

## О МОДЕЛИ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

*Ермолов Б.А., Цыкин И.В., Леонова Л.В. ОДАО Самотлорнефть, ОАО «Нижневартовскнефтегаз»*

В условиях прогрессирующей обводненности добывающих скважин Самотлорского месторождения вопрос расчета себестоимости и рентабельной эксплуатации скважин является чрезвычайно актуальным.

В ОДАО «Самотлорнефть» с 1995 года используется система, позволяющая выявлять нерентабельные добывающие скважины и обосновывать целесообразность их остановки.

Известно много работ по решению данной проблемы. В основе этих изданий заложены различные модели себестоимости добычи нефти и их использование для решения поставленной задачи. По мнению авторов, данные работы, с одной стороны, усложняют модель себестоимости добычи нефти, а с другой стороны, не совсем полно отражают ее затратнообразующую сущность.

Практика эксплуатации нефтяных месторождений требует, чтобы модель себестоимости добычи нефти учитывала:

- основные факторы, влияющие на себестоимость добычи нефти, для проведения факторного анализа;
- основные технологические процессы для проведения функционально-стоимостного анализа;
- разделение затрат на переменные и интервально-постоянные по скважинам.

В ОДАО «Самотлорнефть» построили и используют простую и надежную модель себестоимости добычи нефти, позволяющую оценивать следующие важные экономические показатели - прибыль или убытки по группе скважин или по отдельной скважине в зависимости от способа эксплуатации по фактическим значениям дебита и обводненности продукции, а также целесообразность остановки отдельных нерентабельных скважин.

Кроме этого, на основе данной модели можно прогнозировать изменение себестоимости добычи нефти и прибыли при изменении обводненности продукции скважины, ее дебита нефти, цены на нефть и других факторов. Для получения конкретной модели себестоимости добычи нефти по группе скважин и по отдельным скважинам предварительно группируют скважины по месторождениям или добывающему предприятию или другому объекту, например, по пластам или по объектам разработки. Скважины группируются также по способам эксплуатации:

фонтанные, газлифтные, УЭЦН, УШГН.

Затем, исходя из существующей системы учета затрат и калькулирования себестоимости добычи нефти, определяют для каждой группы скважин экономические показатели добычи продукции. Эти показатели определяют по фактическим данным их эксплуатации за определенный период времени или по прогнозируемым данным.

Для выполнения **первого требования** к модели исходя из общей формулы себестоимости добычи нефти, которая выражается следующим образом:

$$C=Z/Q, \quad (1)$$

где  $C$  - себестоимость,  $Z$  - затраты,  $Q$  -объем добытой продукции.

Все затраты делят в зависимости от четырех основных затратообразующих факторов, а именно:

- добычи жидкости ( $QЖ$ );
- добычи нефти ( $QH$ );
- количества действующих скважин ( $Nссч$ );
- количества эксплуатационных скважин ( $Nэкс$ ).

Рассмотрим эти затраты более подробно на примере скважин Самотлорского месторождения, эксплуатируемых ОДАО «Самотлорнефть» за 1996 год.

**1. Затраты, зависящие от добычи жидкости  $Z(QЖ)$  за определенный период** (сутки, месяц, квартал, год), определяются:

$$Z(QЖ)=QЖ*СЖ*k = QЖ*СЖ*k/(1-bв), \quad (2)$$

где  $QЖ$  - добыча жидкости в тоннах;

$QH$  -добыча нефти в тоннах;

$СЖ$  -удельные переменные затраты, зависящие от добычи жидкости в руб./тонну ж.;

$bв$  - обводненность добываемой продукции, доли ед.;

$k$ - поправка на нелинейность затрат, зависящих от добычи жидкости; она зависит от отклонения фактических значений дебита жидкости от средних значений этих величин по группе скважин;

$СЖ$  расрчитывается путем суммирования статей калькуляции (табл. 1) и делением их на добычу жидкости и на время в сутках, равное периоду калькулирования затрат:  $СЖ= Z(QЖ)/QЖ$

Затраты, зависящие от добычи жидкости в общем случае не линейны, например для газлифта (из-за первых двух статей калькуляции) эти затраты являются прогрессивными (растут быстрее чем растет добыча жидкости).

**2. Затраты, зависящие от добычи нефти  $Z(QH)$ , определяются по следующей**

формуле:

$$Z(QH) = QH \cdot C_H, \quad (3)$$

где  $C_H$  - удельные переменные затраты, зависящие от добычи нефти в руб./тонну;

$QH$  - добыча нефти в тоннах.

Таблица 1

Наименование статьи калькуляции	Доля от общей себестоимости, %
Расходы на энергию по извлечению жидкости	10,2
Расходы по искусственному воздействию на пласт	7,5
Расходы по сбору и транспорту нефти и газа	2,9
Расходы по технологической подготовке нефти	2,5

Таблица 2

Наименование статьи калькуляции	Доля от общей себестоимости, %
Отчисление на ВМСБ	10
Плата за недра	8
Плата за дороги	2
Плата за экологию	0,1
Коммерческие расходы	6
Внутренний оборот	1

Таблица 3

Наименование статей калькуляции	Доля от общей себестоимости, %
Заработная плата производственных рабочих	0,741
Отчисление на социальное страхование	0,271
Расходы ПРС	7,05
Расходы КРС	9,2

Для определения  $Z(QH)$  складываются статьи калькуляции, перечисленные в таблице 2.

Затраты, зависящие от добычи нефти, являются пропорциональными (растут линейно от увеличения добыча нефти).

**3. Затраты, зависящие от количества действующих скважин, определяются:**

$$Z_{cd} = N_{ссч} \cdot C_{cd}, \quad (4)$$

где  $N_{ссч}$  - скважино-сутки числившиеся (скв\*сут.);

$C_{cd}$  - удельные затраты, зависящие от количества действующих скважин, то есть затраты, приходящаяся на одну числившуюся скважину в сутки в руб/(скв\*/сут);

$C_{cd}$  определяется из статей калькуляции, приведенных в таблице 3, путем

деления их на  $N_{сч}$ .

4. **Затраты, зависящие от фонда эксплуатационных скважин** (затраты на амортизацию и прочие постоянные затраты)  $Z_{сэ}$  (руб.)

Несмотря на то, что большая часть оставшихся затрат зависит от всех используемых в нефтедобыче основных фондов, можно считать, что они пропорциональны количеству эксплуатационных скважин ( $2/3$  всех капвложений находятся в прямой зависимости от эксплуатационных скважин).

$C_{сэ}$  - удельные условно-постоянные затраты на одну эксплуатационную скважину в сутки, руб./( $скв \cdot сут$ );

$$C_{сэ} = Z_{сэ} / N_{экс}, \quad (5)$$

$N_{экс}$  - скважино-сутки календарные для эксплуатационного фонда ( $скв \cdot сут$ );

$$N_{экс} = N_{э} \cdot T, \quad (6)$$

$N_{э}$  - количество эксплуатационных скважин, скв;

$T$  - количество суток за анализируемый период, сут.

Считается, что эти затраты не высвобождаются при отключении скважин. Однако они могут быть изменены при переоценке основных фондов и при выводе части скважин и связанного с ними технологического оборудования в консервацию, с оформлением по ним документов для освобождения начисления на них амортизации. При этом налог на имущество по данным скважинам будет выплачиваться до тех пор, пока скважина документально не будет ликвидирована.

Поэтому необходимо уточнять временной интервал для высвобождаемых затрат, а в самом простом случае различать высвобождаемые затраты: при выводе скважин из эксплуатации; при переводе скважин в консервацию и при ликвидации скважин.

Показатели  $C_{ж}$ ,  $C_{н}$ ,  $C_{сд}$ ,  $C_{сэ}$  определяются для каждой группы скважин (например, для каждого способа извлечения жидкости из скважин) за определенный период калькулирования  $T$ .

Для выполнения **второго требования**, предъявляемого к модели себестоимости добычи нефти, калькулирование себестоимости добычи нефти должно производиться по статьям с разбивкой каждой из них по элементам затрат (материалы, топливо, электроэнергия, заработная плата, амортизация, налоги и пр.);

Для выполнения **третьего требования**, предъявляемого к модели себестоимости, необходимо учитывать переменные и постоянные затраты по добывающим скважинам. Причем учет должен быть как по отдельным ( $j$ -тым) группам скважин, образованных по определенному признаку, например, по каждому способу извлечения добываемой продукции, а именно: фонтанные, газлифтные, насосные (УЭЦН, УШГН,

УСН, УГН, УВН, УДН) скважины, так и по отдельным ( $i$ -тым) скважинам.

После этого экономические показатели (затраты), полученные по группе скважин, распределяются по отдельным скважинам, то есть находят удельные составляющие себестоимости добычи нефти от затратнообразующих факторов.

Экономические показатели добычи продукции при существующих геологических, технических и технологических параметрах определяют по фактическим данным эксплуатации за предыдущий период времени.

Таким образом, получают модель себестоимости добычи нефти для  $i$ -той скважины  $j$ -той группы скважин:

$$C_i = (Q_{жi} * C_{жj} * k_{ij} + Q_{ni} * C_{nj} + N_{ссчi} * C_{сдj} + N_{эксi} * C_{сэj}) / Q_{ni} \quad (7)$$

или

$$C_i = C_{жj} * k_{ij} / (1 - b_{vi}) + C_{nj} + (N_{ссчi} * C_{сдj} + N_{эксi} * C_{сэj}) / Q_{ni}, \quad (8)$$

где  $Q_{ж}, Q_{н}$  - соответственно добыча жидкости и нефти по  $i$ -той скважине;

$N_{дj}, N_{эj}$  - количество действующих и эксплуатационных скважин в  $j$ -той группе.

Затраты, зависящие от действующих скважин, приходящиеся на одну действующую  $i$ -тую скважину пропорциональны коэффициенту:

$$N_{ссчi} = N_{ссчj} / N_{дj} \quad (9)$$

Затраты, зависящие от фонда эксплуатационных скважин, приходящиеся на одну действующую  $i$ -тую скважину пропорциональны коэффициенту:

$$N_{эксi} = N_{эксj} * N_{эj} / N_{дj} \quad (10)$$

Для определения **прибыли или убытков** по группе скважин или по отдельной скважине по фактическим значениям дебита и обводненности продукции необходимо дополнительно знать цену предприятия на одну тонну нефти, которая определяется как цена реализации минус НДС и акцизы.

Прибыль (убытки) для  $i$ -той скважины определяются по формуле:

$$P_i = Ц - С, \quad (11)$$

$$P_i = Ц - C_{жj} * k_{ij} / (1 - b_{vi}) - C_{nj} - (N_{ссчi} * C_{сдj} + N_{эксi} * C_{сэj}) / Q_{ni} \quad (12)$$

В зависимости от значения прибыли можно выделить несколько частных случаев:

**1. Прибыль положительна.**

$$P > 0, \quad (13)$$

то есть скважина эксплуатируются рентабельно.

**2. Прибыль равна нулю.**

$$P = 0 \quad (14)$$

При безубыточной (бесприбыльной) эксплуатации скважин:

$$Ц = Сж_j * k_i (1 - b_{в_i}) + С_{н_j} + (N_{сч_i} * C_{сд_j} + N_{эк_i} * C_{сэ_j}) / Q_{н_i} \quad (15)$$

### 3. Прибыль отрицательна.

$$П < 0 \quad (16)$$

3.1. Если переменная часть себестоимости продукции меньше ее цены

$$Ц > Сж_j * k_i / (1 - b_{в_i}) + С_{н_j}, \quad (17)$$

то часть прибыли идет на покрытие постоянных затрат, а значит целесообразно продолжать эксплуатацию данной скважины.

3.2. Если переменная часть себестоимости продукции больше ее цены,

$$Ц < Сж_j * k_i / (1 - b_{в_i}) + С_{н_j} \quad (18)$$

то эта скважина принадлежит к категории убыточных, и ее с экономической точки зрения целесообразно остановить.

Для уточненного определения **целесообразности остановки скважины**, в случае убытков в качестве границы можно взять не переменные, а высвобождаемые затраты (все затраты, которые исключаются при остановке скважин), то есть добавить переменную часть затрат, зависящих от действующих скважин.

Использование модели позволяет сделать **прогноз**: как изменится себестоимость добычи нефти **при изменении обводненности** продукции скважины. Для понимания актуальности этой проблемы проанализируем составляющую себестоимости добычи нефти, зависящую от обводненности продукции  $Сж / (1 - b_{в})$ . Из данного выражения видно, что при приближении обводненности к 1, то есть к 100% эта составляющая, а значит и общая себестоимость добычи нефти стремится к бесконечности. В 1996 году на Самотлорском месторождении средняя обводненность ( $b_{в\text{ ср}}$ ) превысила 93%.

На рис. 1 приведен график зависимости себестоимости добычи нефти от обводненности продукции для скважин ОДАО «Самотлорнефть» при различных способах добычи нефти. Как видно из графика, для скважин, эксплуатируемых УШГН со средним дебитом жидкости 8 м<sup>3</sup>/сут, граница прибыльной эксплуатации по обводненности равна 90% (обводненность, при которой эксплуатация скважин уже не приносит прибыль). Для УЭЦН при среднем дебите 101 м<sup>3</sup>/сут эта граница по обводненности равна 98,3%, а для газлифта (средний дебит жидкости 350 м<sup>3</sup>/сут) эта обводненность составляет 98,5%. Очевидно, что с уменьшением дебита скважин эта граница смещается влево. В данном случае речь идет о границе, при которой эксплуатация скважин неприбыльна. Граница же предельной обводненности, при которой эксплуатация скважины начинает приносить убытки предприятию, смещается вправо по сравнению с границей прибыльной эксплуатации. При достижении

обводненности данной границы скважину необходимо остановить.

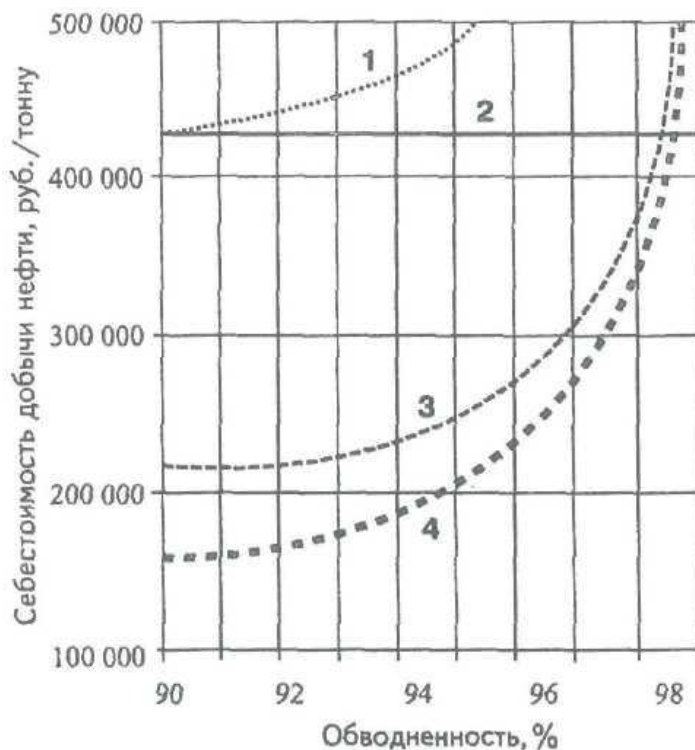


Рис. 1. Зависимость себестоимости нефти от обводненности

Для расчета предельных границ по обводненности при заданном дебите можно воспользоваться следующими формулами:

$$b_{в пр_i} = 1 - C_{ж_j} * k_i / [Ц - C_{н_j} - (N_{сч_i} * C_{сд} + N_{эс_i} * C_{сэ_j}) / Q_{н_i}] \quad (19)$$

$$b_{в уб_i} = 1 - C_{ж_j} * k_i / (Ц - C_{н_j} - D_{нв} * N_{эс_i} * C_{сэ_j} / Q_{н_i}) \quad (20)$$

где  $D_{нв}$  - доля невысвобождаемых затрат, в затратах, зависящих от эксплуатационных скважин. Она определяется с учетом отношения эксплуатационного фонда ко всему фонду скважин.

Использование модели позволяет сделать прогноз: как изменится себестоимость добычи нефти при изменении дебита нефти скважины.

Важной задачей является определение границы по дебиту нефти, при которой эксплуатация скважин уже не приносит прибыль, то есть прибыль равна нулю и при которой эксплуатация скважин начинает приносить убытки, то есть ее целесообразнее остановить.

$$Q_{н пр_i} = (N_{сч_i} * C_{сд_j} + N_{эс_i} * C_{сэ_j}) / (Ц - C_{ж_j} * k_i / (1 - b_{в_i}) - C_{н_j}) \quad (21)$$

$$Q_{н уб_i} = D_{нв} * N_{эс_i} * C_{сэ_j} / (Ц - C_{ж_j} * k_i / (1 - b_{в_i}) - C_{н_j}) \quad (22)$$

Расчеты по скважинам, с учетом их средней обводненности, дают следующие значения границ прибыльных и убыточных дебитов жидкости (нефти):

- для газлифта при обводненности 96% -90 (3,6) и 75 (3,0) тонн/сут;
- для УЭЦН при обводненности 91% -38 (3,4) и 32 (2,9) тонн/сут;
- для УШГН при обводненности 51%-5,9(2,9) и 5,1 (2,5) тонн/сут.

Для принятия решения об остановке скважин следует учитывать другие соображения, например, такие, как целесообразность ее эксплуатации с точки зрения разработки месторождения.

Использование данной модели в ОДАО «Самотлорнефть» позволило снизить себестоимость добычи нефти по сравнению со средней себестоимостью трех остальных ОДАО в объединении ОАО «Нижневартовскнефтегаз» например, по газлифтному способу эксплуатации скважин на 24%.

Таким образом, успешный трехлетний опыт использования модели себестоимости добычи нефти в ОДАО «Самотлорнефть» позволяет рекомендовать ее для внедрения в других нефтегазодобывающих предприятиях.