

# ПРОГНОЗ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

На основе уравнения материального баланса и нелинейного метода прогноза создана программа «Oil\_predict», позволяющая производить экспресс прогноз добычи нефти, жидкости и закачки воды для пласта месторождения в целом или отдельного его блока, с оценкой эффективности геолого-технических мероприятий. В прогнозных расчетах учитываются свойства и история разработки пласта. Достоверный период прогноза добычи нефти составляет 12 месяцев.

*Ключевые слова:* прогноз добычи нефти, уравнение материального баланса, эффективность геолого-технических мероприятий.

Данная работа посвящена созданию программы на основе уравнения материального баланса и аналитического метода прогноза. Идея проекта состоит в автоматизации прогноза добычи нефти выбранного месторождения и оценка эффективности ввода новой добывающей или нагнетательной скважины, а также перевода добывающей скважины под нагнетание с возможностью корректировки полученных результатов.

На практике для прогноза объемов добычи нефти и жидкости используются различные методы прогноза технико-экономических показателей (ТЭП) разработки месторождения, такие как кривые вытеснения, аналитические методы. В данной работе для более достоверного прогноза добычи нефти используется сочетание аналитической модели и нелинейного метода прогноза.

Аналитическая модель, основанная на уравнении материального баланса для нефтяного месторождения, позволяет использовать физико-емкостные свойства пласта добываемых флюидов, параметры водоносной части горизонта, историю разработки месторождения. Из существующих аналитических методов прогноза было выбрано уравнение (Arps, 1956):

$$q = \frac{q_i}{\left(1 + \frac{a_i \cdot t}{h}\right)^h}, \quad (1)$$

где  $a_i$  – номинальный фактор снижения (скорость изменения дебита со временем);  $h$  – гиперболическая константа (ускорение изменения дебита со временем).

Уравнение (1) может принимать различный вид: экспоненциальный, гармонический и гиперболический в зависимости от значений  $a_i$  и  $h$ . Каждый вид уравнения используется для различных видов месторождений (нефтяных, газоконденсатных или конденсатных) и стадии разработки. Уравнения материального баланса совместно с нелинейным методом прогноза легли в основу программа «Oil\_predict», созданной в оболочке Microsoft Excel.

Для отработки методики прогноза добычи нефти было выбран пласт 2БС<sub>9</sub> Сугмутского месторождения, разрабатываемого Филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Сугмутское месторождение находится на 3 стадии разработки при пластовом давлении выше дав-

ления насыщения. Для этого случая в расчетах используется экспоненциальное уравнение, имеющее вид (2):

$$q = q_i e^{-at} \quad (2)$$

где  $a_i = a = const$  – постоянная величина;  $h \rightarrow \infty$ .

Основываясь на истории разработки, был построен график зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) от накопленной добычи нефти (Рис. 1). По последнему прямолинейному участку строится экспоненциальный тренд позволяющий определить прогнозную зависимость поведения накопленной добычи. Конечное значение накопленной добычи приравнивается к утвержденному значению извлекаемого объема запасов по месторождению. Экспоненциальное уравнение полученной линии тренда и есть искомое выражение, соответствующее формуле (2).

Изменяя геологические параметры месторождения, такие как площадь, эффективная нефтенасыщенность, угол притока, безразмерный радиус водоносного горизонта, происходит адаптация аналитической модели. В процессе адаптации необходимо добиться совпадения расчетных значений пластового давления аналитической модели с реальными значениями, особенно в последние годы разработки (Рис. 2). Полученную адаптированную модель и экспоненциальное уравнение можно применять для прогноза базовой добычи нефти, жидкости и объемов закачки воды при существующей системе разработки выбранного месторождения.

Для подтверждения точности результатов прогноза добычи, рассчитанного с помощью программы «Oil\_predict», использовалась гидродинамическая модель Сугмутского месторождения. Сравнение двух методов показало, что расхождение модельного и программного прогнозов за временной интервал 12 месяцев не превышает 2%. Для сравнения с фактическими значениями базовой добычи в аналитической модели дата прогноза была перенесена на год назад. Расхождение фактических данных и расчетных уровней добычи составило 2% (Рис. 3), что не превышает допустимое значение (Закревский и др., 2008).

С помощью созданной программы возможна оценка следующих мероприятий: эффективность ввода новой добывающей скважины, новой нагнетательной скважины,

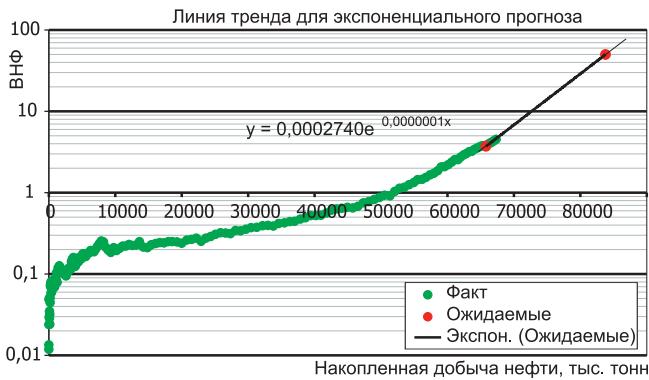


Рис. 1. График зависимости водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти.

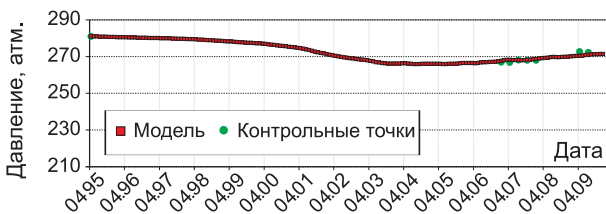


Рис. 2. Адаптация платового давления.

эффективность перевода добывающей скважины под нагнетание, эффективность изменения уровня компенсации.

Для определения эффективности ввода нагнетательной скважины необходимо выбрать интересующий блок или сектор месторождения. Для расчетов был выбран 20 блок Сугмутского месторождения. Для начала расчетов в программу необходимо ввести параметры, характеризующие выбранный участок пласта коллектора. Расчет показал, что в случае запуска скважины 2018 со средней приемистостью 300–350 м<sup>3</sup>/сут дополнительная добыча нефти по окружающим скважинам 2083, 2054Г, 2019 и 431Р составит 617 т за 12 месяцев. Полученные данные подтверждаются расчетами на гидродинамической модели. Расхождение не превышает 5%. В данном случае низкая эффективность мероприятия по формированию компенсации отборов объясняется краевым расположением скважины 2018 и удаленностью ее расположения от окружающих добывающих скважин. По результатам расчета на созданной программе и расчетам на гидродинамической модели мероприятие перевода скважины 2018 Сугмутского месторождения признано не эффективным и не было реализовано.

Опыт применения программы показывает, что для более точного прогноза добычи нефти многопластовых месторождений, необходимо делать прогноз отдельно, по каждому пласту залежи. Применение аналитического метода прогноза возможно при средней обводненности добываемой продукции более 35% (Arps, 1956). Уравнение материального баланса, ввиду своей особенности, требу-

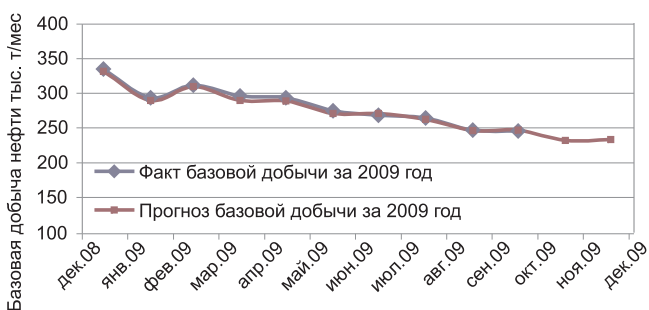


Рис. 3. Сравнение фактических и прогнозных уровней добычи.

ет точных данных по истории разработки и физико-геологических параметров пласта месторождения. Для работы с «Oil\_predict» не требуется знаний дополнительных программ, легко может быть дополнена и доработана по мере необходимости.

Итогом работы стало создание и практическое использование программы «Oil\_predict», позволяющей производить адекватный расчет прогноза уровней добычи на период 12 месяцев и оценку эффективности проведения геолого-технических мероприятий на основе уравнений материального баланса и аналитических методов используя данные по истории разработки и фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора. Расхождение данных, рассчитанных с помощью программы, с данными расчетов на гидродинамической модели составляет 5% для оценки геолого-технических мероприятий и 2% при прогнозировании уровней добычи. Точность расчетов на разработанной программе позволяет продуктивно использовать ее при оперативном анализе разработки месторождений.

## Литература

- Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. Москва: ООО ИПЦ «Маска». 2008. 270.  
Arps J.J. Analysis of decline curves. *AIME*. Vol.160. 1956. 256.

### I.F. Mukhtarullin, R.Z. Yabirov, V.V. Vladimirov. Prediction of oil production and workover effectiveness estimation on basis of analytical methods.

The program “Oil predict” was created using material balance and nonlinear decline curve equations. With the help of program express predictions of oil, liquid production and water injection for the whole oilfield or block of it with determination of workover operations efficiency can be made. During prediction calculations the program takes into account properties and actual production history of oilfield layer. Optimal period of production prediction equals to 12 months.

*Keywords:* prediction of oil production, material balance equation, effectiveness of workover.

#### Мухтаруллин Ильдар Фларитович

Инженер отдела анализа и оптимизации систем разработки месторождений филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: анализ состояния разработки месторождений, анализ геолого-технических мероприятий, гидродинамическое моделирование.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7 9124-24-14-97.



#### Ябиров Рафис Зяудатович

Зам. начальника управления разработки нефтяных и газовых месторождений – зам. главного геолога филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: (34938) 63-176.

