
О ВЛИЯНИИ ЗАТРАТ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТОВ ИНФРАСТРУКТУРЫ НА ВЫБОР ВАРИАНТА ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Карнаухов М.Н.

Современная структура ресурсной базы России такова, что величина затрат на освоение нефтяных месторождений все в большей степени зависит от сооружения трубопроводов, связывающих месторождение с магистральным нефтепроводом. В статье рассматривается (в модельном аспекте) влияние стоимости строительства таких трубопроводов на выбор схемы разработки месторождения, в частности темпов разбуривания, срока разработки и пропускной способности трубопровода.

Последнее десятилетие развития нефтяной промышленности России характеризуется двумя негативными тенденциями. Во-первых, открытие в традиционных нефтедобывающих регионах (на суше) крупных месторождений становится все менее и менее вероятным. Во-вторых, для поддержания уровня добычи приходится вводить в разработку небольшие месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, что приводит к снижению эффективности функционирования отрасли. Все это свидетельствует о необходимости создания новых центров нефтедобычи в малоосвоенных районах, таких как ЯНАО, Восточная Сибирь, север Коми и т.д.

Процесс формирования проекта разработки объекта в таком районе, с точки зрения оптимального проектирования, значительно отличается от аналогичного процесса для месторождения, находящегося в регионе с развитой инфраструктурой. Дело в том, что в освоенных районах объект разработки зачастую располагается неподалеку от магистрального трубопровода. Поэтому протяженность нефтепровода от промысла до узла учета относительно невелика, а затраты на его строительство на порядок меньше затрат на бурение и обустройство эксплуатационных скважин.

В процессе составления проекта разработки или техсхемы разработчик вынужден решать оптимизационную задачу, так как в соответствии с регламентом проектируемая динамика добычи нефти должна обеспечивать максимальную величину NPV . Формирование проекта с такой динамикой – задача исключительно трудоемкая. Естественно, проектировщик стремится всемерно ее облегчить, абстрагируясь от малозначущих на его взгляд факторов, к которым он в первую очередь относит затраты на строительство некоторых объектов инфраструктуры, в частности нефтепровода до узла учета, концентрируя все внимание на процессе разбуривания месторождения.

Величина пропускной способности нефтепровода определяется максимальным уровнем добычи нефти и не влияет на выбор числа скважин на месторождении. То же самое относится и к затратам на его строительство.

В том случае, когда эти затраты существенно меньше капвложений на бурение и обустройство, такой подход оправдан. Но в районах с неразвитой инфраструктурой они становятся сопоставимыми, и механический перенос описанной выше практики проектирования может привести к существенному искажению результатов. Поэтому в математическую модель, с помощью которой рассчитывается оптимальный вариант освоения объекта, необходимо в явном виде вводить параметры инфраструктуры, несмотря на некоторое увеличение объема вычислений. В результате мы получим вариант разработки месторождения, учитывающий региональную специфику.

В настоящей работе рассматривается агрегированная модель месторождения с учетом пропускной способности нефтепровода Q_0 , и на ее основе аналитически решается задача максимизации NPV . Величина Q_0 при этом считается управляющим воздействием. На численном примере производится оценка экономического эффекта от учета в модели нового фактора.

В первом приближении величину затрат на строительство нефтепровода S^Q можно считать пропорциональной величине пропускной способности Q_0 . Другими словами, они могут быть определены по формуле:

$$S^Q = K^Q Q_0, \quad (1)$$

где K^Q – стоимость единицы пропускной способности нефтепровода при фиксированной протяженности, тыс.руб/(тыс.т/год).

Тогда задачу нахождения оптимального режима разработки месторождения с учетом ограничения на пропускную способность нефтепровода, затрат на его строительство и подготовку запасов можно записать следующим образом:

$$P \frac{dV}{dt} = q * N * (1 - f(V)); \quad V(0) = 0; \quad (2)$$

$$\frac{dN}{dt} = w; \quad N(0) = N_0; \quad (3)$$

$$\frac{dQ}{dt} = 0; \quad Q(0) = Q_0 \quad (4)$$

$$0 \leq w(t); \quad (5)$$

$$qN(1 - f(V)) \leq Q_0; \quad (6)$$

$$I = -K^Q Q_0 - K^L N_0 + \int_0^T [ZP\dot{V} - aqN - K^L w] e^{-\lambda t} dt \Rightarrow \sup_{w, N_0, Q_0, T} \quad (7)$$

где P – начальные балансовые запасы, т;

$V(t)$ – текущая степень выработки начальных извлекаемых запасов;

$f(V) = \frac{V^m}{V^m + \mu_0(1-V)^n}$ – модифицированная функция обводненности Бакли-Левретта;

m, n – параметры, определяемые статистически или по гидродинамической аналогии;

μ_0 – отношение вязкостей воды и нефти;

$Q(t)$ – вспомогательная функция;

$N(t)$ – текущая величина фонда добывающих скважин;

N_0 – начальное количество добывающих скважин;

K^L – стоимость ввода в разработку добывающей скважины, тыс.руб/скв с учетом затрат на бурение нагнетательных скважин;

a – норматив текущих затрат на 1 т добываемой жидкости, включая затраты на ППД, руб/т;

Z – цена 1 т нефти за вычетом удельных транспортных расходов, экспортной пошлины и ликвидационных отчислений, руб/т;

T – период разработки месторождения;

λ – коэффициент дисконтирования, 1/год.

Физический смысл выражений (2) – (7) прозрачен, поэтому подробно мы их рассматривать не будем.

Из равенства нулю первой вариации лагранжиана системы (2) – (7) следует, что оптимальная динамика $w(t)$ имеет вид:

$$w(t) = \begin{cases} \frac{Q_0^2}{P_0 q_L} \frac{f' \left(\frac{Q_0}{P} t \right)}{\left(1 - f \left(\frac{Q_0}{P} t \right) \right)^2}, & 0 \leq t \leq t_1 \\ 0, & t_1 < t < T \end{cases} \quad (8)$$

То есть, до момента t_1 число вводимых скважин в каждый момент времени должно быть таким, чтобы нефтепровод работал на пределе возможностей. При $t > t_1$ разбуривание прекращается и начинается период падающей добычи нефти. В момент T должно выполняться равенство:

$$Z(1 - f(V(T))) - a = 0 \quad (9)$$

Условие (9) отражает тот факт, что разработка месторождения осуществляется до тех пор, пока выручка от реализации 1 т нефти не будет равна себестоимости ее добычи. Так как функция $V(t)$ теперь известна на всем временном интервале $[0; T]$, величины t_1 и Q_0 определяются из решения системы сопряженных уравнений $\lambda^N(t_1, Q_0) = 0$ и $\lambda^Q(t_1, Q_0) = 0$ с учетом (9), где:

$$\lambda^N(t_1, Q_0) = K^L e^{-\lambda t_1} - \lambda q \int_{t_1}^T [Z(1 - f(V)) - a] e^{-\lambda t} dt \quad (10)$$

$$\lambda^Q(t_1, Q_0) = -K^Q - \lambda \left\{ \frac{K^L}{q} \int_0^{t_1} \frac{[1 - f(V) + f'_V] e^{-\lambda t}}{(1 - f(V))^2} dt + t_1 \int_{t_1}^T \frac{Z(1 - f(V)) - a}{1 - f(V(t_1))} e^{-\lambda t} dt + \int_0^{t_1} \frac{Z(1 - f(V)) - a}{1 - f(V)} t e^{-\lambda t} dt \right\} \quad (11)$$

Можно показать, что решение системы уравнений $\lambda^N(t_1, Q_0) = 0$ и $\lambda^Q(t_1, Q_0) = 0$ с учетом (9) существует для $f(V)$ общего вида, а условием существования решения является выполнение неравенства (12):

$$(Z - a - \lambda K^Q)q - \lambda K^L > 0 \quad (12)$$

В работе [1] показано, что при $f(V) = V$ это решение единственно.

К сожалению, оценить степень влияния величин норматива K^Q на эффективность освоения объекта в общем случае невозможно, так как система уравнений $\lambda^N(t_1, Q_0) = 0$; $\lambda^Q(t_1, Q_0) = 0$ аналитически не решается. Но численно, для конкретного объекта с заданными характеристиками – задача вполне реальная. Для этого необходимо дважды решить задачу (2) – (7): при $K^Q = 0$; и при $K^Q > 0$. Затем сравнить полу-

чающиеся значения функционала (7). Причем в первом случае из величины I необходимо предварительно вычесть затраты на строительство нефтепровода с пропускной способностью, равной максимальной годовой нефтедобыче, а во втором – оставить функционал как он есть.

Известно, что решение задач типа (2) – (7), когда $K^Q = 0$, представляет собой мгновенный ввод скважин. Алгоритм его нахождения хорошо известен и приведен в работе [2]. Для случая, когда $K^Q > 0$, воспользуемся модификацией алгоритма, предложенного в [1], суть которого заключается в нахождении максимума величины $I(F_1(t_1), t_1)$ на функции $Q_0 = F_1(t_1)$, где $F_1(t_1)$ – зависимость, вытекающая из уравнения $\lambda^N(t_1, Q_0) = 0$.

Рассмотрим конкретный объект, геолого-экономические характеристики которого приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Исходная информация для расчета оптимального режима
разработки месторождения**

Параметры	Ед. измерения	Значения
Начальные извлекаемые запасы, P	тыс. т	10000,0
Дебит добывающей скважины по жидкости, q	т/сут	50,0
Вязкость нефти	сПз	20,0
Параметры функции обводненности $f(V)$	б/р	$m = n = 2$
Стоимость единицы пропускной способности (тыс. т/год) нефтепровода, K^Q	тыс. руб/(тыс. т/год)	2000,0
Стоимость ввода в разработку добывающей скважины, K^L	тыс. руб/скв	28915,9
Эксплуатационные затраты на добычу 1 т жидкости, a	руб/т	262,3
Очищенная цена 1 т нефти, Z	руб/т	2900,0
Коэффициент дисконтирования, λ	1/год	0,15

Расчеты показывают, что без учета в модели пропускной способности нефтепровода, и соответствующих затрат S^Q , необходимо пробурить на месторождении 59 добывающих скважин и построить нефтепровод с $Q_0 = 1033$ тыс. т/год. При этом значение функционала $I = 4083$ млн. руб. Затраты S^Q составят 2066 млн. руб. Поэтому доход от освоения рассматриваемого месторождения за период отработки запасов равен 2017 млн. руб.

Теперь будем решать задачу (2) – (7) в общем виде, то есть с учетом Q_0 и S^Q . Как следует из таблицы 2, функционал $I(F_1(t_1), t_1)$ имеет один максимум, который достигается в точке $t_1 = 2,8$ года. При этом оптимальное решение предусматривает:

- ввод в эксплуатацию в начальный момент освоения объекта 27 добывающих скважин;
- дополнительное бурение в течение 2,8 года еще 13 добывающих скважин;
- строительство нефтепровода с пропускной способностью 473 тыс. т/год.

Величина NPV за период обработки запасов объекта составит при этом 2715,4 млн. руб.

Таблица 2

Значения функционала $I(F_1(t_1), t_1)$ и сопутствующих параметров на траектории $Q_0 = F_1(t_1)$, при $K^Q > 0$

$Q_0 = F_1(t_1)$, тыс.т/год	t_1 , год	$I(F_1(t_1), t_1)$, млн./руб	N_0 , шт	$N(t_1)$, шт
1033	0,000	2017,0	59	59
963	0,250	2153,3	55	56
893	0,475	2275,7	51	53
823	0,725	2390,0	47	51
753	0,975	2492,7	43	48
683	1,300	2581,3	39	46
613	1,675	2652,1	35	44
543	2,175	2699,5	31	42
503	2,500	2713,1	29	41
473	2,800	2715,4	27	40
443	3,150	2709,7	25	39
373	4,175	2657,6	21	36
303	5,725	2530,9	17	33
233	8,275	2291,7	13	29
163	13,475	1875,6	9	21
93	26,950	1217,9	5	17

Из всего вышесказанного следует вывод, что увеличение числа управляющих воздействий при составлении оптимального проекта разработки, несмотря на усложнение вычислительной процедуры, может привести к серьезному улучшению качества проектирования. Так, введение в математическую модель месторождения в качестве управляющего воздействия величины пропускной способности нефтепровода и учет затрат на его построение позволили увеличить эффективность освоения объекта в рассматриваемом примере более чем на 34%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карнаухов М.Н. Использование агрегированных моделей нефтяного месторождения для решения прикладных задач ТЭК. Екатеринбург: Институт экономики УрО РАН, 2007.
2. Беляев М.Ю., Рыбак А.Б. Алгоритм численного решения задачи нахождения субоптимального режима эксплуатации неоднородного объекта разработки// Инструменты и методы эффективного развития предприятий отрасли регионов: сб. науч. статей. Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. С. 43 – 50.