

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

И. В. Дудко

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

В. А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет

Приводятся результаты оценки пяти вариантов разработки нефтяной залежи, полученные при гидродинамическом моделировании и экономическом анализе технологических показателей.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» широко применяются постоянно действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ) при решении задач проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных залежей. При существующей технологии использования ПДГТМ технологические службы, включая отдел по эксплуатации моделей, выполняют расчёты технологических показателей, а подразделения экономического анализа оценивают экономические показатели по рассматриваемым вариантам. Представляется, что оценка тех или иных вариантов, особенно при решении задач оперативного и краткосрочного характера, будет более эффективной, если гидродинамическое моделирование будет совмещено с экономическими расчётами. Это позволит при проведении технологических расчётов оптимизировать процесс за счёт одновременно выполняемой экономической оценки вариантов. Такое совмещение в технологическом отношении вполне возможно благодаря наличию соответствующих модулей программного обеспечения (ПО). В форма-

тах ROXAR в качестве таких модулей можно использовать симулятор TEMPEST и VENTURE. С применением ПО ROXAR выполнены многовариантные гидродинамические и экономические расчёты для турнейско-фаменской залежи Шершнёвского нефтяного месторождения.

Разработка залежи ведётся с 2001 г. По состоянию на 01.07.2006 г. добывающий фонд включает 17 скважин, из них 10 – с горизонтальным проложением ствола в продуктивном пласте. Средний дебит горизонтальных скважин в 2,1 раза больше, чем по скважинам без горизонтальных проложений. Обводнённость продукции скважин невысокая – 2,3 %. Пять нагнетательных скважин находятся в освоении. С начала разработки залежи извлечено 8,3 % нефти от начальных извлекаемых запасов. Имеет место отставание с освоением системы заводнения, поэтому пластовое давление в залежи постоянно снижается. По отдельным скважинам пластовое давление снизилось до значений 7,8...9,5 МПа при давлении насыщения нефти газом 11,9 МПа, среднее $P_{пл}$ в зоне отбора составляет 12,2 МПа. При газонасыщенности пластовой нефти 63,6 м³/т снижение пластового давления с начального 21,3 МПа до 12,2 МПа весьма значительно, и это отразилось на дебитах добывающих скважин, которые уменьшились (на 01.07.2006 г.) по сравнению с начальным более чем в два раза.

Моделирование разработки залежи проведено с использованием программного продукта TEMPEST MORE (модель нелетучей нефти). Объект разработки схематизирован путём наложения разностной сетки 160x155x44 узлов (более 1 млн ячеек) с шагом 50 м. В модель включены нефтенасыщенные (с зонами замещения) и законтурные области. Распределение пористости проведено методами интерполяции и стохастического моделирования. Фазовые проницаемости, полученные при лабораторных исследованиях керна, модифицированы в процессе настройки модели.

История по действующим скважинам воспроизведена в режиме заданных отборов (фактические дебиты нефти, воды, жидкости и фактическое время работы в каждом месяце). Значения скин-фактора для скважин введены по данным их гидродинамических исследований.

Для проектных добывающих и нагнетательных скважин заложены порядок ввода их в эксплуатацию, время работы в каждом году с коэффициентом эксплуатации 0,950.

В качестве критериев настройки модели при её адаптации принято совпадение с фактическими значениями годовых отборов нефти, воды и жидкости, а также пластовых давлений по скважинам. Отклонение по накопленным отборам за весь период разработки составило 1,4 % по нефти и 0,9 % по жидкости.

Прогнозирование показателей разработки по четырём вариантам выполнено до 01.01.2018 г. (табл. 1).

Таблица 1

Варианты разработки залежи

№ вар.	Отличительные признаки
1	<ul style="list-style-type: none"> • Действующие добывающие скважины работают с установившимися на 01.07.2006 г. дебитами • Бурение новых скважин не ведётся • Нагнетательные скважины вводятся под закачку (из освоения) с приёмистостью, полученной при опробовании
2 (базовый)	<ul style="list-style-type: none"> • Ввод новых скважин в соответствии с технологической схемой • Очаговое заводнение • Минимальное забойное давление для добывающих скважин на уровне 0,75 давления насыщения ($P_{заб} = 0,75P_{нас}$) • Нагнетательные скважины работают с приёмистостью, полученной при их опробовании
3	<ul style="list-style-type: none"> • Дополнительно к варианту 2 – бурение двух добывающих скважин в зону калийных солей (категория запасов C₁)
4	<ul style="list-style-type: none"> • Дополнительно к варианту 2 – регулирование закачки воды в нагнетательные скважины и перенос фронта нагнетания с целью выравнивания фронта вытеснения
4а	<ul style="list-style-type: none"> • Отличается от варианта 4 вероятностной характеристикой распределения петрофизических свойств пласта (стохастическое геологическое моделирование с заданием Гауссовых случайных полей)

Экономическая оценка вариантов выполнена с применением модуля Venture в ПО TEMPEST, который связывает комплексы геолого-гидродинамического моделирования и специализированные пакеты для экономического анализа. С помощью модуля рассчитываются потоки наличности, сроки окупаемости проектов, прогнозируемая динамика налоговых платежей и другие показатели. Пользователь TEMPEST VENTURE работает в рамках той же среды, в которой велось гидродинамическое моделирование.

При оценке экономической эффективности каждого из вариантов были определены капитальные вложения, текущие затраты, налоги, выручка от реализации продукции, поток денежной наличности NPV (норма дисконта 15 %), NPV в расчёте на 1 м³ добытой нефти, IRR, индекс доходности и срок окупаемости – в динамике по годам и за весь расчётный период. Основные результаты расчётов сведены в табл. 2, из которой следует, что наиболее эффективным является вариант 4, по которому, дополнительно к варианту 2, ограничивается закачка воды в нагнетательные скважины № 400 и 405, скв. 66 с 01.01.2015 г. переводится под нагнетание.

Таблица 2

**Результаты оценки экономической эффективности
вариантов разработки залежи до 01.01.2018 г.**

Основные показатели	№ варианта			
	1	2	3	4.1
1. Добыча нефти, тыс. т	437,43	661,93	726,04	713,87
2. Поток денежной наличности (NPV), млн руб.	1155,6	1771,7	1925,4	1925,4
3. NPV на 1 т нефти, руб./т	1517,3	1602,0	1677,3	

Дополнительно для оценки чувствительности прогноза добычи нефти к неоднозначности построений при геологическом моделировании были проведены расчёты на модели с вероятностным распределением петрофизических свойств

(вариант 4а). Анализ показал экономическую устойчивость проекта к фактору неоднозначности. Разница в накопленной добыче за 11 лет прогноза составляет не более 36 тыс. т, разница в чистом приведённом доходе – не более 490 млн руб. В течение всего прогнозного периода сохраняются высокие положительные значения NPV.

Список литературы

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов в бизнес-сегменте «Геолого-разведка и добыча». – М., 2006.

2. Базовый вариант единых сценарных условий для расчёта инвестиционных проектов группы «ЛУКОЙЛ» на 2007–2017 гг. / ОАО «ЛУКОЙЛ». – Пермь, 2006.

Получено 04.12.06.