

МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ ПЛАНА ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В качестве критерия оптимальности при выборе наилучшего варианта проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи продуктивных пластов на поздней стадии разработки месторождений в условиях большого числа разрабатываемых объектов и разнообразия методов может быть принята величина прироста чистого дисконтированного дохода при осуществлении того или иного метода повышения нефтеотдачи пластов [1]. В качестве основного интервала планирования можно принять год.

Целевая функция задачи может быть представлена следующим образом:

$$P = \sum_i \sum_j a_{ij} Y_{\text{на}ij} \times x_{ij} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где a_{ij} – возможное число скважино-операций по повышению нефтеотдачи продуктивных пластов j -го вида на i -м объекте в плановом периоде, скв.-обр./год;

$Y_{\text{на}ij}$ – расчетная величина прироста добычи нефти за счет проведения одной скважино-операции j -го вида методов повышения нефтеотдачи пластов на i -м объекте, в т/скв.-обр.;

Ch_{ij} – величина ожидаемого чистого дисконтированного дохода от проведения j -ого вида методов повышения нефтеотдачи пластов на i -ом объекте разработки, руб./тонн;

x_{ij} – переменные, которые равны 1, если на i -м объекте целесообразно проводить j -й вид методов повышения нефтеотдачи пластов, и равны 0, если на данном объекте нецелесообразно проводить в плановом периоде этот вид обработки скважин.

Ограничения переменных:

По ресурсному обеспечению:

$$\sum_i a_{ij} x_{ij} \leq z_j, \quad (2)$$

где z_j – максимально возможное число скважино-операций вида j , которое может быть проведено на всех разрабатываемых предприятием объектах в плановом периоде при

существующем ресурсном и технологическом оснащении.

Булевы переменные:

$$x_{ij} \in \{0,1\}; i = \overline{1, m}; j = \overline{1, k}, \quad (3)$$

где m – число разрабатываемых предприятием объектов;

k – число различных видов методов повышения нефтеотдачи пластов.

Сформулированная задача является задачей целочисленного линейного программирования. Существенной особенностью данной задачи для практических случаев является высокая ее размерность по переменным и ограничениям, что создает значительные трудности при применении традиционных методов решения. Однако условия целочисленности переменных на множестве, допускающем только два возможных значения, позволяют эффективно применять модификации метода ветвей и границ, которые в настоящее время широко используются для решения полностью или частично целочисленных задач.

Можно сделать некоторые замечания по определению исходных данных по решению данной задачи. При достаточно достоверном определении количественной взаимосвязи между геолого-физическими характеристиками эксплуатационных объектов и величинами удельного технологического эффекта (УТЭ) можно с определенной уверенностью прогнозировать значения последнего. В дальнейшем, при определении числа рекомендуемых к применению скважино-операций по конкретным технологиям увеличения нефтеотдачи, можно использовать значения как реального, так и ожидаемого УТЭ [2].

Механизм решения поставленной задачи можно представить следующим образом:

– по имеющимся данным для каждой технологии набираются исходные матрицы, куда вносятся геолого-физические характе-

ристики объектов разработки и величины полученного по ним УТЭ, включая продолжительность его действия;

– подобным образом определяется число рекомендуемых на объектах скважино-операций данного метода повышения нефтеотдачи пластов;

– на основании данных о состоянии техники и возможностей приобретения реагентов для проведения того или иного метода повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) по каждому их виду определяется максимальное возможное число обработок данного вида, которое может быть произведено данным нефтедобывающим предприятием или его специализированными подразделениями (z_j).

Необходимо также отметить, что значения удельного технологического эффекта должны быть положительными, если его величина очень мала и рассчитываемое число скважин под обработку близко к нулю, то под обработку рекомендуется одна скважина.

Для расчета прироста чистого дисконтированного дохода на 1 тонну дополнительно добытой при использовании рассматриваемого метода повышения нефтеотдачи пластов нефти (Π_{jt}) могут быть использованы фактические исходные данные за прошедший плановый период:

$$\times_{ij} = -K_{ij} + \sum_{t=0}^T \dot{I}_{ijt} \alpha_t, \quad (4)$$

где K_{ij} – удельные затраты на проведение j -го вида ПНП на i -м объекте разработки, руб./тонн;

Π_{ijt} – прирост прибыли на временном шаге t при проведении j -го вида ПНП на i -м объекте разработки, руб./тонн;

α_t – величина коэффициента приведения затрат временного периода t к расчетному моменту времени (началу проведения данного вида ПНП на рассматриваемом объекте разработки). В качестве временного шага при оценке эффективности метода повышения нефтеотдачи пластов в ТПП «Когалымнефтегаз» обычно принимается 1 месяц.

При отсутствии данных о себестоимости добычи 1 тонны дополнительной нефти по каждому из методов увеличения нефтеотдачи может быть использовано предположение, что прирост прибыли на временном шаге t по

j -му методу повышения нефтеотдачи пластов на i -м объекте зависит от комплексной интегральной величины, характеризующей эффективную мощность продуктивного пласта с учетом его нефтенасыщенности

$$\Pi_{ijt} = (\Pi_{pt} - C_{jt} - H_t) \frac{h_i}{\bar{h}}, \quad (5)$$

где Π_{pt} – ожидаемая расчетная внутренняя цена реализации нефти во временном периоде t с учетом скидок на качество и затрат на подготовку и транспортировку до пункта сдачи-приемки, руб./т;

C_{jt} – себестоимость добычи дополнительной нефти по j -му методу во временном периоде t , руб./т;

H_t – суммарные налоговые выплаты во временном периоде t в расчете на 1 тонну добытой нефти при использовании рассматриваемого метода повышения нефтеотдачи пластов, руб./т;

\bar{h} – средняя интегральная величина, характеризующая эффективную мощность продуктивных пластов всех объектов, разрабатываемых данным нефтегазодобывающим предприятием;

$h_i = \Pi_{mi} * m_i * K_{ni}$ – интегральная величина, характеризующая эффективную мощность продуктивных пластов данного объекта с учетом их нефтенасыщенности, м;

Π_{mi} – эффективная нефтенасыщенная мощность пластов объекта i , м;

m_i – средний коэффициент пористости продуктивных пластов объекта i ;

K_{ni} – средний коэффициент нефтенасыщенности продуктивных пластов объекта i .

По исходным данным рассчитаны таблицы возможного числа скважино-обработок (a_{ij}) и величины ожидаемого технологического эффекта (q_{ij}) соответственно по месторождениям и методам увеличения нефтеотдачи. Ожидаемые приросты чистого дисконтированного дохода при проведении j -го вида обработок на i -м объекте Π_{ijt} определены по ТПП «Когалымнефтегаз» при ценах реализации нефти в 2006 году.

При применении обычных методов планирования проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи продуктивных пластов в ТПП «Когалымнефтегаз» суммарная величина чистого дисконтированного дохода равна

65,72 млн. руб. Оптимизация плана проведения химических мероприятий по повышению нефтеотдачи продуктивных пластов по предложенному методу позволила составить такой график проведения этих мероприятий, что суммарная величина чистого дисконтированного дохода при выполнении всего комплекса мероприятий по повышению нефтеотдачи про-

дуктивных пластов составила 83,70 млн. руб. Следовательно, оптимизация проведения только указанных видов химических мероприятий по повышению нефтеотдачи продуктивных пластов по разрабатываемым ТПП «Когалым-нефтегаз» месторождениям позволяет увеличить суммарную величину чистого дисконтированного дохода почти на 17 млн. руб.

Список использованной литературы:

1. Тарасюк В.М., Карпов В.Г. Решение проблем планирования реальных инвестиционных проектов в нефтяной промышленности. – М.: Химия, 2002. – 157 с.
2. Карпов В.Г., Зац С.А. Подготовка информационного обеспечения для принятия решений. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 203 с.

Статья рекомендована к публикации 30.03.07