

Ю. А. Ведерникова, И. Г. Соловьев

Вопросы моделирования взаимного влияния скважин

Исследуются вопросы взаимовлияния скважин и разрабатывается динамическая модель прискважинных и межскважинных зон пластовых систем. Модель может использоваться для построения алгоритмов идентификации и управления разработкой локальных участков месторождений на основе оперативных технологических данных, поступающих в корпоративную информационную систему нефтегазодобывающего предприятия.

Одно из направлений развития крупнейших российских нефтедобывающих компаний — переход к информационным системам, ориентированным на оптимизацию добычи нефти. Такие системы позволяют с помощью датчиков через сеть мощных современных контроллеров и компьютеров контролировать каждую скважину и каждый насос. Информация, полученная с технологических объектов, поступает на автоматизированное рабочее место инженерно-технологической службы и аккумулируется в базе данных корпоративной информационной системы (КИС). Если технологии получения, хранения и документирования информации довольно хорошо отработаны, то методики ее использования развиты недостаточно. Основной причиной этого являются разнообразие, динамичность и комплексная сложность процессов в скважине и в пласте [1, 5, 7].

Пока повсеместно выполняется первичный анализ результатов контроля технологического процесса нефтедобычи. К задачам первичного анализа можно отнести:

- оценку текущих объемов нефтедобычи;
- выявление характерных изменений в работе скважин и пластов (чаще без учета динамики процессов).

Любая поступающая в КИС информация о характере работы скважин и возможных периодах ее отключения оказывается полезной для текущего контроля состояния разработки и принятия управленческих решений. Использование полномасштабной режимной информации со скважин требует разработки адекватных математических моделей оценки взаимовлияния скважинных систем.

В данной работе предложена математическая модель оценки взаимовлияния скважин, ориентированная на использование в задачах оперативной идентификации межскважинных зон пласта и управления разработкой локальных участков месторождений.

Согласно [2, 3], модель скважинной системы, учитывающая динамику призабойной зоны скважины, может быть представлена уравнением

$$\left((T_3(i) + R_3(i) \cdot S_0(i)) \cdot s + 1 \right) \cdot h(i, t) = h_3(i) - \frac{(T_3(i) \cdot s + 1)}{\rho g} \cdot (P_0(i, t) - P_{3T}(i, t) + R_3(i) \cdot q(i, t)), \quad (1)$$

где i — номер скважины;

$T_3(i)$ — постоянная времени призабойной зоны скважины — параметр, определяемый упругими свойствами призабойной зоны;

$R_3(i)$ — гидростатическое сопротивление забоя скважины — величина, обратная коэффициенту продуктивности ($k_{пр}$) скважины;

$S_0(i)$ — площадь кольцевого сечения между НКТ и обсадной колонной;

$h(i, t)$ — динамический уровень в скважине;

$h_3(i)$ — глубина забоя скважины;

ρ — плотность добываемой газожидкостной смеси;

g — ускорение свободного падения;

$P_0(i)$ — давление в призабойной зоне скважины (отличать от давления в забое скважины);

$P_{3T}(i)$ — давление в затрубном пространстве;

$q(i, t)$ — дебит скважины;

s — оператор дифференцирования.

Упростим выражение, перейдя к исчислению давлений в метрах водяного столба, т. е.

$$H_{3T}(i, t) = \frac{1}{\rho g} \cdot P_{3T}(i, t), \quad (2)$$

$$H_0(i, t) = \frac{1}{\rho g} \cdot P_0(i, t).$$

Согласно (1), постоянная времени призабойной зоны с учетом емкости внутренней полости скважины вычисляется по выражению

$$T_{\Sigma}(i) = T_3(i) + S_0(i) \cdot R_3(i). \quad (3)$$

Уравнение (1) с учетом (2) и (3) примет вид:

$$(T_{\Sigma}(i) \cdot s + 1) \cdot h(i, t) = h_3(i) - (T_3(i) \cdot s + 1) \cdot (H_0(i, t) - H_{3T}(i, t)) + R_3(i) \cdot q(i, t). \quad (4)$$

Дебиты скважин определяются величинами депрессий. Для эксплуатационных скважин давление в призабойной зоне $H_0(i)$ меньше среднепластового $H_{пл}$, а для нагнетательных справедливо обратное соотношение. Однако для скважины любого типа значение $H_0(i)$ зависит от режима работы соседних скважин [6, 8], т. е.

$$H_0(i, t) = H_{пл} - \frac{R_0(i)}{T_3(i) \cdot s + 1} \cdot (q(i, t) + \Delta q(i, t)), \quad (5)$$

где $H_{пл}$ — среднепластовое давление;

$R_0(i)$ — гидростатическое сопротивление призабойной зоны;

$\Delta q(i, t)$ — составляющая влияния других скважин.

Обозначим

$$W_0(i, s) = \frac{R_0(i)}{T_3(i) \cdot s + 1}$$

и будем называть это выражение оператором передачи давления от границы призабойной зоны до забоя скважины.

Поясним, каким образом может быть учтена составляющая $\Delta q(i, t)$ на примере взаимовлияния двух скважин (рис. 1). Пусть исследуемая скважина имеет номер i , а влияющая на ее работу — номер j .

Тогда согласно рис. 1

$$\Delta q(i, t) = W(i, j, s) \cdot \frac{R_0(j)}{T_3(j) \cdot s + 1} \cdot q(j, t), \quad (6)$$

где $W(i, j, s)$ — оператор передачи давления от границы призабойной зоны i -й скважины до границы призабойной зоны j -й скважины, или оператор взаимовлияния.

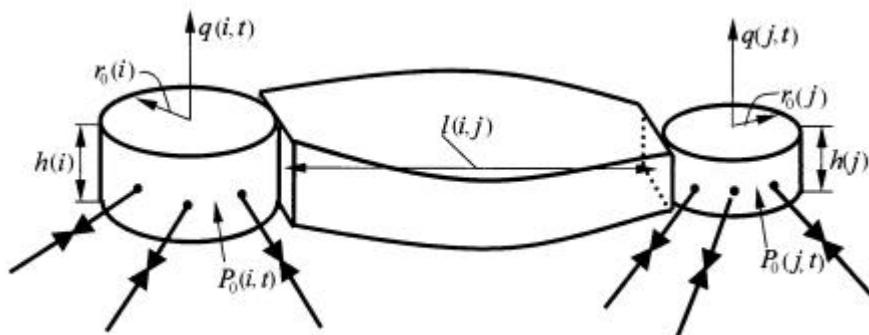


Рис. 1. Две взаимовлияющие скважины

Из условия симметрии следует, что взаимовлияние скважин равнозначно, следовательно

$$W(i, j, s) = W(j, i, s).$$

Оператор $W(i, j, s)$ в первом приближении может аппроксимироваться динамикой первого порядка:

$$W(i, j, s) = \frac{R_0(i, j)}{T_0(i, j) \cdot s + 1}, \quad (7)$$

где $R_0(i, j)$ и $T_0(i, j)$ — коэффициент передачи и постоянная времени межскважинной зоны соответственно.

Значения гидростатических сопротивлений, коэффициентов передачи и постоянных времени в (5), (6) и (7) подлежат идентификации. Однако для априорной оценки этих величин можно воспользоваться геометрическими аналогиями. Очевидно, что значения $T(i, j)$, $T_3(i)$ и $T_3(j)$ зависят от объемов зон фильтрации.

Так, постоянная времени прискважинной зоны должна быть пропорциональна цилиндрическому объему этой зоны с радиусом $r_0(i)$ и высотой $h(i)$, равной мощности пласта в зоне скважины, т. е.

$$T_3(i) = \alpha_3(i) \cdot \pi \cdot r_0(i) \cdot h(i), \quad (8)$$

а постоянная времени межскважинной зоны в связи с этим имеет вид

$$T_0(i, j) = \alpha(i, j) \cdot \frac{h(i) + h(j)}{2} \cdot (r_0(i) + r_0(j)) \cdot l(i, j), \quad (9)$$

где $\alpha_3(i, j)$, $\alpha(i, j)$ — настроечные коэффициенты.

Учитывая, что наблюдаемая реакция межскважинного взаимодействия содержит составляющую временного запаздывания [5], в дальнейшем $W(i, j, s)$ будем аппроксимировать выражением

$$W(i, j, s) = \frac{R_0(i, j)}{T(i, j) \cdot s + 1} \cdot e^{-\tau(i, j)s}, \quad (10)$$

где динамические характеристики операторов связаны равенствами:

$$\begin{aligned} T(i, j) &= \lambda \cdot T_0(i, j), \\ \tau(i, j) &= (1 - \lambda) \cdot 3 \cdot T_0(i, j). \end{aligned}$$

Параметр λ (настроечный) выбирается в интервале от 0,2 до 0,8.

Коэффициент передачи межскважинной зоны определяется расстоянием между скважинами:

$$R_0(i, j) = R_0(j, i) = \frac{\beta(i, j)}{l(i, j)}, \quad (11)$$

где $\beta(i, j)$ — также настроечный коэффициент.

В условиях (8), (9), (11) настроечные параметры подлежат идентификации по данным режимной информации со скважин.

Линейные измерения параметров $r_0(i)$, $r_0(j)$, $l(i, j)$, $h(i)$ и $h(j)$ показаны на рис. 1.

В общем случае, когда исследуется взаимовлияние нескольких скважин, количество связей возрастает и выражение (6) можно переписать следующим образом:

$$\Delta q(i, t) = \sum_{j \in J(i)} W(i, j, s) \cdot \frac{R_0(j)}{T_3(j) \cdot s + 1} \cdot q(j, t) + \xi_0(i, t), \quad (12)$$

где $J(k)$ — номера влияющих скважин;

$x_0(i, t)$ — действие случайных возмущений (с нулевым средним).

Объединив (5), (10) и (12), получим

$$\begin{aligned} H_0(i, t) &= H_{in} \frac{R_0(i)}{T_3(i) \cdot s + 1} \times \\ &\times \left[q(i, t) + \sum_{j \in J(i)} \frac{R_0(i, j)}{T(i, j) \cdot s + 1} \cdot e^{-\tau(i, j)s} \cdot \frac{R_0(j)}{T_3(j) \cdot s + 1} \cdot q(j, t) + \xi_0(i, t) \right]. \end{aligned} \quad (13)$$

В практике реальных наблюдений уровень взаимовлияний существенным образом зависит от расстояния между скважинами и гидропроводности межскважинных зон. Полагая, что параметры гидропроводности пластовых зон изменяются в небольших пределах, для увеличения уровня чувствительности (разрешающей способности метода) действие равноудаленных скважин удобно объединять. С этих позиций целесообразно строить расчетную схему, применяя модель радиального расположения скважин (рис. 2) [9].

Расчетная схема для вычисления $H_0(i, t)$ в этом случае приобретает вид:

$$\begin{aligned} H_0(i, t) &= H_{in} - W_0(s) \times \\ &\times \left[q(i, t) + W_1(s) \cdot \left[\sum_{j \in \mathcal{L}_1(i)} \bar{q}_1(j, t) + W_2(s) \cdot \left[\sum_{j \in \mathcal{L}_2(i)} \bar{q}_2(j, t) + W_3(s) \cdot \sum_{j \in \mathcal{L}_3(i)} \bar{q}_3(j, t) \right] \right] \right] + \xi_0(i, t), \end{aligned}$$

где $\bar{q}_k(j, t) = W_0(j, s) \cdot q_k(j, t)$;

$W_k(s)$ — оператор передачи влияния скважин радиуса k скважинам радиуса $k-1$ (для рис. 2 $k = 1, 2$,

3).

Согласно рис. 2 на основании уравнений (1) и (13) была разработана расчетная схема и произведены вычислительные эксперименты. Исходные данные для расчета приведены в табл. Полученные в результате расчетов графики изменения динамического уровня в исследуемой скважине $h(1, t)$ представлены на рис. 3. Отсчет времени начинается с момента включения насоса в 1-й (исследуемой) скважине, что приводит к изменению в течение 4 час. уровня со статического в 100 м до установившегося динамического в 590 м при $q = 320 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через 17 час. с момента включения 1-й скважины производится включение насоса во 2-й (влияющей) скважине. На рис. 3 видно, что динамический уровень в 1-й скважине начинает реагировать на включение 2-й скважины с задержкой в 8 час. и эта реакция прослеживается в течение 35 час. Причем значение уровня за этот период увеличивается с 590 до 599 м.

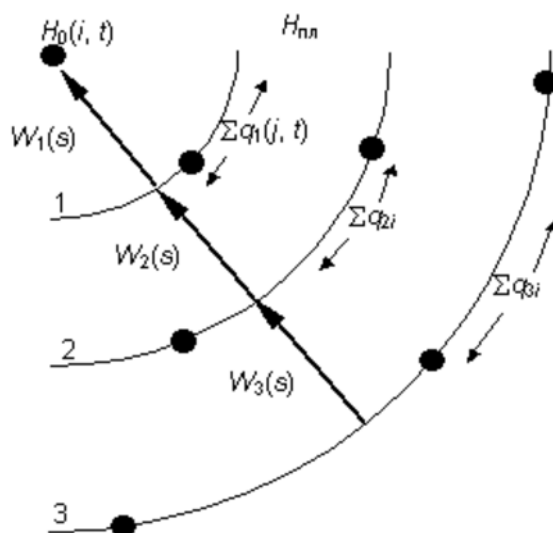


Рис. 2. Модель радиального расположения скважин в системе разработки

Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Расстояние между скважинами l_{12} , м	600
Радиус призабойной зоны 1-й скважины $r_0(1)$, м	1
Радиус призабойной зоны 2-й скважины $r_0(2)$, м	1
Толщина пласта в зоне 1-й скважины $h(1)$, м	15
Толщина пласта в зоне 2-й скважины $h(2)$, м	14
Площадь кольцевой зоны S_0 , м^2	0,07
Дебит 1-й скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$	340
Дебит 2-й скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$	420
Пластовое давление, м вод. ст.	1500
Давление в затрубном пространстве h_{3T}	100
$\alpha_3(1), \alpha_3(2)$	0,0104
$\beta(1, 2)$	1,2
$\alpha(1, 2)$	0,00069
λ	0,5

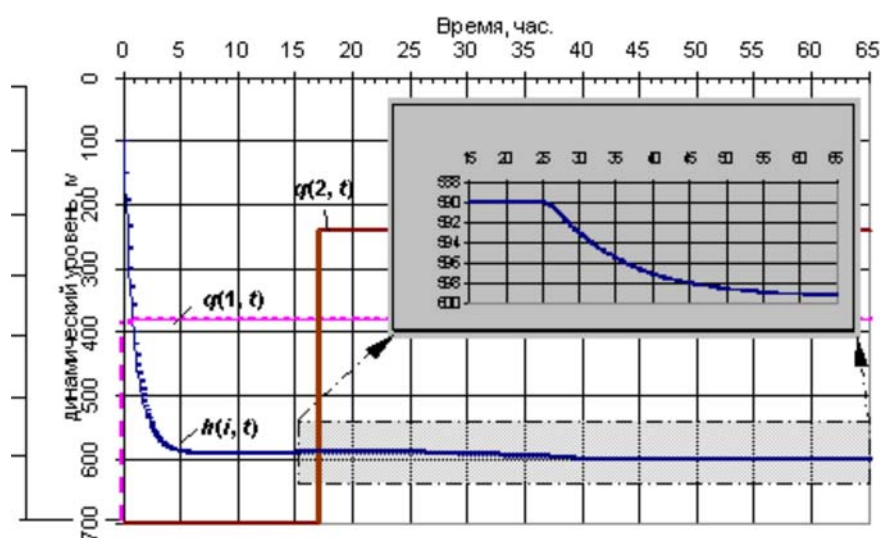


Рис. 3. Графики изменения динамического уровня и дебита в исследуемой скважине и дебита влияющей скважины

Результаты моделирования показывают, что исследуемые процессы являются разнотемповыми и уровни анализируемых взаимовлияний не превосходят 10–15 % от возможного диапазона вариации динамического уровня самой скважины. Указанные обстоятельства подтверждают тот факт, что разработка алгоритмов идентификации настроечных параметров введенной модели требует индивидуальных подходов. Очевидно, что переход к (14) увеличивает динамические вариации $h(i, t)$ от режимных характеристик группы скважин, что обеспечивает надежный уровень информативности выборки в задачах идентификации.

В заключение отметим, что накапливаемая промысловая информация по всему фонду скважин при наличии адекватных математических моделей позволяет надежно контролировать состояния выработки эксплуатационных участков и оперативно реагировать на реально складывающиеся обстоятельства.

Литература

1. Баскаев К. Новые технологии для старых месторождений. Опыт ОАО «Татнефть» в сфере внедрения информационных систем // Нефть России. 2003. № 9.
2. Ведерникова Ю. А., Соловьев И. Г. Моделирование взаимного влияния скважин для участка нефтяного месторождения // Вестник кибернетики. Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2002. Вып. 3. С. 148–155.
3. Ведерникова Ю. А., Соловьев И. Г. Разработка и использование гидродинамических моделей скважинных систем, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов // Вестник кибернетики. Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2002. Вып. 1. С. 85–91.
4. Динамика геолого-технических комплексов в нефтегазодобыче. М.: Наука, 1993. 272 с.
5. Каневская Р. Рациональный выбор. О комплексном подходе к проектированию разработки месторождений с применением гидравлического разрыва пласта // Нефтегазовая Вертикаль. 2001. № 13.
6. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2002. 140 с.
7. Коровин С. Я., Артамонов Р. А., Назаров В. Ю. Информационная нефтепромысловая система нефтегазодобывающей компании // Нефтяное хозяйство. 2002. № 8. С. 113–118.
8. Методика расчета забойного давления и потенциального дебита скважин. Уфа: Уфим. ООО «ЮганскНИПИнефть», 2001. 73 с.
9. Справочное руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. редакцией Ш. К. Гиматудинова / Адриасов Р. С., Мищенко И. Т., Петров А. И. и др. М.: Недра, 1983. 455 с.

Yu. A. Vedernikova, I. G. Solovyev

ON SIMULATION REGARDING CROSS IMPACT OF OIL WELLS

The paper considers cross impact of oil wells, developing a dynamic model of near well and interwell zones of stratal systems. The model could be of use for constructing identification and control algorithms for developing local prospects on the basis of operational data getting into a corporate information system of oil-and-gas-producing companies.