УДК 622

Д.П.ПАТРАКОВ
Удмуртский государственный университет,
г. Ижевск

ВЛИЯНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Для повышения экономической эффективности разработки нефтяных месторождений предложена новая методика расчета зависимости чистого дисконтированного денежного потока от длины горизонтального ствола скважин, которая базируется на технических решениях, разработанных на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, и использовании программных продуктов моделирования процесса разработки месторождений. По результатам выполненных исследований внесены технико-экономические предложения по разработке Черепановского поднятия Мишкинского месторождения.

This paper studies questions of efficiency increase in development of oil deposits. A new method of NPV calculation depending on the length of horizontal boreholes is offered based on technical solutions developed at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Deposits and application of software for simulation of development process for oil fields. New ways to optimize development of oil fields are suggested on the basis of this work. As the result of the research some technical-and-economic measures are offered for the development of the Cherapanovskoye rising of the Mishkinskoe oil field.

Известно, что применение горизонтальных скважин приводит к росту добычи нефти. На основе предложенного способа выбора оптимальной системы разработки по достигаемому коэффициенту охвата залежи вытеснением при рядной шахматной сетке расположения горизонтальных скважин[*] дается экономическое обоснование выбора длины горизонтального ствола скважин.

Так как на экономические показатели влияет увеличение темпов отбора, т.е. ускорение разработки месторождения во времени, для расчетов варианта разработки используется чистый дисконтированный поток наличности. В этом случае фактор времени учитывается при выборе коэффициента дисконтирования.

Для оценки экономического эффекта от увеличения коэффициента охвата залежи вытеснением можно использовать отношение

$$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{q_{i2}}{q_{i1}} = b\frac{K_{\text{охв2}}(L)}{K_{\text{охв1}}(L)}, \qquad (1)$$

где q_{i1} и q_{i2}, $K_{\text{охв1}}(L)$ и $K_{\text{охв2}}(L)$ – среднесуточные дебиты в i-м году и коэффициенты охвата по вариантам 1 и 2 соответственно; L – средняя длина горизонтального участка скважины; n – число лет, за которое проводится расчет; b – коэффициент пропорциональности, зависящий от особенностей конкретного месторождения.

Формула (1) указывает на линейную связь прироста среднесуточных дебитов и прироста коэффициента охвата. Расчеты, полученные для различных вариантов разработки по Мишкинскому, Есенейскому и Ижевскому месторождениям, подтверждают

[*] *Сугаипов Д.А.* Об оптимальном расположении горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений / Д.А.Сугаипов, В.А.Савельев, А.Я.Волков, О.М.Мирсаетов // Бурение и нефть. 2003. № 12.

наличие такой связи с допустимой ошибкой приближения (3-5 %) в пределах относительной длины горизонтальных стволов 0,25-0,45. Значения коэффициента b для различных вариантов разработки можно получить при помощи программного продукта для моделирования разработки месторождений (ECLIPSE-100).

Знание средних дебитов позволяет учесть поступления от продажи нефти по годам и получить зависимость NPV от коэффициента охвата, а следовательно, от протяженности горизонтального ствола. Для этого в стандартной формуле расчета чистого дисконтированного потока наличности необходимо выразить прибыль от реализации продукции через объем добытой нефти, используя прогнозные цены на нефть:

$$\Pi_{i2} = 365b\frac{K_{\text{охв2}}(L)}{K_{\text{охв1}}(L)}q_{i1}\times$$

$$\times(\text{Ц}_i - \text{НДПИ} - \text{Э}_{i2}) - 2\text{А}_{i2} - \text{Н}_{i2}, \qquad (2)$$

где Π_{i2} – прибыль в i-м году по варианту 2, руб.; q_{i1} – среднесуточные дебиты в i-м году по варианту 1, т; Ц_i – прогнозная цена нефти в i-м году, руб./т; НДПИ – ставка налога на добычу полезных ископаемых, руб./т; Э_{i2} – удельные эксплуатационные затраты по варианту 2, руб./т; А_{i2} и Н_{i2} – амортизационные отчисления и прочие налоги на одну скважину в i-м году по варианту 2, руб.; 365 – коэффициент перехода от среднесуточных дебитов к среднегодовой добыче.

При использовании ряда прогнозных показателей (цена, налоги) и данных о эксплуатационных затратах на тонну добытой нефти можно свести формулу (2) к прямой зависимости от коэффициента охвата. Амортизационные отчисления непосредственно связаны со стоимостью скважины. При линейном способе амортизации $\text{А}_{i2} = \text{С}_\text{г}/m$, где $\text{С}_\text{г}$ – стоимость строительства горизонтальной скважины,

$$\text{С}_\text{г} = \text{С}_{\text{в.у}}(H - 3{,}14R/2) + \text{С}_{\text{г.у}}(3{,}14R/2 + L_\text{г}), \quad (3)$$

$\text{С}_{\text{г.у}}$ и $\text{С}_{\text{в.у}}$ – средняя стоимость 1 м проходки горизонтального и вертикального участков; H – глубина скважины; $L_\text{г}$ – длина горизонтального участка; R – радиус искривления; m – срок амортизации скважины.

С увеличением длины горизонтального ствола стоимость 1 м проходки по отношению к вертикальному участку повышается: $\text{С}_{\text{г.у}} = \text{С}_{\text{в.у}}[1 + (aL_\text{г}^n)(n+1)$, (здесь a и n – параметры, учитывающие удорожание стоимости бурения горизонтального участка, $a = 0{,}000001 \div 1$, $n = 3 \div 1$).

При подстановке формулы (2) в формулу расчета NPV получим

$$\text{NPV} = \sum_{i=1}^{n}\frac{\Pi_{i2}(1-\text{Н}_\text{п})}{(1+E)^i} + \frac{2\text{С}_\text{г}}{m}\sum_{i=1}^{m}\frac{1}{(1+E)^i} - 2\text{С}_\text{г}, \quad (4)$$

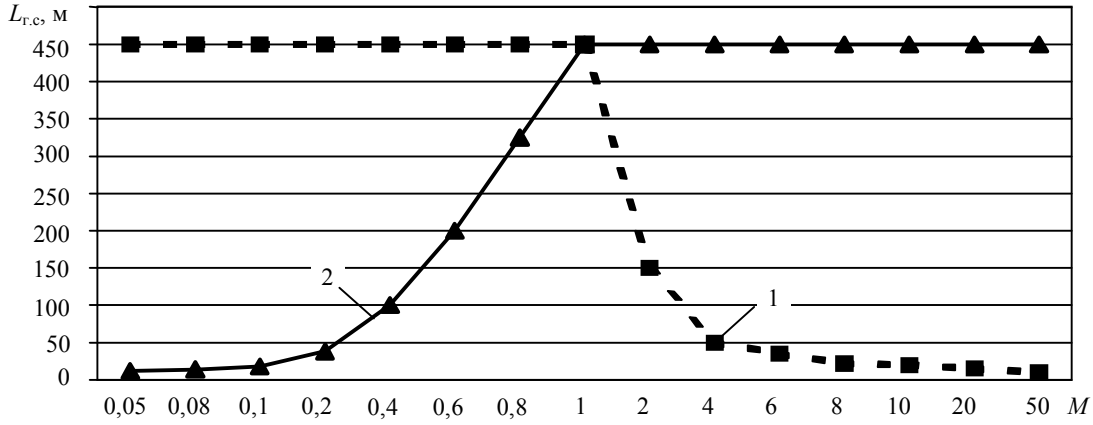
где $\text{Н}_\text{п}$ – ставка налога на прибыль; E – коэффициент дисконтирования.

На основе формул (3) и (4) можно найти оптимальную протяженность горизонтального ствола. Полученное значение является ориентировочным, но его можно использовать для обоснования предлагаемой системы разработки.

На основе уравнения материального баланса объемов закачиваемого в пласт агента воздействия и добываемой продукции $\sum Q_{\text{н.с}}(L_{\text{н.с}}, M) = \sum Q_{\text{д.с}}(L_{\text{д.с}}, M)$ (здесь $Q_{\text{н.с}}$ и $Q_{\text{д.с}}$ – суммарная приемистость и дебиты соответственно нагнетательных и добывающих скважин; $L_{\text{н.с}}$ и $L_{\text{д.с}}$ – длина горизонтальных стволов нагнетательной и добывающей скважин; M – коэффициент подвижности нефти) можно получить зависимость оптимальной длины горизонтального ствола добывающей и горизонтальной скважин от коэффициента подвижности нефти (см. рисунок), обеспечивающую максимальный коэффициент охвата. В свою очередь, коэффициент подвижности нефти тесно связан с вязкостью нефти:

$$M = k_\text{в}\mu_\text{н}/k_\text{н}\mu_\text{в},$$

где $k_\text{в}$ и $k_\text{н}$ – относительная фазовая проницаемость соответственно по воде в заводненной точке пласта и по нефти в нефтяной



Зависимость оптимальной длины горизонтальных стволов нагнетательной (1) и добывающей (2) скважин от коэффициента подвижности нефти

зоне; $\mu_в$ и $\mu_н$ – динамическая вязкость воды и нефти.

При $M = 1$ материальный баланс выполняется при равенстве длины горизонтальных стволов добывающей и нагнетательной скважин. При снижении (увеличении) коэффициента подвижности происходит снижение оптимальной протяженности добывающей (нагнетательной) скважины. Это обусловлено для добывающей скважины приближением производительности горизонтальной скважины к производительности вертикальной, а для нагнетающей – снижением коэффициента охвата при превышении указанной длины ее ствола. Для нас более важен диапазон коэффициента подвижности нефти $M \geq 3$, так как именно для месторождений с подобными характеристиками применяется горизонтальное бурение. Максимальная протяженность горизонтального ствола здесь ограничена 450 м, что согласуется с достигнутым в России уровнем технологий строительства таких объектов.

Чтобы определить, когда следует заменить горизонтальную скважину вертикальной, необходимо сравнить потоки наличности по обоим вариантам. Для этого используется зависимость (4). Затем следует рассчитать денежный поток, который будет получен при замене горизонтальной нагнетательной скважины на вертикальную при $L_г = 450$ м. Решением уравнения, полученного из этих двух выражений станет значение подвижности нефти, при котором чистые дисконтированные потоки наличности от двух этих систем разработки сравняются. Более предпочтительной следует считать систему разработки, требующую меньших капитальных вложений при замене горизонтальной скважины на вертикальную.

Показатели вариантов разработки Мишкинского месторождения, рассчитанные по предлагаемой методике, следующие:

Вариант	1	2
Сетка скважин	Пятиточечная	Рядная шахматная
Количество скважин	18	16
Средняя длина горизонтального ствола, м	100	150
Капитальные вложения, млн долларов	6,26	6,73
Индекс прибыльности	1,38	2,13
Добыча нефти, тыс. т	672,5	964,1
$K_{охв}$	15,9	22,2
NPV при коэффициенте дисконтирования 15 %, млн долларов	2,501	7,921

На базе выполненных исследований обоснованы технико-экономические предложения по разработке Черепановского поднятия Мишкинского месторождения горизонтальными скважинами, рекомендованные к внедрению Территориальной комиссией по разработке нефтяных и газовых месторождений.

Научные руководители: к.э.н. проф. *А.Я.Волков*, к.т.н. доц. *О.М.Мирсаетов*