

Р.Я. Кучумов, А.С. Матвеев

АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

Поставлена задача оценки на исследуемом месторождении по фактическим данным (динамики бурения и ввода в эксплуатацию скважин, добычи нефти и жидкости, числа работающих скважин) эффективности мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти. На основе известных уравнений добычи нефти предложен алгоритм определения технологической эффективности проектных мероприятий и разработан программный продукт.

Уравнение добычи нефти, технологическая эффективность, фактические данные, проектные мероприятия, улучшение конструкций, отбор запасов нефти, коэффициент сетки, коэффициент надежности, коэффициент вытеснения

Пусть на исследуемом нефтяном месторождении известны данные по динамике бурения и ввода в эксплуатацию скважин по годам, добыче нефти и жидкости, числу работающих скважин. Такие фактические данные имеются как до проведения мероприятий по увеличению объемов добычи нефти и нефтеотдачи пластов, так и после их проведения. Требуется обосновать эффективность проводимых мероприятий в соответствии с проектом разработки, а затем оценить эффективность дополнительных мероприятий.

Для достижения поставленной цели использованы уравнения разработки нефтяной залежи, в том числе уравнение добычи нефти [1]

$$q^{(t)} = q_0^{(t)} \cdot \left(1 - \frac{Q_D^{(t)}}{Q_0^{(t)}} \right), \quad (1)$$

где $q^{(t)}$ — дебит нефти разрабатываемой залежи в t -й момент времени или в t -м году (на середину t -го года); $q_0^{(t)}$ — амплитудный дебит в t -м году; $Q_D^{(t)}$ — накопленный отбор нефти к середине t -го года; $Q_0^{(t)}$ — введенные в разработку извлекаемые запасы нефти также к середине t -го года.

Амплитудный дебит, в свою очередь, зависит от $\eta_{\text{ср}}$ — среднего коэффициента продуктивности скважин, $n_0^{(t)}$ — числа пробуренных и введенных в эксплуатацию скважин и $(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})$ — разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин от φ — функции относительной производительности проектной скважины и других факторов:

$$q^{(t)} = \tau \cdot \eta_{\text{ср}} \cdot n_0^{(t)} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) \cdot \varphi \cdot \xi, \quad (2)$$

где новые обозначения: τ — число дней работы скважины в году; ξ — поправочный понижающий коэффициент, учитывающий отрицательное влияние зональной неоднородности пластов и необходимость обеспечения 90%-ной надежности проектной добычи нефти. Функция относительной производительности скважины может иметь вид:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu^*} + \frac{1}{m_1}} \cdot \frac{1}{1+m}, \quad (3)$$

где μ^* — соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях; m — соотношение добывающих и нагнетательных скважин; m_1 — соотношение добывающих скважин первой орбиты и нагнетательных скважин, причем $m_1 < m$.

Следующим по важности является уравнение добычи жидкости [2]

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0; \quad (4)$$

$$q_F^{(t)} = q_0^{(t)} \cdot \left(1 - \frac{Q_{FD}^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}} \right), \quad (5)$$

где $q_{F2}^{(t)}$ и $q_F^{(t)}$ — весовой и расчетный дебиты жидкости в t -й момент времени или в t -м году; μ_0 — коэффициент различия физических свойств (учет различия плотности и подвижности) нефти и вытесняющего агента; $Q_{FD}^{(t)}$ и $Q_{F0}^{(t)}$ — соответственно расчетный накопленный отбор жидкости и введенные в разработку расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости к середине t -го года.

Введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти $Q_0^{(t)}$ и расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости $Q_{F0}^{(t)}$ выражаются через величину подвижных запасов нефти $Q_\pi^{(t)}$ по формулам:

$$Q_0^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot K_3; \quad (6)$$

$$Q_{F0}^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot F, \quad (7)$$

где K_3 — коэффициент использования подвижных запасов нефти $Q_\pi^{(t)}$; F — расчетный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти $Q_\pi^{(t)}$; величины K_3 и F определяются по следующим формулам:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A; \quad (8)$$

$$F = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot \ln \frac{1}{1-A}; \quad (9)$$

$$K_3 = K_{3K} - (K_{3K} - K_{3H}) \cdot e^{\frac{F-K_{3H}}{K_{3K}-K_{3H}}}; \quad (10)$$

$$K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; \quad (11)$$

$$K_{3K} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}; \quad (12)$$

$$V^2 = \frac{0,95 - 1,2 \cdot \theta}{4,2 \cdot \theta - 0,25}; \quad (13)$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}, \quad (14)$$

где A и A_2 — соответственно расчетная предельная и весовая предельная доли вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважины; K_{3H} — доля отбора подвижных запасов нефти за безводный период эксплуатации средней добывающей скважины; K_{3K} — потенциально возможная доля отбора подвижных запасов нефти по той же добывающей скважине, определяемая путем экстраполяции линейного отрезка до пересечения с осью накопленного отбора нефти; V^2 — показатель расчетной послойной неоднородности эксплуатируемых нефтяных пластов или показатель общей неравномерности вытеснения нефти агентом в добывающую скважину; $\theta = \frac{K_{3H}}{K_{3K}}$ — также показатель неравномерности вытеснения нефти, определяемый по фактическому обводнению нескольких добывающих скважин.

Самая главная зависимость K_3 — текущей доли отбора подвижных запасов нефти от величины A . Текущая расчетная доля агента устанавливается индивидуально по отдельным добывающим скважинам, а затем усредняется и присваивается средней добывающей скважине.

Подвижные запасы нефти $Q_{\pi}^{(t)}$ определяются по балансовым геологическим запасам нефти с учетом коэффициентов K_1 , K_2 и K_4 . Первый из них, K_1 , называется коэффициентом сетки. Он учитывает влияние плотности проектной сетки скважин на фоне зональной неоднородности и прерывистости нефтяных пластов и представляется следующей формулой:

$$K_1 = e^{-\frac{\omega^2}{d^2} S^1}, \quad (15)$$

где ω — прерывистость или доля неколлектора по площади распространения обособленных нефтяных слоев и пластов; d — характерный линейный размер или шаг хаотической изменяемости; S^1 — нефтяная площадь, приходящаяся на одну скважину.

Второй коэффициент, K_2 , называется коэффициентом вытеснения, определяется в лабораторных условиях на образцах породы нефтяных пластов. При вытеснении нефти водой K_2 обычно бывает в пределах от 0,5 до 0,8.

Третий коэффициент, K_4 , называется коэффициентом надежности системы разработки нефтяной залежи, учитывает ограниченную долговечность и хаотичность аварийного выхода из строя скважин. При отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин, этот коэффициент определяется следующей формулой:

$$K_4^0 = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}. \quad (16)$$

Из формулы (16) видно, что чем качественнее построены скважины, тем больше их долговечность T_c , амплитудный дебит q_0 , темп отбора потенциальных извлекаемых запасов нефти, и чем меньше среднее время отбора этих запасов нефти $T_{cp} = \frac{Q_0}{q_0}$, тем выше K_4^0 — коэффициент надежности системы.

Блок-схема алгоритма определения технологической эффективности мероприятий приведена на рис. 1. Данный алгоритм реализован в среде программирования Borland Delphi 7 и позволяет определить коэффициент надежности системы разработки нефтяной залежи, коэффициент сетки, предельную долю агента и параметры коэффициента использования подвижных запасов нефти и т.д. Разработанный программный продукт использован для определения технологической эффективности мероприятий.

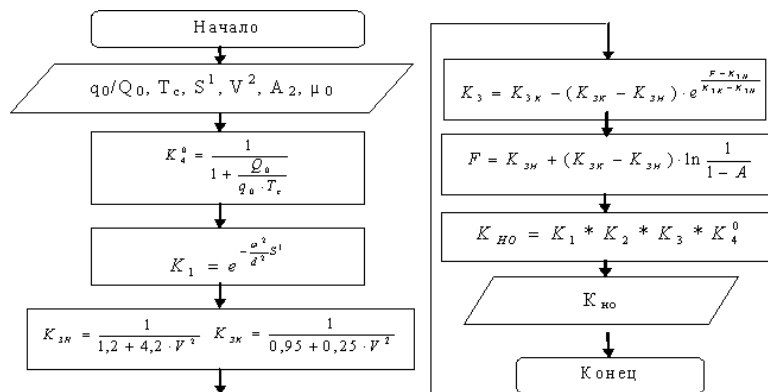


Рис. 1. Блок-схема алгоритма определения технологической эффективности мероприятий

Темп отбора запасов нефти на исследуемом месторождении равен 0,1 ед./год, качество строительства и эксплуатации скважин вполне удовлетворительное и равно 40 лет. Средняя плотность сетки скважин известна и равна 16 га. Коэффициент вытеснения равен 0,66.

После выполнения расчета программа выдает коэффициент нефтеотдачи, равный 0,4 (рис. 2). Если уменьшить плотность сетки скважин вдвое — с 16 до 32 га/скв. и соответственно уменьшить темп отбора — с 0,1 до 0,05 ед./год, то коэффициент нефтеотдачи становится равным 0,32, т.е. снижается в 1,25 раза (рис. 3).

Для полноты картины определим значения коэффициента надежности системы разработки при различных значениях плотности сетки скважин и темпа отбора нефти, а также коэффициент нефтеотдачи пластов при условии, что остальные параметры остаются неизменными. Полученные результаты можно выгрузить в Excel, они отображены на рис. 4–6 в виде таблицы Excel, графиков соответствующих зависимостей и в виде поверхности.

Определение технологической эффективности мероприятий

Темп отбора, 1/год

Долговечность, лет

Площадь на скв, га

К-нт вытеснения, д. ед.

Определить нефтеотдачу

Коэффициент нефтеотдачи = 0,4

Построить график **Построить поверхность, Excel**

☒ К4 от Т ☐ Кно от Т ☒ 3D

Рис. 2. Результат определения технологической эффективности проведенных мероприятий

Определение технологической эффективности мероприятий

Темп отбора, 1/год

Долговечность, лет

Площадь на скв, га

К-нт вытеснения, д. ед.

Определить нефтеотдачу

Коэффициент нефтеотдачи = 0,32

Построить график **Построить поверхность, Excel**

☒ К4 от Т ☐ Кно от Т ☒ 3D

Рис. 3. Результат определения технологической эффективности проведенных мероприятий

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1		20	30	40	50	60	70	80	90
2	64	0,2	0,2727	0,333	0,3846	0,4286	0,4667	0,5048	0,5429
3	48	0,3333	0,4286	0,5	0,5556	0,6	0,6364	0,6728	0,7092
4	32	0,4289	0,5294	0,6	0,6522	0,6933	0,7241	0,7549	0,7857
5	16	0,6	0,6923	0,75	0,7895	0,8182	0,84	0,8618	0,8836
6									

Рис. 4. Результаты расчета для различных показателей

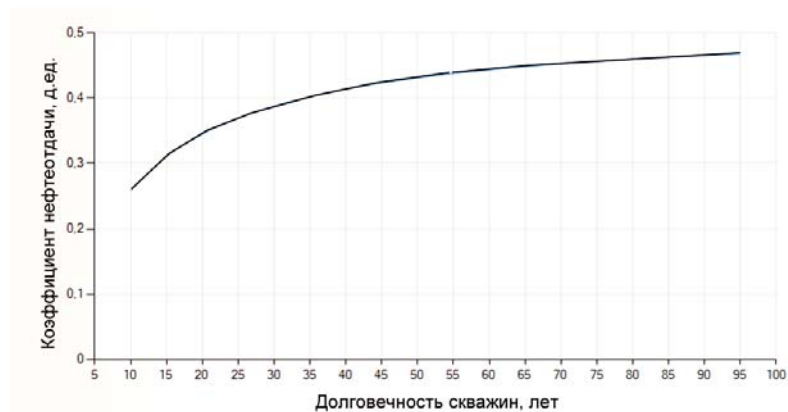


Рис. 5. График зависимости коэффициента нефтеотдачи от долговечности

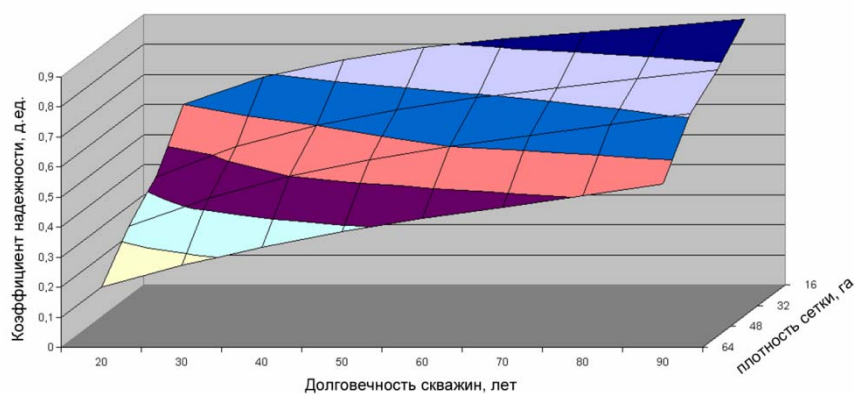


Рис. 6. Зависимость коэффициента надежности от плотности сетки и долговечности скважин

Представленные на рис. 4–6 результаты, во-первых, соответствуют данным по многим реальным разрабатываемым нефтяным залежам и месторождениям, во-вторых, являются количественной иллюстрацией различных сторон рассматриваемой проблемы определения величины конечной нефтеотдачи и выявления возможных путей ее увеличения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лысенко В.Д. Аналитическая методика проектирования разработки нефтяных месторождений// Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. Ч. 1. С. 51–54.
2. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра — Бизнесцентр. 2005. 607 с.

R.Ya. Kuchumov, A.S. Matveyev

ALGORITHM OF DETERMINING TECHNOLOGICAL EFFICIENCY
OF PROJECT ACTIONS

The considered oilfield has been annually investigated on dynamics of drilling, bringing in wells, oil and fluid production, and number of operating wells. Such data is available both before actions on increasing oil production and after them. It is necessary to evaluate the efficiency of the executed project actions so that further on, to evaluate the efficiency of additional ones. Basing on the famous equations of oil production, the article suggests an algorithm of determining technological efficiency of project actions, together with a developed software product.

Equation of oil production, technological efficiency, factual data, project actions, improving of structural units, recovery of oil reserves, grid ratio, safety factor, displacement efficiency.