Р.Я. Кучумов, А.С. Матвеев

АЛГОРИТМ УЧЕТА АВАРИЙНОГО ВЫБЫТИЯ СКВАЖИН ПРИ ВЫБОРЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

При проектировании и выборе рациональной системы разработки нефтяных месторождений обязательно следует учитывать аварийное выбытие скважин. По объективным и субъективным причинам проектируют низкие темпы отбора извлекаемых запасов нефти в пределах уже разбуренной и эксплуатируемой части нефтяных месторождений, но при этом не принимают во внимание ограниченную долговечность скважин и хаотический характер их аварийного выбытия по площади нефтяных месторождений. На основе известных уравнений добычи нефти предложен алгоритм учета такого выбытия при выборе рациональной системы разработки и представлены результаты использования разработанного программного продукта.

Аварийное выбытие скважин, рациональная система разработки, снижение долговечности, относительный дебит нефти, темп отбора, извлекаемые запасы, среднее время работы скважины, извлекаемые запасы нефти, скважины-дублеры.

При проектировании и выборе рациональной системы разработки нефтяных месторождений обязательно следует учитывать аварийное выбытие скважин [1–3].

По тем или иным объективным и субъективным причинам проектируют низкие темпы отбора извлекаемых запасов нефти в пределах уже разбуренной и эксплуатируемой части нефтяных месторождений, но при этом не учитывают фактическое ограниченное время существования скважин — их ограниченную долговечность и хаотический характер аварийного выбытия скважин по площади нефтяных месторождений.

Другой причиной резкого снижения долговечности (с 30 до 10–20 лет) скважин, эксплуатирующих высокопродуктивные нефтяные пласты, может быть применение слишком густой сетки, что приводит к огромной избыточной производительности и в течение многих лет обеспечивает плановую добычу нефти небольшой частью пробуренных скважин. Соответственно остальная, значительная часть скважин не используются и не уделяется достаточного внимания их текущему и капитальному ремонту, а в итоге происходит их преждевременное аварийное выбытие.

Введем следующие обозначения: рассматриваемый текущий момент времени (отсчет времени от начала процесса) — t, годы; средняя долговечность скважины — $T_{\text{с}}$, годы; текущий дебит нефти рассматриваемой залежи (или достаточно большой совокупности совместно работающих добывающих и нагнетательных скважин) — q, т/год; амплитудный (начальный максимальный) дебит этой же нефтяной залежи (совокупности скважин) — q_0, т/год, начальные извлекаемые запасы нефти залежи — Q_0, т; n_0 и n — начальное и текущее число работающих скважин; K_3 — суммарный отбор нефти и F — расчетный суммарный отбор жидкости за время разработки нефтяной залежи в долях ее подвижных запасов нефти.

Будем рассматривать фиксированные условия разработки нефтяной залежи, когда все добывающие и нагнетательные скважины в начальный мо-

мент времени $t = 0$ были одновременно введены в работу и затем работали с постоянным забойным давлением (добывающие скважины с забойным давлением $p_{\text{сэ}}$, которое равно или выше давления насыщения нефти газом: $p_{\text{сэ}} \geq p_{\text{нас}}$; нагнетательные скважины с забойным давлением $p_{\text{сн}}$, которое ниже давления гидроразрыва пласта: $p_{\text{сн}} < p_{\text{грп}}$); каждая добывающая скважина стабильно работает до достижения заданной предельной обводненности жидкости, после чего ее выключают из работы; также стабильно работают нагнетательные скважины, которые выключают из работы после выключения их добывающих. При этом (при стабильной разности забойных давлений $p_{\text{сн}} - p_{\text{сэ}} = \text{const}$) динамика добычи нефти рассматриваемой нефтяной залежи зависит только от зональной неоднородности (наблюдающейся между скважинами и их эксплуатируемыми зонами) и послойной неоднородности (наблюдающейся по скважинам и в пределах их зон) нефтяных пластов; пока не учитываем ограниченную долговечность скважин (предполагая долговечность скважин неограниченно большой), хаотическое их выбытие и неоднородность скважин по случившейся продолжительности работы.

При таких фиксированных условиях разработки нефтяной залежи ее дебит нефти q в момент времени t представляется следующей формулой [2]:

$$q = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t}, \tag{1}$$

текущее число работающих скважин:

$$n = n_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \frac{K_3}{2F}}. \tag{2}$$

В этих условиях формула числа выбывших скважин, выполнивших свою технологическую задачу по основному эксплуатационному объекту, которые можно использовать для разработки другого вышележащего возвратного эксплуатационного объекта, имеет следующий вид:

$$\Delta n = n_0 - n = n_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \frac{K_3}{2F}} \right). \tag{3}$$

При учете ограниченной долговечности скважин $T_{\text{с}}$ доля сохранения текущего дебита нефти и текущего числа работающих скважин представляется следующей формулой:

$$\sigma = e^{-\frac{t}{T_{\text{с}}}}. \tag{4}$$

С учетом этой доли получаются формулы текущего дебита нефти и текущего числа работающих скважин рассматриваемой нефтяной залежи (основного эксплуатационного объекта):

$$q = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t} \cdot \sigma = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \left(1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_{\text{с}}} \right)}; \tag{5}$$

$$n = n_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \frac{K_3}{2F}} \cdot \sigma = n_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \left(\frac{K_3}{2F} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_{\text{с}}} \right)}, \tag{6}$$

при этом число выбывших из работы скважин (по основному объекту) будет

$$n_0 - n = n_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \left(\frac{K_3}{2F} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \right)} \right), \tag{7}$$

но число скважин, пригодных для дальнейшего использования (для перевода на возвратный объект), будет гораздо меньше, поскольку из общего выбытия скважин надо исключить аварийное выбытие, доля которого равна

$$\frac{\frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}{\frac{K_3}{2 \cdot F} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}. \tag{8}$$

С учетом этого число скважин, пригодных для дальнейшего использования (для перевода на возвратный объект), будет

$$\Delta n_0 = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot \frac{2 \cdot F}{K_3}} \cdot n_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \left(\frac{K_3}{2F} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \right)} \right). \tag{9}$$

Для понимания сути процесса ввода в разработку возвратного эксплуатационного объекта за счет освободившихся скважин основного эксплуатационного объекта необходимо рассмотреть результаты расчетов для часто наблюдающихся условий, когда расчетная доля нефти в суммарном отборе жидкости равна $\frac{K_3}{F} = 0{,}5$. В этих расчетах были использованы формула относительного дебита нефти по основному объекту

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \left(1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \right)} \tag{10}$$

и формула доли скважин основного объекта, доступных для перевода на возвратный объект

$$\frac{\Delta n_0}{n_0} = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot 4} \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} t \left(\frac{1}{4} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \right)} \right). \tag{11}$$

Без дублирования аварийно выбывших скважин предельная доля использования потенциально возможных извлекаемых запасов нефти

$$\Delta_Q = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}, \tag{12}$$

предельная доля перевода скважин основного эксплуатационного объекта на возвратный эксплуатационный объект

$$\Delta_m = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot \frac{2 \cdot F}{K_3}}. \tag{13}$$

При планируемом годовом темпе отбора извлекаемых запасов нефти $\frac{q}{Q_0}$ технологически необходимое среднее время работы скважины равно

$$T_{\text{ср}} = \frac{q_0}{Q_0} \cdot \frac{2 \cdot F}{K_3}. \qquad (14)$$

При фактической средней долговечности скважины $T_{\text{с}}$ общее число скважин, которое придется пробурить на нефтяной залежи, будет больше n_0 — числа скважин по проектной сетке не менее чем в v_n раз:

$$v_n = \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_{\text{с}}} \cdot \frac{2 \cdot F}{K_3}. \qquad (15)$$

Но чтобы радикально уменьшить бурение скважин-дублеров, с коэффициентом v_n, равным единице, фактическая долговечность скважин должна быть равна:

$$T_{\text{ср}} = \frac{Q_0}{q_0} \cdot \frac{2 \cdot F}{K_3}. \qquad (16)$$

Если не удается достигнуть необходимых повышенных и высоких величин годового темпа отбора извлекаемых запасов нефти $\frac{q_0}{Q_0}$ и долговечности скважин $T_{\text{с}}$, то надо проектировать бурение скважин-дублеров, для чего ежегодно производить необходимые амортизационные отчисления (в размере $\frac{1}{T_{\text{с}}} \cdot З_{\text{к}}$, где $T_{\text{с}}$ — долговечность скважины, $З_{\text{к}}$ — капитальные затраты на строительство скважин проектной сетки).

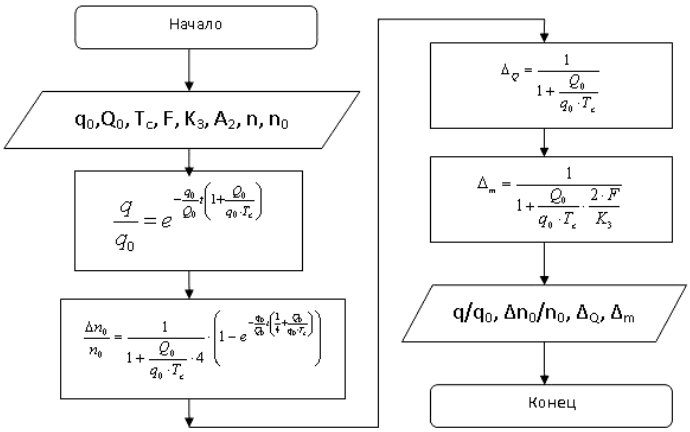

Рис. 1. Блок-схема алгоритма для учета аварийного выбытия скважин

Разработанный алгоритм метода учета аварийного выбытия скважин реализован в среде программирования Borland Delphi 7. Блок-схема алгоритма приведена на рис. 1. Программный продукт позволяет: определить относи-

тельный дебит нефти по основному объекту; рассчитать доли скважин основного объекта, доступных для перевода на возвратный объект; определить предельные доли использования потенциально возможных извлекаемых запасов нефти; предельную долю перевода скважин основного эксплуатационного объекта на возвратный эксплуатационный объект; построить графики зависимости относительного дебита от долговечности.

Далее приведены результаты использования разработанного программного продукта при решении задачи учета аварийного выбытия скважин. Пусть темп отбора запасов нефти на исследуемом месторождении равен 0,1 ед./год, качество строительства и эксплуатации скважин вполне удовлетворительное и равно 40 лет. Также введем понятие текущего момента времени (отсчет времени от начала процесса) равным 5 годам.

После ввода данных программа выполняет расчеты и выводит результат (рис. 2).

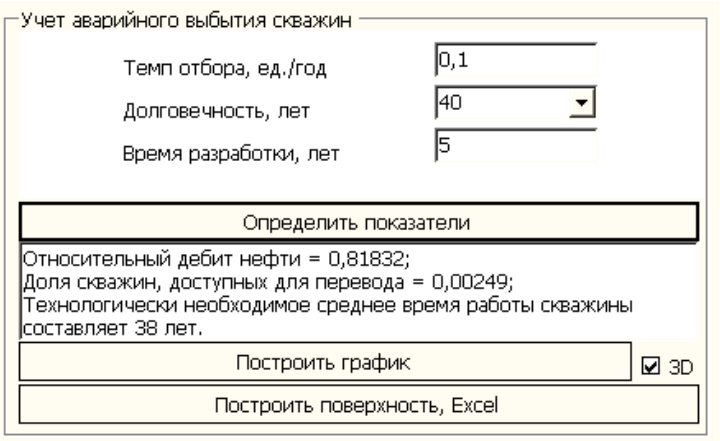

Рис. 2. Результат расчета по учету выбытия скважин

Полученные результаты показали достаточно высокий уровень относительного дебита нефти 0,82 и низкую долю скважин, доступных для перевода,— 0,0025, что в случае, если на основном объекте действуют 1000 скважин, равно примерно 2–3 скважинам. Следовательно, действующую систему разработки можно признать рациональной и не подвергать значительным изменениям при дальнейшем проектировании.

Также для определения зависимости относительного дебита скважины параметров были выполнены расчеты для нескольких значений долговечности скважин и темпа отбора извлекаемых запасов. Результаты расчетов представлены на рис. 3–5.

Анализ результатов, представленных в таблице и на графиках, показывает, что при низком годовом темпе отбора извлекаемых запасов нефти по основному объекту нельзя планировать последующее использование скважин этого объекта для разработки вышележащих малопродуктивных нефтяных пластов, выделяя эти пласты в возвратный эксплуатационный объект, ибо возврат оказывается практически невозможным.

	A	B	C	D	E	F
1		0,001	0,003	0,006	0,1	0,3
2	10	0,9048	0,7408	0,5768	0,3679	0,0498
3	30	0,7408	0,4066	0,1724	0,0498	0,0001
4	50	0,4066	0,2231	0,0896	0,0273	0,0001
5	100	0,3679	0,0498	0,0001	0,00005	0
6						
7						

Рис. 3. Результаты расчета для нескольких значений параметров

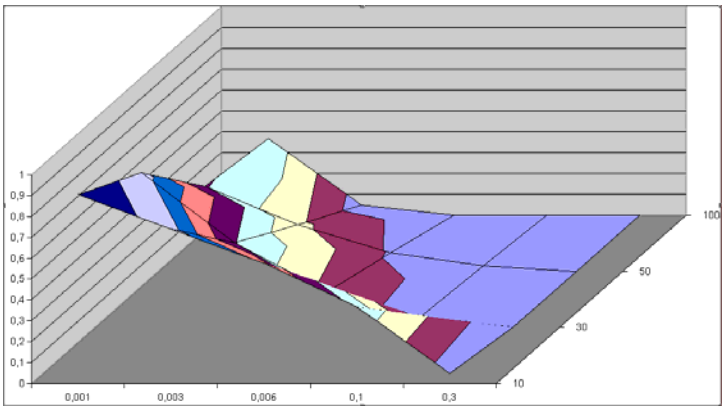

Рис. 4. Зависимость относительного дебита скважины от долговечности и темпа отбора

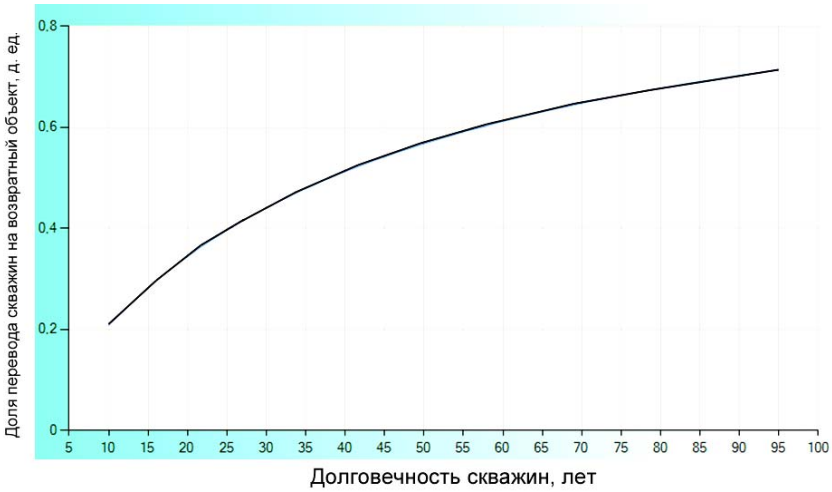

Рис. 5. График зависимости доли перевода скважин от долговечности

Для достижения удовлетворительной извлекаемости запасов нефти необходимо значительное увеличение долговечности скважин или неоднократное дублирование аварийно выбывших скважин. При заложенном в проекте годо-

вом темпе отбора извлекаемых запасов нефти, равном 0,1, технологически необходимое среднее время работы скважины равно 38 лет.

Если не удается достигнуть необходимых повышенных и высоких величин годового темпа отбора извлекаемых запасов нефти и долговечности скважин, то следует проектировать бурение скважин-дублеров, для чего ежегодно производятся необходимые амортизационные отчисления.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Лысенко В.Д.* Аналитическая методика проектирования разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 7–9.
2. *Лысенко В.Д., Грайфер В.И.* Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра — Бизнесцентр. 2005. 607 с.
3. *Донцов К.М.* Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 360 с.

R.Ya. Kuchumov, A.S. Matveyev

AN ALGORITHM OF ACCOUNTING FOR EMERGENCY CONVERSION OF WELLS UNDER SELECTION OF AN EFFICIENT DEVELOPMENT SYSTEM

Under projecting and selecting of an efficient development system, one should necessarily consider an emergency conversion of wells, actually occurring during development of oilfields. For some objective or subjective reasons, they tend to project a low rate of oil recovery within the already drilled out and operated part of oilfields without a simultaneous accounting for a practically limited time of wells' existence, i.e. their limited lifespan, and hence, a chaotic nature of emergency conversion of wells through the oilfields' area. Basing on the famous equations of oil production, the article supplies an algorithm of accounting for emergency conversion of wells under selection of an efficient development system, and an outcome of using a developed software product.

Emergency conversion of wells, efficient system of development, reduction of service life, relative oil output, recovery rate, recoverable reserves, average well operation time, recoverable oil, replacement wells.