



А.В. Давыдов  
ФБУ ГК<sup>3</sup>  
главный геолог  
avdavydov@gkz-rl.ru

# Еще раз к вопросу об обосновании оптимального варианта разработки нефтяных месторождений

1. Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1.

*Для выбора оптимального варианта разработки при составлении проектного документа или при его экспертизе предлагается использовать подход, учитывающий разумное сочетание государственных интересов и интересов недропользователя. Рациональная разработка недр по-прежнему является главенствующей, и задача недропользователя при составлении проектного технологического документа – найти оптимальное решение с учетом интересов всех участвующих в этом сторон*

**Ключевые слова:** разработка нефтяных месторождений; оптимальный вариант; интегральный показатель; коэффициент технологической эффективности

Проблема обоснования наиболее оптимального варианта разработки нефтяных месторождений (залежей, объектов) всегда вызывала большие дискуссии при проектировании разработки. В настоящее время в экономической методике, разработанной специалистами компании *VYGON Consulting* [1], для выбора оптимального варианта разработки предлагается использовать следующий интегральный показатель:

$$T_i = \frac{КИН_i}{КИН_{\max}} + \frac{NPV_i}{NPV_{\max}} + \frac{ДДГ_i}{ДДГ_{\max}}, \quad (1)$$

$$T_{\text{опт}} = \max(T_i),$$

где  $T_{\text{опт}}(i)$  – интегральный показатель оптимальности  $i$ -го варианта разработки эксплуатационного объекта (ЭО);  $КИН(i)$  – коэффициент извлечения УВС за рентабельный срок разработки для  $i$ -го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A+B_1+B_2$  согласно проектному технологическому документу (ПТД);  $NPV(i)$  – ЧДД пользователя недр для  $i$ -го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A+B_1+B_2$  согласно ПТД;  $ДДГ(i)$  – накопленный дисконтированный доход государства для  $i$ -го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A+B_1+B_2$  согласно ПТД;  $КИН_{\max}$ ,  $NPV_{\max}$ ,  $ДДГ_{\max}$  – максимальные величины этих показателей среди всех рассмотренных вариантов в представляемом проект-

ном документе. В этой формуле также в виде слагаемых могут участвовать коэффициенты извлечения газа и конденсата.

Показатели ЧДД пользователя недр и ДДГ государства рассчитываются за рентабельный срок разработки.

Эта формула, включенная в новые «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», вызвала много вопросов и споров у специалистов в области проектирования и технико-экономического анализа разработок месторождений.

В связи с тем, что внедрение нового нормативного документа в практику будет сопровождаться определенным периодом его адаптации, для выбора оптимального варианта разработки при составлении проектного документа или при его экспертизе предлагается использовать также следующий подход, не только учитывающий сочетание государственных интересов и интересов недропользователя, но и тот факт, что технология разработки месторождения (залежи, объекта) и достижение высоких конечных результатов имеют все-таки главенствующее значение.

В работах [2, 3] было предложено использовать коэффициент технологической эффективности вариантов разработки, основанный на формуле

$$K_{эф.} = \left( \frac{Q_n}{N \cdot t} \right) \cdot \eta, \quad (2)$$

где  $Q_n$  – накопленная добыча нефти по рассматриваемому варианту разработки;  $N$  – общий фонд скважин по данному варианту (добывающих, нагнетательных, вторых стволов);  $t$  – проектный срок разработки по данному варианту;  $\eta$  – коэффициент извлечения нефти, достигаемый в каждом расчетном варианте.

Коэффициент технологической эффективности рассчитывается для каждого варианта в отдельности. Выражение в скобках характеризует производительность залежи при данной системе разработки. Коэффициент извлечения нефти, характеризующий достигаемый результат в данном варианте, позволяет привести рассматриваемые варианты к единому знаменателю с точки зрения рациональности системы разработки.

Таким образом, используя формулу (2), можно оценить преимущество одного варианта над другим. Например, при разработке залежи малым числом скважин на естественном режиме можно получить высокую производительность, однако, если при этом будет получен низкий коэффициент извлечения неф-

ти, то этот вариант может оказаться худшим среди рассматриваемых, предусматривающих масштабные изменения системы разработки. С другой стороны, уплотнение сетки скважин может привести и к снижению коэффициента эффективности, т.е. увеличение фонда скважин (уплотнение сетки) в определенный момент уже не компенсируется приростом добычи нефти и увеличением КИН. Таким образом, если от варианта к варианту показатель технологической эффективности возрастает, то, очевидно, на месторождении (залежи) еще есть резервы для проведения мероприятий по оптимизации системы разработки, и целесообразно продолжить повариантные расчеты показателей до начала снижения коэффициента эффективности. Если же наметилась тенденция к снижению коэффициента технологической эффективности вариантов разработки, то дальнейшие расчеты показателей целесообразно прекратить. Очевидно также, что наилучшим технологическим вариантом при этом совершенно необязательно оказывается вариант с максимальным КИН.

Расчетам с использованием формулы (2) были подвергнуты более 250 залежей, по которым за последнее время составлены и прошли экспертизу проектные документы, и было установлено, что почти в 93% рассматриваемых залежей те варианты, в которых коэффициент технологической эффективности достигал максимального значения, были рекомендованы после экономических расчетов по действующей методике как наилучшие для практического внедрения.

Таким образом, данный комплексный параметр оценки технологической эффективности вариантов при проектировании разработки учитывает основные выходные параметры вариантов (фонд скважин, продолжительность проектного срока, накопленную добычу нефти и, соответственно, удельные извлекаемые запасы на скважину и достигаемый коэффициент извлечения нефти), которые также, в основном, определяют и экономические показатели разработки. Использование данного коэффициента позволяет уже на стадии проведения повариантных технологических расчетов предварительно выбрать оптимальный вариант разработки или указать на целесообразность продолжения или прекращения расчетов показателей разработки.

Необходимо отметить, что формула (2) в основном позволяет сопоставлять между собой варианты для новых залежей (объектов). Если же залежь (объект) находится уже в длительной эксплуатации, то в этом слу-



чае варианты разработки в основном направлены на усовершенствование действующей системы разработки, выработку остаточных запасов нефти и т.д. В этом случае варианты могут отличаться друг от друга определенным комплексом технологических мероприятий, кардинально не меняющим систему разработки, однако позволяющим добиться увеличения добычи нефти и КИН, изменения сроков разработки (как в сторону увеличения, так и сокращения) – бурение вторых стволов или уплотняющее бурение, применение гидродинамических и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и др. Вместе с тем эти мероприятия, как правило, не носят такого глобального характера как в случае разрушения объекта проектной сеткой скважин, и эффективность их может «теряться» в общей оценке вариантов с помощью формулы (2). Более того, сравнение вариантов доработки объектов, имеющих большую предысторию, большой объем добычи и фонд скважин, с помощью формулы (2) в этом случае иногда может приводить к неправильным выводам. Связано это с тем, что формула (2) является в определенной степени агрегированной моделью, позволяющей комплексно оценить весь процесс разработки и выбрать лучший вариант через коэффициент технологической эффективности.

Для того чтобы дать более правильную технологическую оценку рассматриваемым вариантам доработки, а точнее мероприятиям, реализуемым на поздней стадии разработки, необходимо сравнивать именно результаты прогноза, т.е. «отбросить» историю и начать прогноз с условного нуля. Формула (2) при этом приобретает следующий вид:

$$\Delta K_{\text{эф}} = \left( \frac{\Delta Q_{\text{н}}}{(N_{\text{п}} + N_{\text{н}}) \cdot t} \right) * \Delta \eta \quad (3).$$

В этой формуле  $\Delta K_{\text{эф}}$  – коэффициент технологической эффективности проектного периода (т.е. мероприятий за прогнозный период) по данному варианту;  $\Delta Q_{\text{н}}$  – накопленная добыча нефти за проектный (прогнозный) период по данному варианту;  $N_{\text{п}}$  – переходящий фонд действующих скважин на начало прогноза (добывающих и нагнетательных);  $N_{\text{н}}$  – фонд новых скважин на проектный период. Этот фонд включает все скважины (добывающие и нагнетательные), вошедшие в эксплуатацию в прогнозный период, в том числе выводимые из бездействия, консервации, переводимые с других объектов, вторые стволы, новые буримые и т.д. по данному варианту;  $t$  – проектный (прогнозный) срок

доработки по данному варианту;  $\Delta \eta$  – прирост коэффициента извлечения нефти за проектный (прогнозный) период по данному варианту.

Использование формулы (3) позволит «отсечь» историю разработки рассматриваемого объекта, которая для всех прогнозных вариантов одинакова, и оценить непосредственно технологическую эффективность рассматриваемых вариантов доработки.

Следует отметить, что наилучший вариант доработки, определенный с помощью формулы (3), подтверждается результатами экономической оценки примерно в 89% случаев. Снижение количества совпадений результатов технологической и экономической оценок с использованием формулы (3) по сравнению с формулой (2) связано как с различным количеством технологических мероприятий в вариантах доработки, так и с большей детализацией стоимостной оценки каждого из дополнительных мероприятий, рекомендуемых в рассматриваемых вариантах на поздней стадии разработки.

Более подробно методика, примеры расчетов и причины расхождения между оценкой технологической и экономической эффективности вариантов разработки приведены в работах [2, 3].

Таким образом, для оценки технологической эффективности рассматриваемых вариантов разработки для новых объектов и выбора наилучшего варианта необходимо пользоваться формулой (2). Для оценки технологической эффективности вариантов доработки объектов, находящихся на поздней стадии разработки, и выбора наилучшего варианта доработки более целесообразно пользоваться формулой (3). Для залежей, имеющих незначительный период разработки, но не разбуренных по проектной сетке (например, после проведения пробной или опытно-промышленной эксплуатации), для оценки эффективности проектных вариантов разработки и рекомендуемых мероприятий можно использовать обе формулы.

После проведения экономических расчетов по всем вариантам должно производиться сопоставление коэффициента эффективности и основных экономических показателей за весь срок и за рентабельный период разработки. Выбор рекомендуемого варианта целесообразно проводить за весь период разработки, отдельно выделяя рентабельный период для постановки на государственный баланс как технологически достижимых извлекаемых запасов и КИН по рекомендуемому варианту.

анту, так и рентабельно извлекаемых запасов и КИН по этому же варианту. Если же по каким-то причинам в лучшем варианте отсутствует рентабельный период, то выбирается следующий по показателям вариант, обладающий рентабельным периодом и т.д. В этом случае может быть найден и компромисс между обоими подходами. Однако осуществлять выбор варианта только на основе рентабельного периода разработки, вероятно, нецелесообразно, т.к. как при этом проектирование и внедрение методов увеличения КИН может оказаться весьма проблематичным.

В работах [1, 4] отмечалось, что при введении новой классификации запасов и регламентирующих документов по проектированию разработки месторождений из практики

документооборота исключаются ТЭО КИН/КИГ/КИК. Однако это совершенно не говорит о том, что рациональная разработка недр (в том числе и наиболее полное извлечение запасов из недр, что закреплено в Законе РФ «О недрах») снимается с повестки дня, а наоборот, что она по-прежнему является главенствующей и задача недропользователя при составлении проектного технологического документа – найти оптимум в решении данной задачи с учетом интересов всех участвующих в этом сторон. Период адаптации различных подходов к оценке и выбору оптимального варианта разработки, безусловно, позволит разработать наиболее эффективную методику технико-экономической оценки. ■

#### Литература

1. Клубков С.В. Новая классификация ресурсов и запасов УВС: вопросы экономической оценки извлекаемых запасов // Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 60–67.
2. Давыдов А.В. Определение эффективности и числа расчетных вариантов при проектировании разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 124–125.
3. Давыдов А.В. Обоснование технологической эффективности расчетных вариантов при проектировании разработки нефтяных месторождений // Нефтепромышленное дело. 2010. № 3. С. 7–9.
4. Давыдов А.В., Курамшин Р.М. Новые правила проектирования – пора действовать! // Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 68–73.

UDC 622.276

**A.V. Davydov**, chief geologist of State Commission on mineral resources<sup>1</sup>, avdavydov@gkz-rf.ru

1. Bild. 1, 54 Bolshaya Polyanka street, Moscow, 119180, Russia.

## Once again the question of the justification of the optimal variant of the oil field development

**Abstract.** To select the optimal variant of development in the preparation of the project document or in its examination are encouraged to use an approach that takes into account a reasonable combination of state interests and the interests of the subsoil user. Rational development of the subsoil is still dominant, and the problem of the subsoil user in the preparation of the project document the process – find the optimal solution taking into account the interests of all parties involved in this.

**Keywords:** development of oil fields; the best option; integral indicator; technological efficiency ratio

#### References

1. Klubkov S.V. Novaia klassifikatsiia resursov i zapasov UVS: voprosy ekonomicheskoi otsenki izvlekaemykh zapasov [New classification of resources and reserves of hydrocarbons: Questions of economic assessment of recoverable reserves]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2015, no. 7, pp. 60–67.
2. Davydov A.V. Opredelenie effektivnosti i chisla raschetnykh variantov pri proektirovanii razrabotki neftyanykh zalezhei [Determination of the effectiveness of settlement and number of options in the design of the development of oil deposits]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 7, pp. 124–125.
3. Davydov A.V. Obosnovanie tekhnologicheskoi effektivnosti raschetnykh variantov pri proektirovanii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii [Justification of technological efficiency of settlement of options in the design of the development of oil fields]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 3, pp. 7–9.
4. Davydov A.V., Kuramshin R.M. Novye pravila proektirovaniia – pora deistvovat'! [New design rules - it's time to act!]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2015, no. 7, pp. 68–73.