

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ДВУХЗОННОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Лукьянов А.С.

Институт энергетических исследований РАН

Россия, г. Москва ул. Нагорная д.31/2

gasgroup@rambler.ru

Аннотация Строится двухзонная модель локальной интенсификации добычи нефти. Ставится задача оптимального соотношения числа скважин, длины горизонтальных стволов и запасов, непосредственно затронутых гидроразрывом (вторая зона). Учитывается переток нефти из первой (незатронутой) во вторую зону. Используется экономический критерий оптимизации.

Ключевые слова: модель, оптимизация, добыча нефти, интенсификация, эффективность.

Введение

Опыт сланцевой революции в США показал, что можно экономически эффективно добывать нефть и газ из твёрдых пород (с нулевой начальной проницаемостью). При этом, с помощью горизонтального бурения (ГБ) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), локально, вокруг скважины создаётся зона трещиноватости, повышающая проницаемость породы и высвобождающая нефть (и газ) из замкнутых в породе пор [1-5].

Отметим, что достижение экономической эффективности сланцевой добычи в США обеспечивается небольшой глубиной залегания и близостью к потребителю, чего нет в России. Но в России в последние годы тоже успешно применяется ГБ с МГРП, но на месторождениях с ненулевой начальной проницаемостью пласта и нефтенасыщенностью. Такие мероприятия следует отнести к локальным мероприятиям по интенсификации добычи нефти (МИДН) [6]. Локальными можно называть такие мероприятия, которые изменяют свойства пласта (и, возможно, свойства флюидов) только в небольшой по сравнению с размерами всей залежи зоне, зоне интенсификации добычи (ЗИД). При этом ЗИД не изолирована от основного тела залежи, поэтому возможен приток нефти в ЗИД, но менее интенсивный, чем в ЗИД, так как в незатронутой МГРП зоне пласта свойства пласта (и флюидов) не изменились. Эта дополнительная нефть может быть добыта без увеличения затрат, что повысит экономическую эффективность ГБ с МГРП.

В данной статье предлагается упрощенная модель разработки нефтяной залежи с локальными ЗИД и предложения по её оптимизации с критерием чистой дисконтированной доходности (ЧДД).

1 Модель потоков нефти в локальной зоне

Рассмотрим одиночную скважину до интенсификации добычи. Неизбежным следствием ограниченности запасов нефти в пласте является падение добычи нефти на переходящем фонде скважин. За отсутствием более адекватных гипотез, примем постоянство во времени коэффициента падения добычи. Следствием будет экспоненциальное поведение дебита нефти скважины

$$q_1(t) = Q_1^0 \cdot m_1 e^{-m_1(t-t_0)}, \quad (1)$$

где m_1 – константа, равная коэффициенту падения добычи,
 Q_1^0 – начальные технологически извлекаемые запасы нефти,
 t_0 – начало работы скважины.

Текущие остаточные извлекаемые запасы $Q_1(t)$ тоже падают по экспоненте

$$Q_1(t) = Q_1^0 \cdot e^{-m_1(t-t_0)}, \quad (2)$$

следовательно, темп отбора $m_1 = \frac{q_1(t)}{Q_1(t)}$ – константа, равная коэффициенту падения добычи.

Пусть теперь в результате локальной интенсификации добычи образовалась зона пласта с изменёнными свойствами. Для простоты будем предполагать, что есть чёткая граница между ЗИД и зоной с неизменными свойствами. Поток нефти через эту границу $q(t)$ подчиняется тем же формулам (1) - (2), где $Q(t)$ – технологически извлекаемые запасы неизменной зоны (НЗ). Будем предполагать, что темп отбора m из НЗ не зависит от характеристик ЗИД.

Напишем уравнение изменения текущих извлекаемых запасов $Q_{И1}(t)$, находящихся в момент t в ЗИД

$$\frac{dQ_{И1}}{dt} = -m_{И1}Q_{И1} + mQ(t), \quad Q_{И1}(0) = Q_{И1}^0, \quad (3)$$

где m_I – темп отбора нефти из ЗИД, константа, $m_I > m$.

Это одномерное линейное уравнение с постоянным коэффициентом, вот его решение

$$q_{I1}(t) = m_I Q_{I1} = \left[Q_{I1}^0 - \frac{m_1}{m_I - m_1} \cdot Q_1^0 \right] \cdot m_I e^{-m_I t} + \frac{m_I}{m_I - m_1} Q_1^0 m_1 e^{-m_1 t}, \quad (4)$$

где $q_{I1}(t)$ – дебит скважины, t_0 принято равным 0.

Индекс 1 обозначает принадлежность величины к одной ЗИД, одной скважине.

Капиталовложения в разработку на одну скважину K или, точнее, затраты, производимые в момент t_0 , есть сумма

$$K = K_{\text{верт}} + K_{\text{гор}} + K_I,$$

где $K_{\text{верт}}$ – затраты в бурение вертикального ствола скважины,

$K_{\text{гор}}$ – затраты в бурение горизонтальных стволов,

K_I – затраты в интенсификацию добычи, например, в МГРП, создающие ЗИД.

Во всех трёх слагаемых должны быть учтены соответствующие затраты в обустройство разработки.

Величины $K_{\text{гор}}$ и K_I можно отнести на 1 метр проходки

$$K_{\text{гор}} = L \cdot K(L) = L \cdot (k_{\Gamma}^0 + k_{\Gamma} L),$$

$$K_I = k_I \cdot Q_{I1}^0 \cdot q_{I1}^0 = k_I \cdot L^2 \cdot q_L^0 \cdot Q_L^0,$$

где $Q_L^0 = \frac{Q_{I1}^0}{L}$ – извлекаемые запасы ЗИД, приходящиеся на 1 метр горизонтального ствола, $q_L^0 = \frac{q_{I1}^0}{L}$,

$K(L)$ – средние затраты на 1 м горизонтального бурения, которые растут при увеличении длины горизонтального ствола L ,

k_I – средние затраты в интенсификацию добычи нефти в ЗИД, зависящие от качества мероприятия, т.е. от достигаемого начального дебита Lq_L^0 и охваченных ЗИД начальных извлекаемых запасов LQ_L^0 .

Эксплуатационные затраты $C(t)$ на одну скважину представлены в виде суммы постоянных затрат C_1 и переменных затрат

$$C(t) = C_1(L) + c \cdot q_{I1}(t), \quad C_1(L) = c_0 + c_1 L + c_2 L^2 ?$$

где $C_1(L)$ – затраты на одну скважину, c – затраты на тонну добытой нефти.

2 Случай нескольких скважин

Пусть n число добывающих скважин с интенсификацией добычи. Пусть V – извлекаемые запасы пласта до интенсификации, тогда извлекаемые запасы НЗ Q_n^0 равны

$$Q_n^0 = V - nQ_{L1}, \quad (5)$$

где Q_{L1} – извлекаемые запасы одной ЗИД до интенсификации.

Важно, что извлекаемые запасы могут увеличиться в результате интенсификации добычи хотя бы за счёт вскрытия замкнутых ранее пор

$$Q_{I1}^0 = Q_{L1}(1 + \delta), \quad (6)$$

где Q_{I1}^0 – начальные суммарные извлекаемые запасы одной ЗИД после интенсификации,

δ – относительное увеличение запасов.

Таким образом, уравнения движения нефти определяются формулами (1) - (6), причём значения темпа отбора $m_I = \frac{q^0}{Q^0}$ зависят от n , а m кратно числу скважин n .

Добыча из n скважин $n \cdot q_{I1}(t)$ равна

$$\begin{aligned} n \cdot q_{I1}(t) &= n \cdot m_I \cdot Q_{I1}(t) = \\ &= n \cdot L \cdot q_L^0 \cdot e^{-m_I t} + nV \cdot \frac{Q_n^0}{Q_L^0} \cdot q_n^0 (e^{-nmt} - e^{-m_I t}), \end{aligned} \quad (7)$$

где $v = \frac{m}{m_{II} - nm}$.

Так как экспоненту можно проинтегрировать, получим формулу для ЧДД
ЧДД =

$$(p - c)n \left\{ \frac{Lq_L^0}{E+m_{II}} (1 - e^{-(E+m_{II})T}) + vQ_n^0 m_{II} \left[\frac{1}{E+nm} (1 - e^{-(E+nm)T}) - \frac{1}{E+m_{II}} (1 - e^{-(E+m_{II})T}) \right] \right\} - n \left\{ K_{\text{верт}} + L(k_r^0 + k_r L) + k_{II} L^2 q_L^0 Q_L^0 + \frac{c_1(L)}{E} (1 - e^{-ET}) \right\}, \quad (8)$$

где E – коэффициент дисконтирования,

p – цена продукции за вычетом налогов и транспортных затрат,

T – длительность разработки месторождения.

Величина T определяется моментом, после которого поток наличных становится отрицательным

$$(p - c) \left\{ Lq_L^0 e^{-m_{II}T} + v \frac{Q_n^0}{Q_L^0} q_L^0 (e^{-nmT} - e^{-m_{II}T}) \right\} = C_1(L).$$

Вычислить T можно численно, но если m_{II} значительно больше, чем nm , то можно пренебречь величиной $e^{-m_{II}T}$, тогда

$$T \approx \frac{1}{nm} \ln \frac{(p-c)vQ_n^0 q_L^0}{C_1(L)Q_L^0}.$$

Отметим, что не следует определять момент прекращения разработки из экономических соображений T , на стадии проектирования разработки. Этот момент в основном зависит от цены в момент принятия решения, а не от средней цены p за весь период разработки. Так как цена нефти волатильна, то прогноз цены содержит значительные ошибки, причём ошибки в средней цене p значительно меньше, чем ошибка в цене в конкретный отдалённый момент $p(t)$. Другими словами, угадать реальный момент отключения T невозможно, но можно просто назначить величину T как константу. Влияние хвоста $[T, \infty]$ на величину ЧДД невелико, так как величины $e^{-(E+m_{II})T}$, $e^{-(E+nm)T}$ и e^{-ET} при больших T малы. Для простоты отбросим эти экспоненты в формуле ЧДД, т.е. примем $T = \infty$.

Кроме того, величины извлекаемых запасов V , Q_1 , Q_{I1} , Q_{0n} , Q_{II1} , Q_L^0 в этой статье должны рассматриваться при $T = \infty$ без учёта прекращения добычи из экономических условий, т.е. как технологически извлекаемые.

3 Модель в безразмерном виде

Разделив выражение (8) на величину $(p-c)V$, получим формулу в безразмерном виде

$$\frac{\text{ЧДД}}{(p-c)V} = \frac{n}{1+M} \left[qM + \left(1 - qM \frac{n}{1+\delta} \right) \frac{\tilde{m}}{1+n\tilde{m}} \right] - n \left[k_0 + k_1 L + k_2 L^2 + \widetilde{K}_{II} q^2 M \right], \quad (9)$$

где использован следующий набор безразмерных величин:

$$M = \frac{EQ_L^0}{Q_L^0}, \quad \tilde{m} = \frac{m}{E}, \quad q = \frac{q_L^0}{EV} L, \quad k_0 = \frac{K_{\text{верт}} + \frac{c_0}{E}}{(p-c)V}, \quad k_1 = \frac{k_r^0 + \frac{c_1}{E}}{(p-c)V}, \quad k_2 = \frac{k_r + \frac{c_2}{E}}{(p-c)V}, \quad \widetilde{K}_{II} = \frac{k_{II} EV}{p-c}. \quad (10)$$

Если у двух проектов разработки одинаковые n и δ и совпадают численные значения безразмерных величин из набора (10), то их безразмерные модели (9) совпадают. Если один из проектов оптимален по ЧДД, то и другой тоже оптимален. Например, если у двух месторождений разные транспортные затраты (или налоги) или удельные затраты на 1 тонну нефти c , но величины из набора (10) совпадают (за счёт разницы в экономических коэффициентах k и c), то модели (9) совпадают.

Другой пример: сравниваются проекты, разработанные в разные годы, такие, что цена нефти за это время значительно изменилась. Тогда величины из набора (10) изменились, а значит и оптимальные проекты должны отличаться.

4 Оптимизация

Формулировка задачи: максимизировать величину ЧДД (8) при заданных внешних условиях p и E , характеристиках залежи, пласта и флюидов m , характеристики мероприятия по интенсификации q_L^0 (средний дебит на 1 м ствола), коэффициентов k и c удельных затрат, оперируя длиной горизонтальных стволов L , объёмом извлекаемой нефти в ЗИД Q_L^0 (на 1 м ствола, за счёт количества

пропанта в том числе) и числом добывающих скважин (и ЗИД при них) n . Оптимизация может производиться как по формуле (8), так и в безразмерном виде (9), тогда управлениями будут n , L и M .

Три условия оптимальности в задаче без ограничений получим, приравняв к нулю производную по M , n , L от $\frac{q_{\text{ДД}}}{(p-c)V}$ (9). При этом временно пренебрегаем целочисленностью величины n . Получив не целую величину оптимального n_0 , следует сравнить проект с n , равное целой части n_0 и на 1 больше.

После умножения на выражения, оказавшиеся в знаменателях, условия оптимальности принимают вид полинома.

Производная по M даёт условие

$$\widetilde{k}_{\text{И}}\mu q^2(M+1)^2 - q\frac{1+\mu\delta}{1+\delta} + \widetilde{m} = 0, \quad (11)$$

где $\mu = 1 + n\widetilde{m}$.

Из условия (11) можно выразить величину $M+1$ как квадратный корень из дроби, содержащей n и q (т.е. от L). Зависимость (11) от μ или n – линейная, следовательно, n выражается как дробь, зависящая от M и q , т.е. от Q_L^0 и L . Уравнение второй степени (11) от q (т.е. от L) в принципе может иметь два положительных корня, зависящих от n и M (Q_L^0).

Производная по L даёт условие

$$\frac{q_L^0}{EV} M \left[\frac{1+\delta\mu}{1+\delta} \right] = \mu(M+1) \left[k_1 + 2k_2L + 2\widetilde{k}_{\text{И}}M \left(\frac{q_L^0}{EV} \right)^2 L \right]. \quad (12)$$

Зависимость (12) от L – линейная, от n или μ тоже линейная, а по M – квадратичная.

Производная по n даёт условие

$$\widetilde{m} + qM\frac{1+\delta\mu^2}{1+\delta} = (M+1)\mu^2[k_0 + k_1L + k_2L^2 + \widetilde{k}_{\text{И}}q^2M]. \quad (13)$$

Зависимость условия (13) от L и M или Q_L^0 – квадратичная, а μ вычисляется как квадратный корень от дроби.

Заключение

Между площадной добычей за счёт наращивания числа скважин и локальным отбором нефти за счёт мероприятий по интенсификации добычи имеется синергия, т.е. при совместном применении экономическая эффективность разработки растёт. Оптимальное соотношение между числом скважин, длиной горизонтальных стволов и извлекаемыми запасами нефти в зоне интенсификации добычи существенно зависит от цены нефти. Чем дороже нефть, тем более дорогие и технологически эффективные мероприятия целесообразно применять, и наоборот. При интенсификации дебита скважины не следует забывать о росте извлекаемых запасов (объёма, затронутого трещинами).

Литература

1. Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В. Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку?. – М.: Под редакцией: А.А.Макарова, Т.А.Митровой, В.А.Кулагина. Центр изучения мировых энергетических рынков. ИНЭИ РАН. 2012. https://www.eriras.ru/files/spravka_slanc_njeft.pdf
2. Мельникова С.И., Сорокин С.Н. «Сланцевая революция» в США: внутренние и глобальные изменения на энергетических рынках. – М.: Экономический журнал ВШЭ. №3. 2013. – С.456-477.
3. Конопляник А.А.. Сланцевая революция: почему в США? – М.: Журнал «Нефть России». 2020, №1-2.– С.4-11.
4. Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Юценко Т.С.. Мировой опыт добычи сланцевой нефти и возможности для Бажена и российских производителей оборудования. – М.: Журнал ROGTEC. 2020, №63. – С.50-66. <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2020/12/03-International-Experience-of-Shale-Oil-Production-Implications-for-the-Bazhenov-Formation-and-Russian-Equipment-Manufacturers.pdf>
5. Листван М.И. Экономико-географические особенности «Сланцевой революции» в США. ВЕСТНИК МОСКОВСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. СЕРИЯ 5. ГЕОГРАФИЯ. 2020. № 1– С.114-123.
6. Лукьянов А.С. Сравнение экономической эффективности увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи. Управление развитием крупномасштабных систем MLSД'2019 Материалы двенадцатой международной конференции Научное электронное издание. Под общей ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. 2019. С.6-7-609.