

## 10.2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Бадретдинов И.А., соискатель, Главный аудитор-начальник управления по контролю и внутреннему аудиту, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Институт социально-экономических исследований Уфимского научного центра Российской Академии наук;

Карпов В.Г., д.э.н., профессор кафедры экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Рассматриваются особенности прогнозирования добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождения. Предлагается последовательность учета вероятностей при планировании показателей деятельности нефтедобывающего предприятия при помощи парной линейной модели.

В настоящее время в Российской Федерации больше половины добываемой нефти осуществляется преимущественно в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Большинство нефтяных месторождений, находящихся на территории Ханты-Мансийского автономного округа, находятся в стадии эксплуатации, характеризующейся падающей добычей в связи с постепенным истощением запасов.

В условиях истощения ресурсной базы рационализация процесса эксплуатации месторождений на поздней стадии заключается:

- во-первых, в увеличении текущего коэффициента извлечения нефти, при должном стимулировании со стороны государства;
- во-вторых, в необходимости применения технологически и экономически эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) со стороны нефтяных компаний.

Истощенность запасов в условиях поздней стадии разработки нефтяных месторождений, характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции и низкими дебитами скважин. При этом указанные характеристики колеблются в значительных пределах, что предопределяет планирование применения различных мероприятий по увеличению нефтеотдачи с учетом рисков их проведения.

Однако в настоящее время отсутствуют научно-обоснованные методы прогнозирования нефтедобычи на поздних стадиях разработки месторождений с учетом вероятностного характера целесообразности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов.

В этих условиях актуальными становятся исследования, направленные на разработку инструментов прогнозирования и планирования технико-экономической эффективности методов увеличения нефтеотдачи, которые позволят выполнять обоснованный отбор мероприятий с приемлемым для принятия решения уровнем риска менеджментом нефтегазодобывающего предприятия [1, с. 157].

Планы производственной деятельности нефтегазодобывающих предприятий обычно подразделяют на долгосрочное, среднесрочное, текущее (квартал, год) и оперативное (месяц). Долгосрочное планирование имеет гори-

зонт, как правило, 5-10 лет, среднесрочное – 3 года, текущее – квартал, год, оперативное планирование – ежемесячное. Группировка планов по горизонтам планирования в определенной мере носит условный характер. Основное различие между ними состоит в сроках получения конечного результата и периодичности их корректировки. Для организации производства наибольшее значение имеет оперативное планирование.

Оперативные планы производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия обычно включают следующие основные показатели:

- добыча нефти, тыс. т;
- добыча попутного газа, тыс. куб. м<sup>3</sup>;
- добыча газоконденсата, тыс. т;
- товарная нефть, тыс. т;
- ввод новых добывающих скважин всего, в том числе наклонно-направленных и горизонтальных;
- ввод нагнетательных скважин.

На поздней стадии разработки месторождений при планировании производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия производится расчет общей величины снижения добычи нефти, в том числе из-за обводнения, снижения пластового давления и технологических потерь.

Особую роль при прогнозировании добычи нефти занимает план геолого-технических мероприятий (ГТМ). Основой для формирования плана ГТМ обычно являются ежемесячные планы выполнения основных организационно-технических мероприятий, программы по цехам капитального ремонта скважин (КРС) и поддержания пластового давления (ППД) и анализы их выполнения.

На основании анализа текущего состояния разработки каждого месторождения осуществляется подбор скважин для выполнения ГТМ на плановый период, указываются дебиты до и после проведения ГТМ (по новым скважинам – проектные дебиты), составляется график добычи нефти, производится анализ выполненных мероприятий за прошедший период и обоснование потерь по каждой скважине и месторождению.

В плане ГТМ выделяются мероприятия на действующем и бездействующем фондах, в том числе ввод скважин из других категорий, перевод скважин на механизированную добычу, оптимизация режимов работы, включая форсированный отбор с максимальным снижением забойного давления. Выделяется раздел мероприятий по капитальному ремонту скважин и интенсификации добычи нефти, в том числе ремонтно-изоляционные работы, включая изоляцию пластовых водопритоков, ликвидацию заколонных перетоков, устранение негерметичности эксплуатационных колонн. Отдельные разделы плана занимают бурение боковых стволов, интенсификация притоков, в том числе гидроразрыв пластов (ГРП), реперфорации и дострелы, пароциклические обработки и прочие обработки призабойной зоны (ОПЗ), возвраты, приобщения и ликвидация аварий. По каждому мероприятию указывается добыча нефти, суммарный прирост дебитов, средний прирост дебита и число дней работы одной скважины.

Не менее важным является раздел по совершенствованию системы воздействия, в том числе физико-химические и гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), ввод и ремонт нагнетательных скважин, включая паронагнетательные скважины [4, с. 299].

По мере истощения месторождения возрастает роль раздела по остановке нерентабельного фонда сква-

жин, с указанием суммарных и средних потерь добычи нефти и жидкости на одну скважину.

В итоговом разделе плана мероприятий ГТМ указывается общее число плановых мероприятий, в том числе мероприятий, дающих прирост добычи, средний прирост дебита на одну скважину и суточных потерь нефти.

Таким образом, в настоящее время при оперативном планировании проводится подробный и достаточно трудоемкий расчет объемов добычи нефти по всем возможным источникам и мероприятиям, однако определение вероятностей выполнения плана и отдельных его составляющих отсутствует. Причем фактическая успешность отдельных мероприятий не превышает 60% (возможная ошибка планирования – более 40%). Важно заметить, что при этом благодаря внедрению АСУ ТП и систем сбора и обработки информации накапливается весьма ценная для планирования опытно-статистическая база, которая в настоящее время слабо используется, а при планировании до сих пор применяются приемы, рекомендованные устаревшим руководящим документом – методическими указаниями к составлению планов добычи нефти (РД-39-17-391-80) [3, с. 10].

В условиях разработки месторождений на поздних стадиях для прогнозирования добычи нефти, по мнению авторов, наиболее приемлемо вероятностное внутрифирменное планирование. Под вероятностным планированием нами понимается такая система внутрифирменного планирования деятельности нефтедобывающего предприятия, в которой основные плановые показатели нефтедобычи принимаются с учетом возможной вероятности их достижения по накопленным данным эксплуатации месторождений. Введение такого вида планирования позволяет прогнозировать возможные риски при выполнении принимаемых плановых показателей, то есть использовать при управлении в нефтедобывающем предприятии элементы риск-менеджмента [2, с. 14]. В отличие от повсеместно применяемого в настоящее время детерминированного прогнозирования вероятностное планирование предполагает использование предварительно получаемой информации об ожидаемой вероятности свершения планируемых событий.

Рассмотрим последовательность учета вероятностей при прогнозировании какого-либо показателя деятельности нефтедобывающего предприятия на простейшем виде эконометрической модели – парной линейной модели. В этой модели в теоретическом плане между зависимой и независимой переменной предполагается существование следующей связи:

$$Y = a + bX + e, \tag{1}$$

где

$Y$  – множество значений планового показателя;

$X$  – независимая переменная;

$a$  и  $b$  – неизвестные параметры эконометрической модели;

$e$  – случайная ошибка или, как еще называют, стохастическое возмущение [5, с. 27].

Параметры  $a$  и  $b$  определяются, как правило, известным методом наименьших квадратов: находится сумма квадратов отклонений или ошибок ( $S$  – sum of squares errors), определяются частные производные этой суммы по  $a$  и  $b$ , приравняются нулю и решается полученная система уравнений относительно  $a$  и  $b$ :

$$S = \sum_{i=1}^n (y_i - a - bx_i)^2; \tag{2}$$

$$\begin{cases} \frac{\partial S}{\partial a} = 0; \\ \frac{\partial S}{\partial b} = 0. \end{cases} \tag{3}$$

Таким образом, найденная по методу наименьших квадратов линия эконометрической модели должна проходить через точку пересечения средних значений соответствующих выборок.

Основой проверки статистического качества найденной эконометрической модели является оценка дисперсии случайной ошибки (стохастического возмущения) уравнения (1).

Для оценки значимости эконометрической модели в целом общая сумма квадратов отклонений переменной  $y_i$  от средневзвешенного  $\bar{y}$  может быть разделена на две части – объясненную и необъясненную:

$$\sum (y_i - \bar{y})^2 = \sum (y_{xi} - \bar{y})^2 + \sum (y_i - y_{xi})^2 \tag{4}$$

Общая сумма квадратов отклонений = Сумма квадратов отклонений, объясненная эконометрической моделью + Остаточная сумма квадратов случайных отклонений

Здесь  $y_{xi} = a + bx_i$  – теоретическое значение результативного признака, найденное по эконометрической модели.

После деления общей суммы квадратов отклонений переменной на «объясненную» и «необъясненную» могут быть рассчитаны критерии оценки качества подбора эконометрической модели. В статистике используются несколько таких критериев. Одним из них является отношение остаточной суммы квадратов случайных отклонений к сумме квадратов отклонений, объясненной эконометрической моделью, которое можно назвать величиной возможной ошибки аппроксимации (приближения к расчетной модели).

Величина возможной ошибки аппроксимации может быть вычислена по формуле

$$E = \frac{\sum (y_i - y_{xi})^2}{\sum (y_{xi} - \bar{y})^2}, \tag{5}$$

Значение  $E = 0$  свидетельствует о том, что наблюдаемые значения  $y_i$  в точности соответствуют найденной эконометрической модели (вся вариация зависимой переменной объясняется моделью). Значение  $E = 1$  указывает на то, что  $y_{xi} = \bar{y}$  и никакая часть вариации  $y_i$  не объясняется моделью.

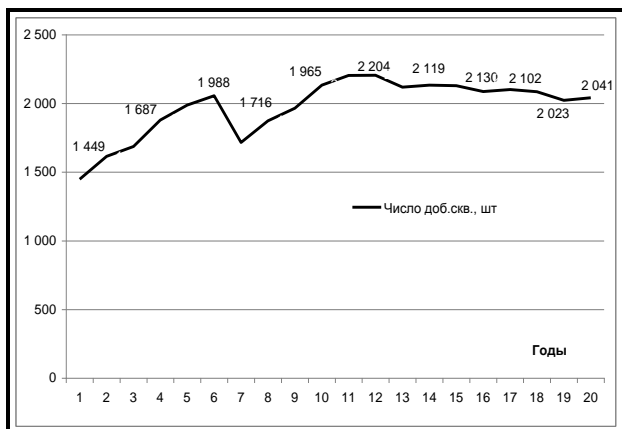
Достоверность аппроксимации (приближения к найденной эконометрической модели) определяется разницей  $(1 - E)$ .

Поэтому в качестве коэффициента, учитывающего вероятность выполнения планового показателя  $y$ , может быть принято значение линейного коэффициента достоверности аппроксимации  $r$ , определяемого по формуле:

$$r = \sqrt{(1 - E)}. \tag{6}$$

В качестве примера приведем расчет вероятного плана объемов добычи нефти по одному из месторождений Западной Сибири, которое разрабатывается с 1984 г. Наиболее стабильным периодом разработки данного месторождения в последние годы является период с 1993 по 2011 гг. (20 лет из всего периода эксплуатации месторождения). Этот период можно принять в качестве базового.

Изменение фонда действующих добывающих скважин с 1993 по 2011 гг. приведено на рис. 1.



**Рис. 1. Изменение фонда действующих добывающих скважин на анализируемом месторождении с 1993 по 2011 гг.**

Представленный временной тренд изменения фонда действующих добывающих скважин по анализируемому месторождению может быть представлен в виде линейной, экспоненциальной, логарифмической, полиномиальной, степенной и гиперболической эконометрических моделей.

Значения величины достоверности аппроксимации ( $1 - E$ ) по каждой эконометрической модели изменения фонда действующих добывающих скважин по этому месторождению сведены в табл. 1, в которой в качестве независимой переменной принято время ( $t$  – расчетный год базового периода). Как видно из табл. 1, наиболее приемлемой для прогнозирования фонда действующих добывающих скважин по анализируемому месторождению является полиномиальная эконометрическая модель. При ее использовании коэффициент, учитывающий вероятность данного показателя в плановом периоде равен 0,894 (возможная ошибка – 10,6%).

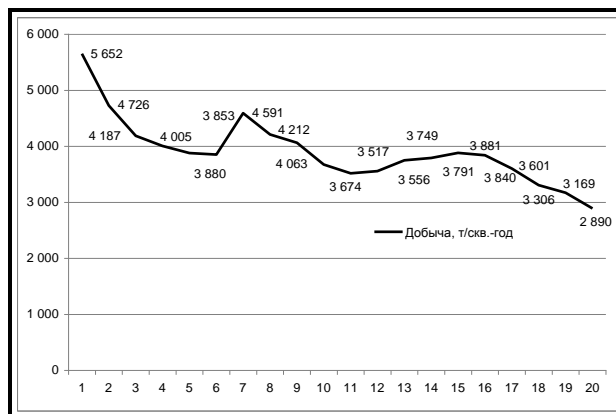
Таблица 1

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЭКОНОМЕТРИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПО АНАЛИЗИРУЕМОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ**

Вид прогнозной модели	Зависимость ( $t$ – расчетный год)	$1 - E$	Кoeffициент $r$
Линейная	$y = 25,38t + 1708$	0,516	0,718
Экспоненциальная	$y = 1698e^{0,013ix}$	0,515	0,718
Логарифмическая	$y = 220,6\ln(t) + 1507$	0,735	0,857
Полиномиальная	$y = -3,659t^2 + 102,2t + 1426$	0,799	0,894
Степенная	$y = 1518t^{0,121}$	0,752	0,867
Гиперболическая	$y = 2116 - 784 / t$	0,703	0,838

По найденным параметрам полиномиальной эконометрической модели число добывающих скважин по анализируемому месторождению на 2012 г. должно составить 1959 скв. (фактически 2016 скв.). Отклонение от расчетного значения – 2,9%, что значительно меньше возможной ошибки.

Изменение среднего дебита в расчете на одну добывающую скважину на данном месторождении в базовом периоде (1992-2011 гг.) представлено на рис. 2.



**Рис. 2. Изменение среднего дебита в расчете на одну добывающую скважину на анализируемом месторождении за 1992-2011 гг.**

Аналогично можно рассчитать величины достоверности аппроксимации ( $1 - E$ ) по каждой эконометрической модели изменения среднегодового дебита на каждую добывающую скважину по данному месторождению (табл. 2).

Таблица 2

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЭКОНОМЕТРИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СРЕДНЕГОДОВОГО ДЕБИТА НА КАЖДУЮ ДОБЫВАЮЩУЮ СКВАЖИНУ ПО АНАЛИЗИРУЕМОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ**

Вид прогнозной модели	Расчетная зависимость	$1 - E$	Кoeffициент $r$
Линейная	$q = -80,59t + 4753$	0,635	0,797
Экспоненциальная	$q = 4780e^{0,02ix}$	0,670	0,819
Логарифмическая	$q = -634\ln(t) + 5250$	0,743	0,862
Полиномиальная	$q = 2,701t^2 - 137,3t + 4961$	0,654	0,809
Степенная	$q = 5337t^{0,15}$	0,718	0,847
Гиперболическая	$q = 3499 + 2271/t$	0,720	0,848

Таким образом, наилучшей для определения среднегодового дебита на каждую добывающую скважину по анализируемому месторождению является логарифмическая эконометрическая модель. При ее использовании коэффициент, учитывающий вероятность данного показателя в плановом периоде равен 0,862 (объем применения методов увеличения нефтеотдачи предполагается таким же, как в базовом периоде). Расчетная величина среднегодового дебита на каждую добывающую скважину по анализируемому месторождению – 3 320 т/скв.-год, фактическая в 2012 г. – 2 937 т/скв.-год (отклонение 11,5%, что меньше возможной ошибки – 13,8%).

При прогнозировании объемов добычи нефти (произведение числа действующих добывающих скважин на среднюю величину дебита) точность расчетов с использованием найденных эконометрических моделей (полиномиальной эконометрической модели при прогнозировании фонда действующих добывающих скважин и логарифмической при прогнозировании среднегодового дебита на каждую добывающую скважину) остается достаточно высокой:  $0,894 * 0,862 = 0,77$ , что объясняется простыми и легко прогнозируемыми трендами по обеим перемножаемым переменным. Но при этом необходимо иметь в виду, что такая точность справедлива

только в том случае, если уровень применения методов увеличения нефтеотдачи остается постоянным.

Последнее замечание касается в основном тех методов увеличения нефтеотдачи, которые производятся в действующих стволах скважин. Методы увеличения нефтеотдачи, которые осуществляются в новых стволах скважин справедливее учитывать в дебитах новых скважин независимо от того, как осуществляется их проходка со старого или нового куста бурения. Аналогично перевод добывающих скважин в нагнетательные означает исключение их из учитываемого вида объектов и наоборот, не говоря уже о фонде бездействующих скважин.

### Литература

1. Буш Дж. Управление финансами в международной нефтяной компании [Текст] / Джеймс Буш, Даниел Джонстон ; пер. с англ. – М. : Олимп-бизнес, 2003. – 432 с.
2. Карпов В.Г. Подготовка информационного обеспечения для принятия решений [Текст] : учеб. пособие / В.Г. Карпов, С.А. Зац. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2005. – 203 с.
3. Методические указания к составлению планов добычи нефти [Текст] : РД-39-17-391-80. – М. : М-во нефтяной и газовой промышленности, 1980. – 14 с.
4. Форест Г. Добыча нефти [Текст] / Грей Форест ; пер. с англ. – М. : Олимп-бизнес, 2004. – 416 с.
5. Эконометрика [Текст] : учеб. / под ред. И.И. Елисейевой. – М. : Финансы и статистика, 2004. – 344 с.

### Ключевые слова

Методы увеличения нефтеотдачи; вероятностный подход; планирование добычи нефти; эконометрическая модель; коэффициент достоверности аппроксимации.

*Бадретдинов Ильшат Айратович*

*Карпов Вячеслав Григорьевич*

### РЕЦЕНЗИЯ

В настоящее время при оперативном планировании производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия проводится подробный и достаточно трудоемкий расчет объемов добычи нефти по всем возможным источникам и мероприятиям, однако определение вероятностей выполнения плана и отдельных его составляющих отсутствует. Причем фактическая успешность отдельных мероприятий не превышает 60% (возможная ошибка планирования – более 40%). При этом благодаря внедрению АСУ ТП и систем сбора и обработки информации в нефтегазодобывающих предприятиях накапливается весьма ценная для планирования опытно-статистическая база, которая в настоящее время слабо используется, а при планировании до сих пор применяются приемы, рекомендованные устаревшими руководящими документами, разработанными еще в конце 1980-х гг.

Авторами рецензируемой статьи предлагается в условиях разработки месторождений на поздних стадиях для планирования добычи нефти использовать вероятностное внутрифирменное планирование, когда основные плановые показатели нефтедобычи принимаются с учетом возможной вероятности их достижения по накопленным данным эксплуатации месторождений. Введение такого вида планирования позволяет прогнозировать возможные риски при выполнении принимаемых плановых показателей, то есть использовать при управлении в нефтедобывающем предприятии элементы риск-менеджмента. В отличие от повсеместно применяемого в настоящее время детерминированного планирования, вероятностное планирование предполагает использование предварительно получаемой информации об ожидаемой вероятности свершения планируемых событий.

В статье приводится пример использования рекомендуемого метода планирования на реальных месторождениях.

Статья рекомендуется к публикации.

*Гайнанов Д.А., д.э.н., профессор, директор Института социально-экономических исследований Уфимского научного центра Российской Академии наук*