

НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ

УДК 622.276.044

Гусманова Айгуль Гайнуллаевна – к.э.н., доцент (Атырау, Каспийский Государственный Университет Технологий и Инжиниринга им. Ш. Есенова)

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ЭВОЛЮЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Известно, что повышение текущей и конечной нефтеотдачи неразрывно связано с эффективным регулированием процесса разработки нефтяных месторождений, что в свою очередь немислимо без соответствующего контроля за динамикой показателей извлечения нефти.

При этом весьма важным является возможность раннего диагностирования состояния системы (выделение газа, потеря устойчивости фронта вытеснения, вторжение воды в нефтяную зону и т.д.), которое является определяющим при выборе оптимальных вариантов разработки и доработки месторождений.

В такой ситуации практический интерес представляет умение использовать, для решения такого рода задач, имеющуюся промысловую информацию, которой чаще всего являются значения (динамические ряды) суммы дебитов всех скважин $Q(t)$ месторождения и изыскание методов, позволяющих производить как диагностирование состояния залежи, так и прогнозирование текущей и конечной углеводородоотдачи пласта.

Одним из способов повышения надежности диагностирования и прогнозирования технологических процессов, может явиться применение математических моделей с гибкой структурой – в частности моделей, описывающих процесс роста общей (накопленной) добычи нефти $Q^*(t) = \int Q(t)dt$ на реальных нефтяных месторождениях.

Преимущество такого типа моделирования может проявиться в том, что характер поведения накопленной добычи $Q^*(t)$, изменяясь для любой произвольной залежи, несет в себе информацию о конечной углеводородоотдаче пласта, т.е. монотонно возрастая во времени, кривая накопленной добычи, выполаживаясь, стремится к конечному (насыщенному) значению Q_0 , которая соответствует конечным извлекаемым запасам.

Поведение такого рода процессов может быть описано эволюционным дифференциальным уравнением насыщения следующего вида [1]

$$\frac{dQ^*(t)}{dt} = A[Q_0 - Q^*(t)]^\alpha, \quad (1)$$

где A, α – коэффициенты; t – текущее время.

Решения уравнения (1), в зависимости от значения α , описывают соответственно параболическое ($\alpha < 1$), гиперболическое ($\alpha > 1$) или экспоненциальное ($\alpha = 1$) насыщение $Q^*(t)$ до своего предельного значения Q_0 , и имеют следующий вид:

$$Q^*(t) = Q_0 - [(1 - \alpha)(C - At)]^{\frac{1}{1-\alpha}}, \quad \alpha \neq 1 \quad (2)$$

$$Q^*(t) = Q_0 - C \exp(-At), \quad \alpha = 1.$$

Здесь C – постоянная интегрирования.

Прогнозирующая модель, используемая для описания реальных процессов, наряду с вышеотмеченным, должна удовлетворять некоторым общим требованиям, таким как способность гибко реагировать на изменения, происходящие в объекте диагностирования и

прогнозирования, при одновременном осуществлении фильтрации помех и достаточная, для использования на практике, точность прогноза [2].

Эволюционное дифференциальное уравнение (1) и решения (2), отвечающие, в какой-то мере, указанным требованиям, были достаточно успешно использованы при анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений [3, 4].

Однако, учитывая, что нефтяные залежи являются наиболее сложными системами из – за сложной геолого–геофизической структуры, особенности реологии нефтей (что особенно характерно для нефтей Западного Казахстана) и методы разработки и добычи (заводнение с различными добавками ПАВ и полимерных составляющих), в [5, 6] были представлены концепции использования эволюционного моделирования при разработке нефтяных месторождений.

Нефтяное месторождение, являющееся сложной неоднородной залежью, которая насыщена, как правило, реологически сложной нефтью, содержащей растворенный и не только растворенный газ, воду и различные включения, может быть представлено как система, состоящая из достаточно простых подсистем (однородные пропластки).

Исследование сложной системы (сама нефтяная залежь) на основе эволюционного моделирования, неразрывно связана с исследованием простых подсистем, информация о которых поступает, в основном, посредством промысловых данных об изменении количества добываемых жидкости и нефти на эксплуатационных скважинах, а также промысловых данных о закачиваемой воде в залежь.

С целью анализа технологических показателей нефтяных месторождений и прогноза текущей и конечной нефтеотдачи пласта эволюционное дифференциальное уравнение (1), после последовательного логарифмирования, дифференцирования и интегрирования (для фильтрации помех), приводится к следующему виду

$$\frac{\sum_{i=0}^t \left[\sum_{j=0}^t Q_j(t) \Delta t \right]_i \Delta t}{t} = Q_0 + \alpha \frac{\sum_{i=0}^t \left[\frac{Q^2(t)}{\dot{Q}(t)} \right]_i \Delta t}{t}, \quad (3)$$

где $\dot{Q}(t)$ – первая производная суммы дебитов нефти всех скважин.

В зависимости (3) интегралы заменены суммами, поскольку поступающая информация замеров добычи нефти дискретна.

Уравнение (3) является уравнением прямой линии в координатах $Y = \frac{\sum_{i=0}^t \left[\sum_{j=0}^t Q_j(t) \Delta t \right]_i \Delta t}{t}$ и $X = \frac{\sum_{i=0}^t \left[\frac{Q^2(t)}{\dot{Q}(t)} \right]_i \Delta t}{t}$, угол наклона которой характеризует показатель

роста α , а пересечение прямой с осью ординат определяет конечную нефтеотдачу пласта.

С целью апробации метода эволюционного моделирования применительно к нефтяным месторождениям, по уравнению (3) были обработаны данные по добыче нефти, жидкости и закачке воды на месторождении Узень, которая является наиболее характерным для месторождений Западного Казахстана.

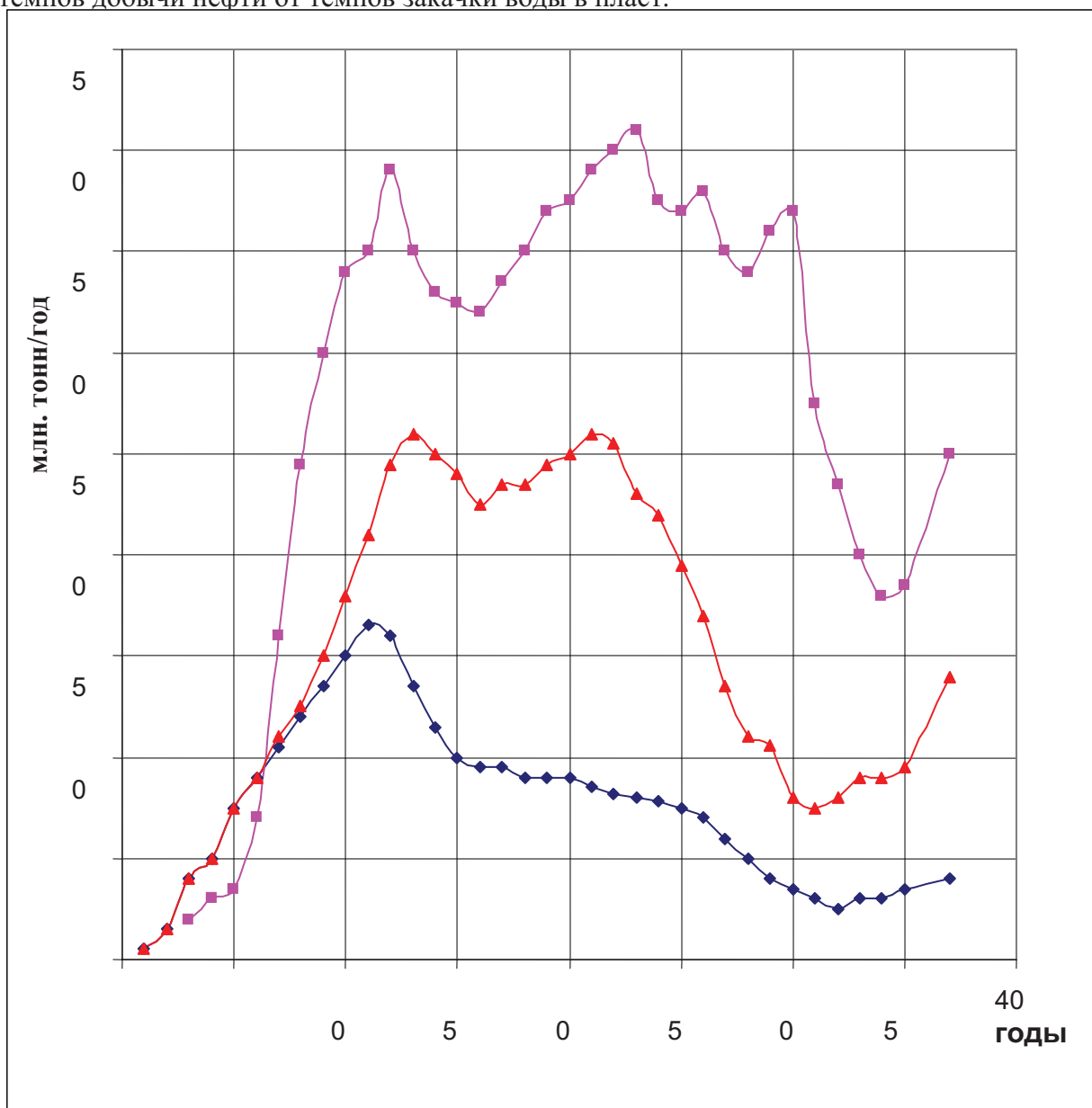
Рассматриваемое нефтяное месторождение Узень было введено в эксплуатацию в 1967 году и практически, одновременно разработку залежи начали вести с площадным заводнением.

Динамика изменения ежегодной добычи нефти, общей жидкости и закачки воды, а также графики ежегодного изменения среднесуточных дебитов нефти, общей жидкости на одну скважину и процента обводненности продукции скважин представлены, соответственно, на рисунках 1 и 2, где нулевые точки на осях абсцисс соответствуют 1965 году [7].

Анализ поведения кривых «добыча нефти», «добыча общей жидкости», «количество закачиваемой в пласт воды» позволяет сделать некоторые предварительные выводы о влиянии темпов закачки на формирование линии добычи нефти.

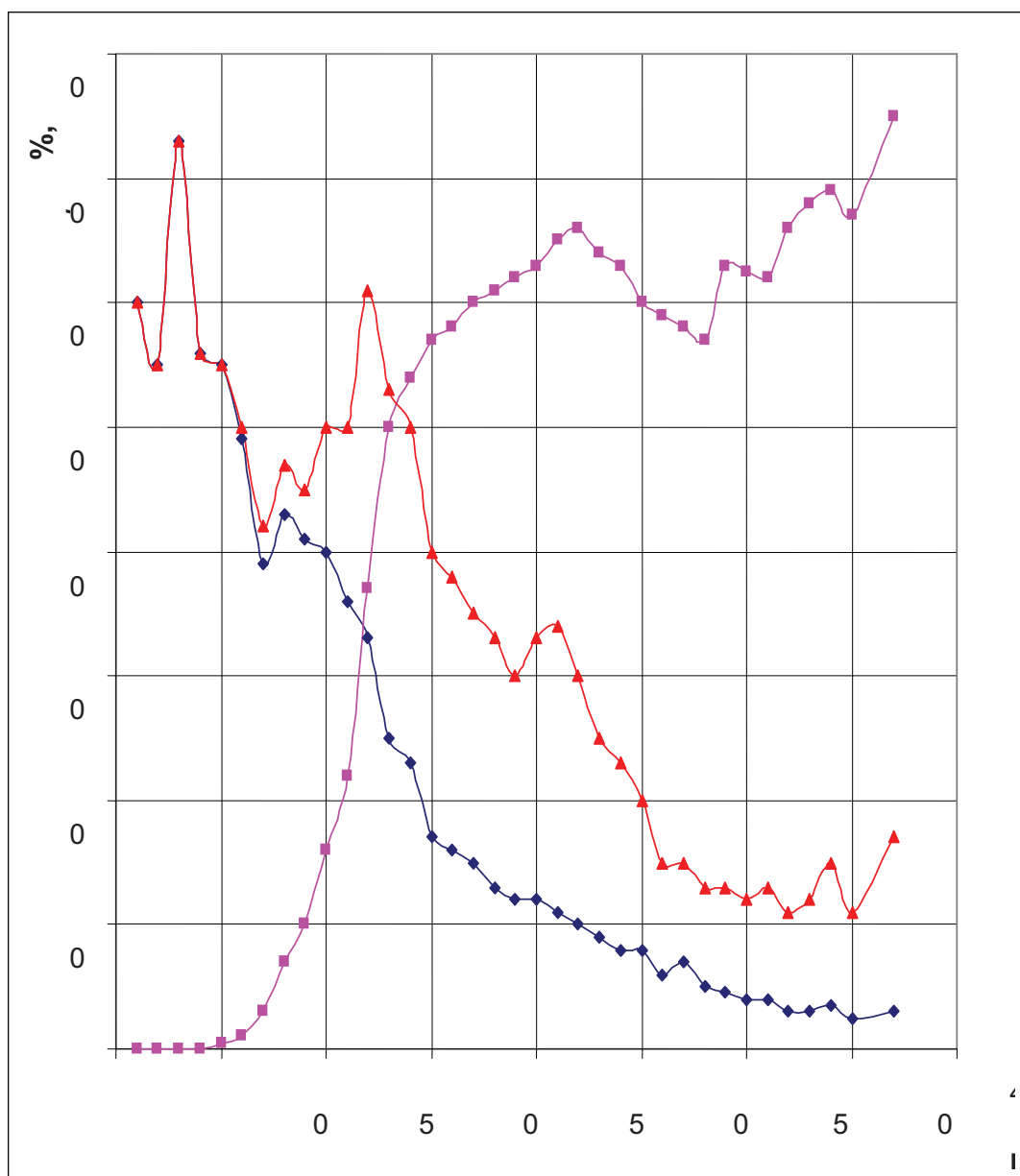
Так, из рисунков 1 и 2, где изображены указанные кривые видно, что формирование нарастающего периода добычи нефти происходит именно благодаря искусственно созданному водонапорному режиму. Несмотря на то, что практически с начала эксплуатации в продукции скважин появляется вода, ее количество (вплоть до точки максимальной добычи нефти в 26 миллионов тонн в 1977 году, т.е. после 10 лет эксплуатации) не превышало 8%.

Из рисунков также видно, что наблюдается определенная корреляционная связь темпов добычи нефти от темпов закачки воды в пласт.



◆ – добыча нефти, миллион тонн/год; ▲ – добыча общей жидкости, миллион тонн/год; ■ – закачка воды в залежь, миллион тонн/год

Рисунок 1. Динамика изменения ежегодной добычи нефти, общей жидкости и закачиваемой в пласт воды



◆ – дебит нефти на одну скважину, тонн/сутки; ▲ – дебит общей жидкости на одну скважину, тонн/сутки; ■ – процент обводненности продукции скважин, %

Рисунок 2. Динамика изменения среднесуточных дебитов нефти, общей жидкости на одну скважину и процента обводненности продукции скважин

Однако, наряду с этим, определенные трудности представляют, на основе имеющейся информации, априори проследить, как отразятся та или иная техника – технологические мероприятия на состоянии разрабатываемого месторождения, а также текущей и конечной нефтеотдаче залежи.

Поэтому представляет интерес, с учетом эволюционной модели (1) и преобразованного уравнения (3), на основе обработки промысловых данных по суммарным добычам нефти и общей жидкости, а также количества закачиваемой воды, в соответствующих координатах плоскости трансформантов $Y - X$, количественно

проследить за формированием отдачи пласта, выявить и усилить информацию о тех или иных процессах протекающих в пласте на различных стадиях разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

На основе преобразованного уравнения (3), были проведены обработки промысловых данных (рисунок 1) динамик изменения ежегодной добычи нефти, общей жидкости и закачиваемой в пласт воды.

В результате анализа полученных результатов показано, что после 10 – 12 лет начала разработки происходит снижение объемов добычи, как нефти, так и общей жидкости, которое связано, по всей вероятности, со снижением объемов закачки воды.

Вместе с этим установлено существенное влияние изменения темпов роста закачки воды в пласт на величину показателя степени α в эволюционной модели насыщения, при этом выявлено, что изменение величины показателя степени α с плюса на минус и, наоборот, в большей мере совпадает с периодами изменения темпов добычи нефти, нежели добычи всей продукции.

В дальнейшем, после 15 лет разработки, увеличение темпов закачки воды в залежь несколько снизила темпы падения добычи нефти, в то время как объемы добычи общей продукции, на последующий пятилетний период возросли, после чего эти объемы также начали падать.

По всей вероятности, снижение темпов падения добычи нефти и формирование реальной нефтеотдачи начинается с момента начала движения нефти из ранее застойных областей углеводородов.

Можно предполагать, что до этого момента формирование отдачи пласта происходило под влиянием, созданных рядами разрезающих нагнетательных скважин самостоятельных блоков разработки, которые были совершенствованы образованием полей ступенчато-термального, фигурного и очагового заводнений, а также участков раздельной разработки высоко и низкопроницаемых зон в некоторых блоках эксплуатации.

Кроме того, в результате расчетов показано, что, начиная с 19-го года эксплуатации (1984 год) улучшаются прогнозные оценки, так на четвертом участке спрямления прогноз составляет 220 миллионов тонн, а на пятом участке спрямления прогноз составляет 275 миллионов тонн. Здесь необходимо отметить, что пятый участок спрямления относится к 22 – 25 годам (1987 – 1990 годы) эксплуатации залежи, в то время как известно, за 37 лет эксплуатации (2002 год) было добыто около 273 миллионов тонн нефти.

Сравнение прогнозной оценки суммарной добычи нефти, с реальной величиной суммарно добытой нефти на 2002 год, позволяет считать вполне удовлетворительную прогнозную оценку за 12 лет вперед.

Последующий последний прямолинейный участок показал, что величина прогнозной оценки достигает приблизительно 325 миллионов тонн, которая соответствует вполне реальным оценкам [7].

В заключение автор приносит свою признательность профессору Р.М. Саттарову за постановку задачи и обсуждение полученных результатов, а также В.Н. Бабашеву за помощь при сборе, систематизации данных и проведении расчетов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пешель М. Моделирование сигналов и систем. М., Мир, 1981, 300 с.
2. Чуев Ю.В., Михайлов Ю.Б., Кузьмин В.П. Прогнозирование количественных характеристик процессов. М., Советское радио, 1975, 398 с.
3. Садых – заде Э.С., Саттаров Р.М., Худиев М.С. Анализ разработки газовых и газоконденсатных месторождений на основе эволюционного моделирования. Нефть и Газ, 1985, № 4, с. 33 – 38.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М., Недра, 2003, 880 с.