452

УДК 004.942

ТЕХНОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СВЯЗНОСТИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кобрунов А.И., Кунцев В.Е., Мотрюк Е.Н.

ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта,

e-mail: Vitaly.91@yandex.ru

В статье представлена технология связности скважин в процессе извлечения углеводородов, использующая имитационную модель эксплуатации нефтяного месторождения. Для построения математической модели эксплуатации месторождения применяется подход емкостной модели. Емкостная модель характеризует свойства нефтяного пласта исключительно на основании исторических данных эксплуатации месторождения. Применение правильных методов оптимизации модели позволит получить достоверную информацию о величине межскважинных взаимодействиий между добывающими и нагнетательными скважинами. С помощью реализованной модели планируется получать интервальные времена распространения точек кривой восстановления давления в системе из нескольких скважин путем моделирования депрессии в нагнетательных скважинах и регистрации отклика в добывающих скважинах. Полученные интервальные времена служат в качестве начальных данных для метода гидораниамической томографии с целью получения информации о пространственном распределении фильтрационного сопротивления, характеризующего продуктивную способность проницаемого пласта.

Ключевые слова: математическая модель, история эксплуатации, оптимизация, параметр, добывающие скважины, нагнетательные скважины, гидродинамическая томография

TECHNOLOGY OF EVALUATION INTERWELL-CONNECTIVITIES IS BASED ON MODEL OF THE FIELD EXPLOITATION

Kobrunov A.I., Kuntsev V.E., Motryuk E.N.

Ukhta state technical university, Ukhta, e-mail: Vitaly.91@yandex.ru

This paper presented technology of evaluation interwell-connectivities in the process of production hydrocarbons using a simulation model of an oil field exploitation. To construct a mathematical model of an oil field exploitation is used approach of a capacitance model. Capacitance model characterizes the properties of an oil reservoir using only historical data of a field exploitation. Application of correct methods in optimization model'll allow to obtain accurate information about interwell-connectivities between producing-injection well-pairs. With the help of the realized model it is planned to receive interval times propagation points of pressure recovery curve in system from several wells by simulating depression in injection wells and registration response in producing wells. The resulted interval times serve as initial data for the method of hydrodynamic tomography to obtain information about spatial distribution of filtration resistance characterizing the productive capacitance of a permeable reservoir.

Keywords: mathematical model, history of exploitation, optimization, parameter, producing wells, injection wells, hydrodynamic tomography

Задача повышения эффективности разработки месторождения всегда вызывала интерес предприятий нефтегазодобывающей отрасли. Этому может способствовать использование информации о пространственном распределении фильтрационного сопротивления, характеризующего пропускную способность продуктивного пласта в процессе извлечения углеводородов. Фильтрационные характеристики количественно могут быть выражены через коэффициент пьезопроводности, пространственное распределение которого отражает продуктивную способность проницаемого пласта [4]. Среди методов мониторинга проницаемости пласта можно выделить метод гидродинамической томографии.

Задача нахождения пространственного распределения сопротивления движению флюида в проницаемом пласте, как томографическая задача обработки измерений наступления реакции в рассматриваемых скважинах при изменении давления в возмущающих скважинах, впервые была сформулирована в работе [1]. Однако ее решение требует проведения дорогостоящих и долговременных измерений интервальных времен, распространения характерных точек кривой восстановления давления в системе из нескольких скважин, вскрывших гидродинамически связанные участки продуктивного пласта. Поэтому при оценке связности скважин возникает необходимость в разработке технологии синтеза томографических данных по результатам контроля динамики дебита скважин в процессе их эксплуатации.

Актуальность. Введение в рассмотрение модели оценки связности скважин обосновано тем, что она является имитационной моделью для получения данных, необходимых для метода гидродинамической томографии. А возможно это потому, что необходимые данные уже скрыты в текущих измерениях штатной эксплуатации скважин. Таким образом, возникает задача построения математической модели оценки связности скважин на основе данных из истории эксплуатации месторождения. Затем на построенной модели будут проводиться измерения для получения необходимых томографических данных. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

Разработка математической модели. Модель оценки связности скважин с разработкой ее на основе данных эксплуатации месторождения выполнялась в работах [2], [3], где использовался подход емкостной модели (capacitance model) [5]. Данный метод характеризует свойства продуктивного пласта на основании использования данных из истории штатной эксплуатации скважин: скоростей по добыче и закачке жидкости. В данной статье предлагается в качестве модели гидродинамической связи месторождения, в котором происходит закачка и извлечение жидкости, адаптированной к поставленной задаче, использовать модель связной системы, в которой дебит *i*-й скважины в рассматриваемом интервале времени определяется на основе принципа суперпозиции нескольких физических факторов. При ее выборе следует руководствоваться простотой базовых принципов и хорошими аппроксимационными возможностями предлагаемой конструкции:

$$Q_{i}(t) = Q_{i,1}(t) + Q_{i,2}(t) + Q_{i,3}(t). \quad (1)$$

Здесь $Q_{i,1}(t)$ описывает динамику первичного дебита *i*-й добывающей скважины, не подверженной влиянию других скважин, и аппроксимируется с помощью линейного эволюционного уравнения:

$$Q_{i,1}(t) = e^{-t\lambda_i} Q_{i,1}(t_0), \qquad (2)$$

где t_0 – начальное время работы скважины, λ_i – коэффициент затухания, определяющий скорость экспоненциального снижения дебита на *i*-й скважине и в частном случае не меняющийся во времени.

Следующий фактор $Q_{i,2}(t)$ определяет влияние нагнетательных скважин на *i*-ю добывающую скважину и является суммой влияний всех нагнетательных скважин:

$$Q_{i,2}\left(t\right) = \sum_{j=1}^{N_{int}} \Psi_j\left(t - \sigma_{ij}\right).$$
(3)

Причиной этого является перераспределение внутрипластового давления под воздействием проводимого заводнения месторождения, из-за чего изменяется сама динамика движения флюидов в системе. Заметим, что только с некоторой долей упрощения мы можем предполагать, что это влияние сводится к линейной комбинации притоков (3) с коэффициентами, учитывающими экспоненциальное запаздывание воздействия во времени. Влияние отдельно взятой *j*-й нагнетательной скважины определяется по формулам:

$$\Psi_{j}\left(t,\sigma_{ij}\right) = \beta_{ij}I_{j}\left(t-\sigma_{ij}\right)E_{int},\qquad(4)$$

$$\sigma_{ij} = \frac{\kappa_{ij}}{V_{ii}}.$$
 (5)

Коэффициент задержки сигнала σ_{ij} (5) зависит от расстояния между парой рассматриваемых скважин – R_{ij} и скорости движения флюидов от *j*-й скважины к добывающей скважине *i*. Коэффициент β_{ij} есть доля интерференции воздействия *j*-й скважины на *i*-ю. Влияние *j*-й нагнетательной скважины (4) можно разложить на две составляющие.

Составляющая І_{*j*} – это дополнительный приток к *i*-й добывающей скважине, который создает *j*-я нагнетательная скважина к моменту времени *t*:

$$\mathbf{H}_{j}\left(t,\sigma_{ij}\right) = \sum_{t'=t_{0}}^{t} \left[W_{j}\left(t'-\sigma_{ij}\right)\Delta t\right] - \mathbf{H}_{j}\left(t\right), \quad (6)$$
$$\mathbf{H}_{j}\left(t\right) = \sum_{t'=t_{0}}^{t-1}\sum_{i=1}^{N_{out}}\Psi_{j}\left(t'-\sigma_{ij}\right), \quad (7)$$

где $\Delta t = t_{k+1} - t_k - длина$ временного интервала, $k \in 0 \dots T$.

Вторая составляющая E_{int} – затухание движения флюида в пласте, которое связано с коэффициентом запаздывания и происходит по экспоненциальному закону:

$$\mathbf{E}_{int} = e^{-\alpha_{int}\sigma_{ij}} \tag{8}$$

Здесь N_{int} и N_{out} – общее количество нагнетательных и добывающих скважин, α_{int} – коэффициент затухания движения флюидов, который представляет собой гидравлическое сопротивление прохождению напора закачиваемой жидкости. Величина дополнительного притока (6) зависит от скорости закачки жидкости W_j в скважину и коэффициента задержки сигнала (запаздывания) σ_{ij} (5) между скважинами. Кроме того, при расчете I не учитывается приток от *j*-й скважины H_j^i (7), который уже присутствовал в дебите по всем добывающим скважинам к рассматриваемому моменту времени.

Третий фактор дебита $Q_{i,3}(t)$ отвечает за воздействие отбора флюидов в соседних добывающих скважинах и тоже является линейной комбинацией по скважинам-соседям:

$$Q_{i,3}(t) = \sum_{j=1(j\neq i)}^{N_{out}} \Phi_j(t - \sigma_{ij}).$$
(9)

Величина Ф_, представляет влияние *j*-й добывающей скважины на дебит скважины *i*, которое определяется с помощью следующего выражения:

$$\Phi_{j}\left(t,\sigma_{ij}\right) = \gamma_{ij}\Delta G_{ij}\left(t-\sigma_{ij}\right)E_{out},\quad(10)$$

$$\Delta G_{ij} = G_i \left(t - \sigma_{ij} \right) - G_j \left(t - \sigma_{ij} \right), \quad (11)$$

$$\mathbf{E}_{out} = e^{-\alpha_{out}\sigma_{ij}} \,. \tag{12}$$

Здесь ΔG_{ij} – разница между скоростями добычи флюйда в скважинах *i* и *j* (11), γ_{ij} – имеет смысл коэффициента влияния работы

j-й скважины на дебит скважины *i*. Затухание движения флюида E_{out} (12) реализуется через коэффициент задержки сигнала между двумя скважинами σ_{ij} и коэффициент гидравлического сопротивления прохождению отрицательного напора жидкости α_{out} , связанного с дренированием добывающих скважин.

Итоговая аналитическая модель имеет следующий вид:

$$Q_{i}(t) = e^{-i\lambda_{i}}Q_{i,1}(t_{0}) +$$

$$+ \sum_{j=1}^{N_{int}} \left[\beta_{ij}\left[\sum_{t'=t_{0}}^{t}\left[W_{j}\left(t'-\sigma_{ij}\right)\Delta t\right] - H_{j}(t)\right]e^{-\alpha_{int}\sigma_{ij}}\right] +$$

$$+ \sum_{j=1(j\neq i)}^{N_{out}} \left[\gamma_{ij}\left[G_{i}\left(t-\sigma_{ij}\right) - G_{j}\left(t-\sigma_{ij}\right)\right]e^{-\alpha_{out}\sigma_{ij}}\right].$$
(13)

Представим уравнение (13) в символьной форме:

$$Q_i(t) = A[\alpha_{int}, \alpha_{out}, \lambda, \beta, \gamma, V].$$
(14)

Формирование математической модели работы месторождения основано на реконструкции по истории эксплуатации следующих параметров: α_{int} , α_{out} , $\lambda = \{\lambda_i\}$, $\gamma = \{\gamma_i\}$, $\beta = \{\beta_{ii}\}$ и $V = \{V_{ii}\}$.

Исходными данными являются значения: $W = \{W_j(t)\}, G = \{G_i(t)\}, N_{int}, N_{out}, \Delta t.$

Модельные параметры (14) подбираются для каждой многоскважинной системы таким образом, чтобы известная история динамики закачки и отбора жидкости при подстановке в формулу (13) давала историю добычи, подобной реальной. Поэтому для поиска подходящих модельных параметров нужно решить оптимизационную задачу:

$$Z\left(\alpha_{int},\alpha_{out},\lambda,\beta,\gamma,V\right) =$$

$$= \sum_{t=t_{0}}^{T} \sum_{i=1}^{N_{out}} \left|\overline{Q_{i}}\left(t\right) - Q_{i}\left(t\right)\right| \rightarrow \min, \quad (15)$$

где $\overline{Q_i}$ – дебит скважины *i* из истории разработки и Q_i – модельный дебит скважины.

При такой постановке задачи минимизируется целевая функция Z (15), которая является невязкой между реальными и модельными дебитами по всем скважинам и временным интервалам.

Ограничения на параметры оптимизации. Минимизация проводится с учетом некоторых ограничений на параметры модели, связанных с их физическим смыслом. Ограничение на параметр β_{ij} связано с тем, что от одной нагнетательной скважины должно поступать воды не больше, чем было закачано. А так как β_{ij} означает, какая доля воды из *j*-й нагнетательной скважины идет в сторону добывающей скважины *i*, то он должен удовлетворять следующему ограничению:

$$\sum_{i=1}^{N_{out}} \beta_{ij} \le 1$$
, для всех $j = 1...N_{int}$. (16)

Кроме этого, значения параметра должны лежать в пределах от 0 до 1, как части жидкости, закачанной в скважину *j* и текущей в сторону добывающей скважины.

$$0 \le \beta_{ii} \le 1. \tag{17}$$

На величину γ_{ij} накладывается дополнительное ограничение, связанное с тем, что третья компонента в сумме для всех скважин должна быть равна нулю в каждый момент времени, так как она отвечает только за конкуренцию добывающих скважин и не может привносить в систему массу.

$$\sum_{i(j)=1}^{N_{out}} \sum_{j(i)=1}^{N_{out}} \gamma_{ij} = 0.$$
(18)

Кроме того, так как параметр определяет степень влияния между добывающими скважинами, то значения его должны лежать в интервале от 0 до 1:

$$0 \le \gamma_{ii} \le 1. \tag{19}$$

Параметры α_{int} , α_{out} , λ_{ij} являются калибровочными коэффициентами, которые определяют скорость экспоненциального падения физических процессов, с которыми они связаны, и их значения должны лежать в пределах от 0 (нет влияния на процесс) до 1.

Естественными ограничениями служат:

$$W_{j}\left(t\right)|_{t < t_{0}} = 0 \tag{20}$$

$$G_i(t)|_{t < t_0} = 0 \tag{21}$$

Тестовый пример. В качестве примера для оценки адекватности поведения модели были использованы данные по эксплуатации тестового месторождения в течение 30 временных интервалов (например, месяцев), состоящего из нескольких скважин: две добывающие (№ 1, № 2) и две нагнетательные скважины (№ 3, № 4). Нагнетательные скважины равноудалены от добывающих (300 метров), и расстояние между добывающими скважинами – 500 метров. В качестве истории эксплуатации месторождения выбраны данные по добыче (дебиту) и закачке жидкости (G_1 и G_2 – скорости добычи по скважинам № 1 и № 2, W_3 и W_4 – скорость нагнетания по скважинам № 3 и № 4 одинакова), приведенные на рис. 1.

По представленной истории эксплуатации были выполнены расчеты модельного дебита для тестового месторождения с различными комбинациями значений параметров. Далее была произведена оценка относительной погрешности модельного дебита от значения исходного тестового дебита. Результаты расчетов приведены в таблице.

На данном этапе проверки работы модели подбирались только ($\alpha_{out}, \alpha_{int}, \lambda_i$), остальные параметры рассматривались как постоянные коэффициенты для всех экспериментов: $V_{ij} = 150 \frac{M}{M^2}$ (по всем скважинам), $\gamma_{12} = \gamma_{21} = 1$ мес (максимальное влияние добывающих скважин друг на друга), $\beta_{ii} = 0,4$ (одинаковое влияние нагнетательных скважин на добывающие скважины, причем часть нагнетаемой воды не влияет на дебит скважин $\beta_{13} + \beta_{23} = 0.8 < 1$). Наилучшие результаты расчета для тестовых данных выявлены при следующем наборе значений оптимизационных параметров (в таблице это № 10): коэффициент затухания дебита $\lambda_i = 0.05$ – снижение первичного дебита происходит плавно; коэффициент α_{ои} близок к 1, т.е. сопротивление напору достаточно велико и оказывает существенное влияние на затухание скорости движения флюидов; а_{int} близок к 0, что указывает на низкое сопротивление среды прохождению жидкости в нагнетательных скважинах, что обеспечивает существенное влияние на скорость добычи. Результаты сравнения модельного и тестового дебитов для скважины № 2 из примера представлены на рис. 2.



Рис. 1. Данные эксплуатации тестового месторождения

	Параметры			Относительная погрешность, %
№ п/п	λ_{i}	α. _{out}	α_{int}	
1	0	0	0	24,1
2	0	0	1	31,8
3	0	0	0,5	27,4
4	0	0	0,3	23,6
5	0	1	0	18, 2
6	0	0,5	0	15,6
7	0	0,3	0	14,9
8	0,25	0	0	25,5
9	0,1	1	0,3	15,83
10	0,05	0,9	0,1	9,3

Данные расчета тестового примера



Рис. 2. Сравнение модельного и тестового дебитов для скважины № 2

Заключение

Оптимизация процесса эксплуатации месторождения зависит от качества проведения мониторинга пространственного распределения фильтрационного распределения, который позволяет выявить зоны аномального сопротивления в продуктивном пласте и таким образом снизить технологические риски эксплуатации. Система интервальных времен прохождения гидродинамического сигнала, служащая входными данными для метода гидродинамической томографии и характеризующая распределение фильтрационного сопротивления, может быть получена с помощью моделирования времени прохождения сигнала. В этом случае расчеты, имитирующие реакцию добывающих скважин на воздействие в нагнетательной скважине, выполняются на основе математической модели оценки связности скважин, построенной по данным истории эксплуатации месторождения. Начальные приближения коэффициентов модели для решения задачи (15) сначала подбираются экспериментальным путем, затем корректируются путем использования принципов оптимальности для параметров, выраженных в виде целевой функции, характеризующей качество модели, методом Хука-Дживса.

Список литературы

1. Кобрунов А.И. Математическая модель томографии на давлениях при контроле за разработкой нефтяных месторождений // Известия Коми научного центра Уро РАН. – 2012. – Выпуск 4(12). – С. 82–86.

2. Кобрунов А.И., Куделин С.Г., Мухаметдинов С.В., Художилова А.Н. Метод изучения пространственного распределения фильтрационного сопротивления при эксплуатации нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2013. – Выпуск 1079. – С. 58–60.

3. Краснов В.А., Иванов В.А., Хасанов М.М. Помехоустойчивый метод оценки связности пласта по данным эксплуатации месторождений // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче (Москва,16–18 октября 2012 года). – SPE-162053.

4. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Ч. 1, 2. – М.: Нефть и газ, 1995. – 586 с.

5. Jong S. Kim, Larry W. Lake, Thomas F. Edgar. Integrated Capacitance-Resistance Model for Characterizing Waterflooded Reservoirs // Proceedings of the 2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production (May 31–June 1, 2012). – Norwegian University of Science and Technology, Trondheim. – 2012. – P. 19–24.

References

1. Kobrunov A.I. Matematicheskaja model tomografii na davlenijah pri kontrole za razrabotkoj neftjanyh mestorozhdenij // Izvestija Komi nauchnogo centra Uro RAN. 2012. Vypusk 4(12). pp. 82–86.

2. Kobrunov A.I., Kudelin S.G., Muhametdinov S.V., Hudozhilova A.N. Metod izuchenija prostranstvennogo raspredelenija filtracionnogo soprotivlenija pri jekspluatacii neftjanyh mestorozhdenij // Neftjanoe hozjajstvo. 2013. Vypusk 1079. pp. 58–60.

3. Krasnov V.A., Ivanov V.A., Hasanov M.M. Pomehoustojchivyj metod ocenki svjaznosti plasta po dannym jekspluatacii mestorozhdenij // Rossijskaja tehnicheskaja neftegazovaja konferencija i vystavka SPE po razvedke i dobyche (Moskva,16–18 oktjabrja 2012 goda). SPE-162053.

4. Shhelkachev V.N. Osnovy i prilozhenija teorii neustanovivshejsja filtracii: Ch. 1, 2. M.: Neft i gaz, 1995. 586 p.

5. Jong S. Kim, Larry W. Lake, Thomas F. Edgar. Integrated Capacitance-Resistance Model for Characterizing Waterflooded Reservoirs // Proceedings of the 2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production (May 31–June 1, 2012). Norwegian University of Science and Technology, Trondheim. 2012. pp. 19–24.

Рецензенты:

Бурмистрова О.Н., д.т.н., профессор, зав. кафедрой технологии и машин лесозаготовок, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта;

Андронов И.Н., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой сопротивления материалов и деталей машин, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта.