость}} + Z_{\text{закачка}}, \quad (4)$$

где  $Z_{\text{нефть}}$  - затраты на добычу и подготовку нефти;  
 $Z_{\text{жидкость}}$  - затраты на перекачку жидкости;  
 $Z_{\text{закачка}}$  - затраты на закачку воды в систему поддержания пластового давления (ППД).

Переменные затраты на добычу нефти - это затраты, зависящие от объема добываемой нефти:

$$Z_{\text{нефть}} = q_n \cdot C_{\text{нефть}}, \quad (5)$$

где  $q_n$  - суточный дебит нефти по скважине, т/сут.;  
 $C_{\text{нефть}}$  - удельные затраты на добычу и подготовку 1 т нефти, руб./т.

Переменные затраты на перекачку жидкости - это затраты, зависящие от объема перекачиваемой из пласта жидкости:

$$Z_{\text{жидкость}} = q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{жидкость}}, \quad (6)$$

где  $q_{\text{ж}}$  - суточный дебит жидкости по скважине, м<sup>3</sup>/сут.;  
 $C_{\text{жидкость}}$  - удельные затраты на перекачку 1 м<sup>3</sup> жидкости, руб./м<sup>3</sup>.

Таблица 1. Расшифровка условно-прямых затрат на скважину

| Наименование статей затрат              | Доля в экспл. затратах, % | Распределение (общепринятое) | Распределение (предлагаемое) |
|-----------------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Подготовка сырья                        | 0,1                       | руб./т                       | руб./т                       |
| Топливо                                 | 1,4                       | руб./т                       | руб./т                       |
| Энергия                                 | 18,7                      | руб./м <sup>3</sup>          | руб./м <sup>3</sup>          |
| Текущий и капитальный ремонт            | 14,6                      | тыс. руб./скв./мес           | тыс. руб./ремонт             |
| Услуги по ремонту и обслуживанию УЭЦН*  | 7,0                       | тыс. руб./скв./мес           | руб./скв./сут                |
| Услуги по ремонту и обслуживанию ШГН**  | 0,1                       | тыс. руб./скв./мес           | руб./скв./сут                |
| Услуги по ремонту и обслуживанию НКТ*** | 2,1                       | тыс. руб./скв./мес           | тыс.руб./ремонт              |
| Геофизические услуги                    | 2,0                       | тыс. руб./скв./мес           | тыс.руб./ремонт              |

\* УЭЦН - установка электроцентробежного насоса.

\*\* ШГН - штангово-глубинный насос.

\*\*\* НКТ - насосно-компрессорные трубы.

Источник. Исследование автора на основании внутренней отчетности российской нефтяной компании.

Переменные затраты на закачку воды - это затраты на поддержание пластового давления, зависящие от объема закачиваемой в пласт воды:

$$Z_{\text{закачка}} = q_{\text{ж}} \cdot k_{\text{компенсации}} \cdot C_{\text{закачка}}, \quad (7)$$

где  $C_{\text{закачка}}$  - удельные затраты на закачку 1 м<sup>3</sup> воды, руб./м<sup>3</sup>;

$k_{\text{компенсации}}$  - коэффициент компенсации, необходимый для определения объема закачиваемой в систему ППД воды.

Коэффициент компенсации равен отношению объема закачиваемой воды к объему добываемой жидкости:

$$k_{\text{компенсации}} = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{ж}}}, \quad (8)$$

где  $q_{\text{в}}$  - суточный объем закачиваемой в пласт воды, м<sup>3</sup>/сут.

Постоянные затраты - это затраты на суточное обслуживание оборудования или затраты за сутки проката оборудования в соответствии с договором аренды.

$$FC_{\text{скв}} = Z_{\text{ФОН/ШГН/ЭЦН}}, \quad (9)$$

где  $Z_{\text{ФОН/ШГН/ЭЦН}}$  - затраты на обслуживание, соответственно, скважин на фонтанном способе эксплуатации (ФОН), скважин, эксплуатируемых штангово-глубинным (ШГН) или электроцентробежным насосом (ЭЦН), руб./сут.

Таким образом, совокупные условно-прямые затраты на скважину определяются по формуле

$$\sum Z_{\text{скв}} = q_{\text{н}} \cdot C_{\text{нефть}} + q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{жидкость}} + q_{\text{ж}} \cdot k_{\text{компенсации}} \cdot C_{\text{закачки}} + Z_{\text{ФОН/ШГН/ЭЦН}}. \quad (10)$$

Подробная расшифровка условно-прямых затрат на скважину приведена в табл. 1.

Как видно из табл. 1, наибольший удельный вес (18,7 %) приходится на электроэнергию (переменные расходы), затрачиваемую насосом на перекачку жидкости, и на текущий и капитальный ремонт скважины (постоянные расходы).

Проведенный на примере российской нефтяной компании анализ, результаты которого пред-



Рис. 1. График динамики и доли удельных условно-прямых затрат на скважину в общем объеме эксплуатационных расходов на 1 т добываемой продукции (нефти)

ставлены на рис. 1, показал, что удельное значение условно-прямых затрат на скважину в расчете на 1 т добываемой продукции неуклонно растет в динамике лет как в абсолютном значении (с 379 руб./т до 781 руб./т), так и в удельном весе от общей суммы эксплуатационных расходов (с 38 до 46 %).

если полученная по ней выручка не оправдывает даже собственных расходов?

Пример определения рентабельности скважин приведен в табл. 2.

Как видно из таблицы, скважина бр рентабельна с доходностью 12 754 руб./сут, тогда как

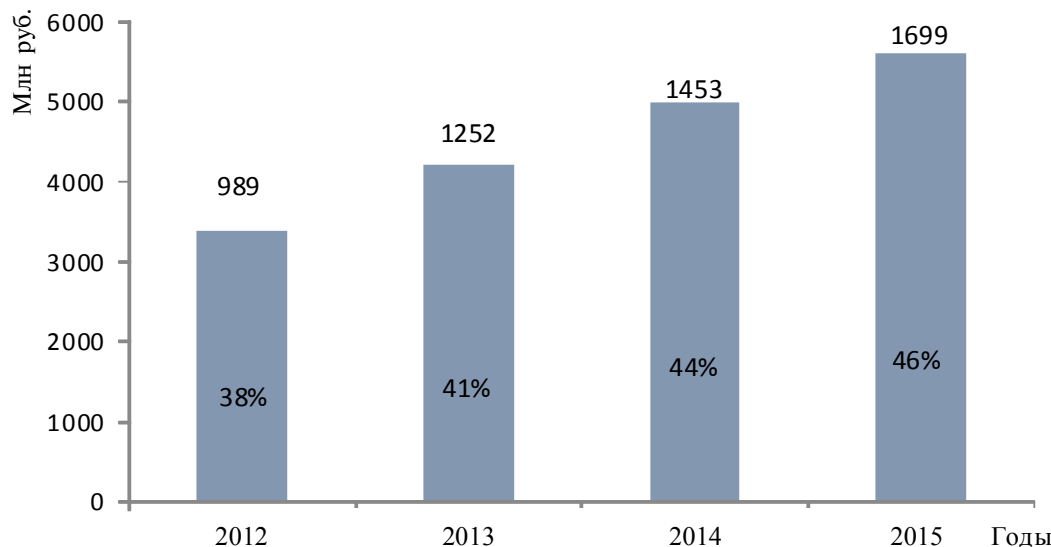


Рис. 2. График изменения суммарных условно-прямых затрат на скважину нефтяной компании за 2012-2015 гг.

Источник. Исследование автора на основании внутренней отчетности российской нефтяной компании.

На рис. 2 видно, что общая сумма условно-прямых затрат компании также возросла с 3382 млн руб. до 5613 млн руб., или на 66 %, в период с 2012-го по 2015 г.

Подставляя формулу (10) в формулу определения рентабельности (1), получаем условие рентабельности скважины:

$$CF = P \cdot q_n - q_n \cdot C_{\text{нефть}} - q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{жидкость}} - q_{\text{ж}} \cdot k_{\text{компенсации}} \cdot C_{\text{закачки}} - Z_{\text{фон/шгн/эцн}} \quad (11)$$

В результате оценки эффективности Методика предполагает деление действующего фонда скважин на основании критерия неотрицательности денежного потока на следующие категории рентабельности:

- “рентабельные скважины” ( $CF_{\text{скв}} \geq 0$ );
- “нерентабельные скважины” ( $CF_{\text{скв}} < 0$ ).

Анализируя работу скважины с точки зрения рентабельности, можно оценить целесообразность ее эксплуатации, т.е. ответить на вопрос: имеет ли смысл эксплуатировать скважину,

скважина 437 нерентабельна с отрицательной доходностью - 335,8 руб./сут. Причина отрицательного денежного потока скважины 437 заключается в низкой выручке, обусловленной низким дебитом (0,05 т/сут), а также в высокой обводненности скважины (99 %), определяющей высокие затраты на электроэнергию по перекачке жидкости и закачке воды.

Анализируя рентабельность работы скважины, важно не только оценить целесообразность ее эксплуатации с экономической точки зрения, но и определить минимально-рентабельный, или “пороговый”, дебит в текущих условиях эксплуатации.

Минимально-рентабельный дебит рассчитывается на основании оценки точки безубыточности, достигаемой при нулевом денежном потоке ( $CF = 0$ ) и определяемой по формуле

$$q_{\text{кр}} = \frac{FC_{\text{скв}}}{P - VC_{\text{скв}}} \quad (12)$$

Таблица 2. Определение рентабельности работы скважин

| № скв | К <sub>сут</sub> | Фактический режим |                     |               | Затраты на подъем жидкости руб. | Затраты на подготовку нефти руб. | Затраты на закачку воды руб. | Постоянные затраты на скважину руб. | Итого затрат руб. | Доходность по скважине руб./сут |
|-------|------------------|-------------------|---------------------|---------------|---------------------------------|----------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|-------------------|---------------------------------|
|       |                  | Q нефти           | Q жидкости          | Обводненность |                                 |                                  |                              |                                     |                   |                                 |
|       |                  | т/сут             | м <sup>3</sup> /сут | %             |                                 |                                  |                              |                                     |                   |                                 |
| бр    | 3                | 3,0               | 15                  | 76            | 471,5                           | 25,2                             | 336,7                        | 92,9                                | 926,2             | 12 754,0                        |
| 437   | 15               | 0,05              | 18                  | 99            | 0,0                             | 0,1                              | 404,0                        | 0,0                                 | 404,2             | -335,8                          |

где  $q_{кр}$  - критический суточный дебит нефти по скважине.

Значимость оценки минимально-рентабельного дебита для анализа фонда скважин существенно возрастет, если будет учтен годовой темп падения добычи нефти. Вопрос функции падения дебита нефти освещался в работе М.Л. Карнаухова, В.Н. Шевченко и М.В. Павлова<sup>9</sup>, исследующих оценку эффективности проведения капитального ремонта. Что касается анализа операционной эффективности, то существующие в практике нефтяных компаний подходы часто не учитывают функцию падения дебита, в результате чего возрастает степень искажения результатов оценки.

Темп падения дебита нефти - это числовое выражение снижения суточного дебита нефти, вызванного истощением запасов и ухудшением геологических условий эксплуатации:

$$T_{пад} = 1 - \left( \frac{q_i}{q_0} \right)^{\frac{N_f}{N_i}}, \quad (13)$$

где  $T_{пад}$  - темп падения дебита нефти за период;  
 $q_i$  - дебит нефти в момент  $i$ ;  
 $q_0$  - дебит нефти в начальный момент времени;  
 $N_f$  - количество дней в году;  
 $N_i$  - количество дней с начального момента до конца  $i$ -го периода.

Итоговая формула оценки критического дебита нефти скважины с учетом текущего темпа падения и формулы (12) определения денежного потока скважины будет иметь следующий вид:

$$q_{кр} = \frac{3_{ФОН/ШГН/ЭЦН} + q_{ж} \cdot C_{жидкость} + q_{ж} \cdot k_{компенсации} \cdot C_{закачки}}{(P - C_{нефть})} \times \left[ 1 - \left( \frac{q_i}{q_0} \right)^{\frac{N_f}{N_i}} \right] \quad (14)$$

Зная критический дебит, можно рассчитать, через сколько дней скважина в текущих макро-

экономических условиях может достичь своего "порогового" дебита по следующей формуле:

$$t = \left( \frac{1 - q_{кр} / q_{факт}}{f(T_{пад})} \right) \cdot T, \quad (15)$$

где  $t$  - период достижения "порога рентабельности", сут.;

$q_{кр}$  - "пороговый" (критический) дебит нефти;

$q_{факт}$  - фактический дебит нефти;

$f(T_{пад})$  - функция темпа падения;

$T$  - период рассмотрения (количество дней в году).

Графически определение периода достижения "порога рентабельности" представлено на рис. 3.

Период достижения "порога рентабельности"

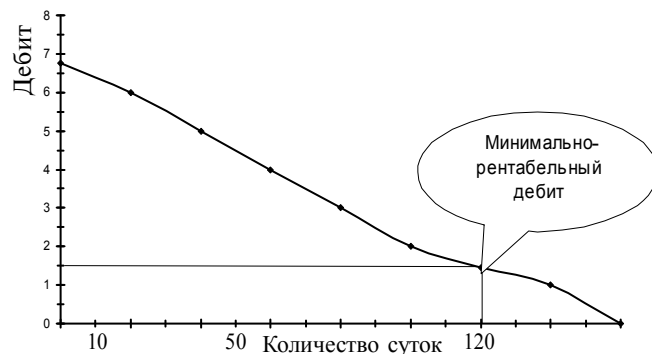


Рис. 3. Графическое определение периода достижения "порога рентабельности" скважины

Как видно из рис. 3, дебит нефти падает с течением времени. В данном примере минимально-рентабельный дебит, после которого дальнейшая добыча убыточна, составит 1,5 т/сут и будет достигнут через 120 сут.

Рассчитав предельно-рентабельный дебит нефти для каждой скважины и период его достижения, можно составить прогноз выбытия скважин из рентабельного фонда и провести ранжирование скважин по категориям:

- нерентабельные;
- рентабельные до года;
- рентабельные от года до трех лет;
- рентабельные более трех лет.

Таблица 3. Пример определения категории доходности скважин

| № скв | K <sub>уст</sub> | Фактический режим |                     |               | Итого затрат | Доходность по скважине | Предельный дебит нефти | Период достижения | Группа доходности скважины |
|-------|------------------|-------------------|---------------------|---------------|--------------|------------------------|------------------------|-------------------|----------------------------|
|       |                  | Q нефти           | Q жидкости          | Обводненность |              |                        |                        |                   |                            |
|       |                  | т/сут             | м <sup>3</sup> /сут | %             |              |                        |                        |                   |                            |
| бр    | 3                | 3,0               | 15                  | 76            | 926,2        | 12 754,0               | 0,2                    | 1017              | 1-3 года                   |
| 437   | 15               | 0,05              | 18                  | 99            | 404,2        | -335,8                 | 0,1                    | -                 | Нерент.                    |
| 443   | 12               | 3,2               | 172                 | 98            | 10 450,6     | 4017,8                 | 2,4                    | 225               | До 1 года                  |
| 447   | 14               | 2,1               | 90                  | 97            | 6023,8       | 3632,2                 | 1,4                    | 119               | До 1 года                  |
| 477   | 7                | 20,5              | 46                  | 47            | 3806,2       | 89 004,4               | 0,8                    | 1228              | >3 лет                     |
| 478   | 7                | 7,7               | 22                  | 58            | 2406,6       | 32 538,6               | 0,5                    | 1080              | 1-3 года                   |

Пример оценки фонда с определением категории скважин приведен в табл. 3.

В табл. 3 приведен пример оценки выборки скважин. Совокупный анализ фонда российской нефтяной компании, проведенный автором, позволяет ранжировать скважины по категориям так, как это показано на рис. 4.

ции их работы по предотвращению выбытия на предварительном этапе.

Выявление проблемных скважин дает возможность сформулировать рекомендации относительно проведения комплекса мер по оптимизации работы месторождения, которые содержат:

1) *отключение проблемных скважин;*

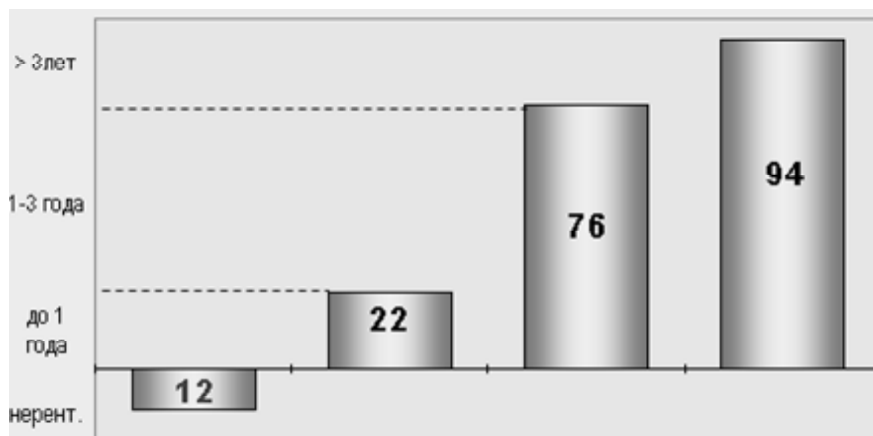


Рис. 4. Анализ фонда скважин на примере российской нефтяной компании

Как видно из рис. 4, 12 скважин действующего фонда компании не рентабельны, 22 скважины рентабельны до года, 76 скважин рентабельны с периодом достижения “порога рентабельности” от 1 до 3 лет и 94 скважины рентабельны в длительной перспективе более 3 лет.

Более детальный анализ по нерентабельным скважинам и скважинам, рентабельным до года, приведен в табл. 4.

2) *оптимизацию переменных расходов;*  
3) *оптимизацию постоянных расходов;*  
4) *наращивание выручки от реализации за счет максимизации производства.*

Меры по оптимизации переменных и постоянных расходов и увеличению выручки, как правило, включают в себя:

- изменения технологических параметров (способа эксплуатации, режима эксплуатации и других);

Таблица 4. Детальный отчет рентабельности фонда скважин компании

| Категория               | Количество скважин, шт. | Суммарные показатели |                 |               |                                            | Средние показатели |                 |               |                                            |
|-------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------|---------------|--------------------------------------------|--------------------|-----------------|---------------|--------------------------------------------|
|                         |                         | Q нефти, т/сут.      | Q жид., м³/сут. | Обводненность | Итого условно-прямых затрат, млн руб./мес. | Q нефти, т/сут.    | Q жид., м³/сут. | Обводненность | Итого условно-прямых затрат, млн руб./мес. |
| Нерентабельные скважины | 12                      | 95                   | 818             | 86,4%         | 1,69                                       | 8                  | 68              | 86,4%         | 0,14                                       |
| Рентабельные до 1 года  | 22                      | 238                  | 2285            | 87,7%         |                                            | 11                 | 104             | 87,7%         |                                            |

Как видно из табл. 4, эффективность 22 рентабельных скважин достигается за счет более высокого среднего дебита нефти по скважине: 11 т/сут против 8 т/сут по нерентабельным скважинам. При этом затраты компании на эксплуатацию нерентабельных скважин составляют 1,69 млн руб. в месяц. Это означает, что в случае остановки 12 скважин нерентабельного фонда компания может получить 1,69 млн руб./мес., или 20,3 млн руб./год, - прямую экономию денежных средств.

Результаты предлагаемого подхода позволят выявить скважины, которые могут выбыть из рентабельного фонда в ближайшее время, и принять управленческое решение в части оптимиза-

- изменения геологических параметров (темпов падения, обводненности и др.);
- изменения экономических параметров.

Оптимизация убыточных скважин позволит получить больший по сравнению с отключением этих скважин экономический эффект. Мероприятия по оптимизации, как правило, требуют привлечения дополнительных инвестиций и должны оцениваться как самостоятельный инвестиционный проект.

#### Заключение

Таким образом, проведенная работа дала следующие результаты:

- разработана методика детализированной оценки операционной эффективности эксплуа-

тации скважин, позволяющая идентифицировать точную причину низкой эффективности месторождения, с целью дальнейшей разработки адресных рекомендаций по работе с проблемным фондом;

- предложена классификация затрат с введением понятия условно-прямых затрат на скважину, обеспечивающих прямую экономию денежных средств при остановке скважины;

- предложена методика оценки безубыточности работы скважин, включающая расчет минимально-рентабельного дебита и периода его достижения;

- разработана методика составления прогноза выбытия скважин в нерентабельный фонд, учитывающая темп падения дебита нефти и позволяющая повысить эффективность деятельности предприятия за счет своевременного проведения мероприятий, продляющих рентабельную эксплуатацию скважин;

- предложена методика ранжирования фонда скважин: на рентабельные, нерентабельные, рентабельные до года, рентабельные от года до трех лет, рентабельные более трех лет.

Внедрение методики дает возможность повысить эффективность управления операционной деятельностью нефтегазодобывающей компании на основании улучшения качества планирования и принятия управленческих решений в части своевременного осуществления мер по недопущению выбытия скважин в нерентабельный фонд, что в совокупности позволяет получить дополнительный экономический эффект от оптимизации нерентабельного фонда.

<sup>1</sup> Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах // Бурение и нефть. 2011. □ 2. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02/6>.

<sup>2</sup> Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. 2012. □ 5. С. 30-38.

<sup>3</sup> Размаев М. Бизнес-модели и состояние отраслей Новой Экономики; вторая часть обзора "Рынки и Бизнес-модели Новой Экономики" // ECOMMERCE.AL.RU.2010. URL: <http://www.citycor.ru/analisis/newecon/market.htm#q1>.

<sup>4</sup> Исследование инвестиционной привлекательности России 2013 год. Формируя будущее России / Ernst & Young. "Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.". 2013.

<sup>5</sup> Александров В., Кобулия Г. Оптимизация экономики месторождений // Вестник McKinsey. 2011. □ 24. URL: <http://www.vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>.

<sup>6</sup> Там же.

<sup>7</sup> Обеспечение качества и рентабельности скважин в комплексе их создания и применения / Н.А. Бадковский [и др.] // Нефтяное хозяйство. 1998. □ 5. С. 10-14.

<sup>8</sup> Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экономики Рос. Федерации, М-во финансов РФ, ГК по стр-ву, архитектуре и жилищной политике; рук. авт. кол.: В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. Москва, 2000. С. 20-25.

<sup>9</sup> Карнаухов М.Л., Шевченко В.Н., Павлов М.В. Критерии эффективности капитального ремонта скважин // Нефтяное хозяйство. 1997. □ 12. С. 53-57.

Поступила в редакцию 05.11.2016 г.