

На рис. 3 приведена кривая локализации для прогноза параметра нефтенасыщенности выполненных по (5)

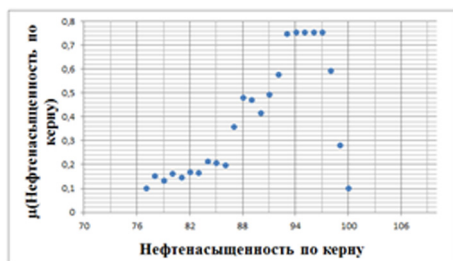


Рис. 3. Кривая локализации для прогноза параметра нефтенасыщенности выполненных по (5)

2) Конструирование последующих срезов по параметру значения функции принадлежности для прогнозной модели

По диаграммам исходных значений пористости, рассчитанных по геофизическим измерениям вдоль ствола скважин, могут быть найдены интервалы изменения достоверности подсчетных параметров по всем скважинам. По значениям достоверностей в скважинах далее строятся соответствующие кубы достоверности рис. 4.

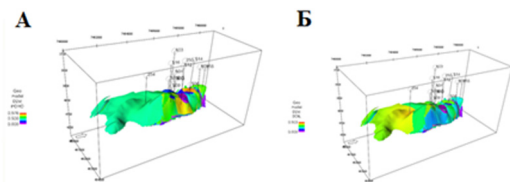


Рис. 4. А – Трёхмерный куб распределения достоверности параметра пористости; Б – Трёхмерный куб распределения достоверности параметра нефтенасыщенности

Разработанные методы моделирования на основе технологий нечетких методов и нечеткой алгебры и логического вывода Мамдами позволяет реально оценивать информационную обеспеченность компонент прогнозирования физико – геологической модели, давать объективную оценку достоверности подсчетных параметров и выполнять прогнозирование и планирование дальнейших работ для доразветки месторождений.

Список литературы

1. Алтуний А.Е., Семухин М.В. Сравнительный анализ использования вероятностных и нечетких методов оценки неопределенности и рисков при подсчете запасов и ресурсов углеводородов. Нефть. хоз. 2011. №. 9. С. 44-49.
2. Алтуний А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2005. 296 с.
3. А.И. Кобрунов А.В. Григорьевых Методы нечеткого моделирования при изучении взаимосвязей между геофизическими параметрами. М. «Геофизика» № 2. 2010. С. 17-23.
4. Кобрунов А.И. К теории комплексной интерпретации. Геофиз. журн. 1980. Т. 2. №. 2. С. 31-39.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ СВЯЗНОСТИ СКВАЖИН ДЛЯ МЕТОДА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ

Кунцев В.Е.

Ухтинский государственный технический университет
Ухта, Россия, e-mail: Vitaly.91@yandex.ru

Оценка межскважинной связности пласта позволяет получить информация о пространственном распределении фильтрационного сопротивления, характеризующего продуктивную способность проницаемого пласта. Фильтрационные характеристики количественно могут быть выражены через коэффициент пьезопроводности [1]. Сейчас мониторинг проница-

емости пласта осуществляется методами гидродинамического контроля, в частности, развивающимся методом гидродинамической томографии.

Задача нахождения пространственного распределения сопротивления движению флюида как томографическая задача обработки измерений наступления реакции в рассматриваемых скважинах при изменении давления в возмущающих скважинах была сформулирована в работе [2]. Решение задачи томографии требует проведения дорогостоящих и длительных экспериментов по измерению интервальных времен, распространения характерных точек кривой восстановления давления в системе из нескольких скважин, вскрывших связанные участки пласта. Поэтому возникает необходимость в разработке технологии синтеза томографических данных по результатам контроля за дебитом скважин в процессе их штатной эксплуатации. Технология получения томографических данных может быть реализована с помощью математической модели.

Рассмотрение модели оценки связности скважин обоснована тем, что она является имитационной моделью, с помощью которой можно получить данные для метода томографии. Это возможно, поскольку необходимые данные уже скрыты в текущих измерениях штатной эксплуатации скважин. Таким образом, возникает задача построения модели оценки связности скважин по данным из истории эксплуатации месторождения. Далее на построенной модели будут проводиться измерения для получения необходимых томографических данных, которые будут использоваться для определения аномальных зон фильтрационного сопротивления внутри продуктивного пласта.

Построение модели оценки связности скважин на основе данных из истории эксплуатации месторождения выполнялось в работах [3], [4]. Рассмотренные работы используют технологию емкостной модели (СМ – Capacitance Model), представленной в работе [5], которая характеризует свойства продуктивного пласта на основании использования данных из истории штатной эксплуатации скважин: скоростей по добыче и закачке жидкости. В статье предлагается в качестве модели связи эксплуатируемого месторождения, в котором происходит закачка и отбор жидкости, адаптированной к поставленной задаче, использовать модель связной системы, в которой дебит i-й скважины определяется на основе принципа суперпозиции нескольких отдельных 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:

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

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.

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

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

Это влияние имеет своей причиной изменение распределения внутрипластового давления, под воздействием проводимого заводнения месторождения,

из-за чего изменяется сама динамика движения флюидов в системе. Следует учитывать, что только с определенной долей упрощения можно предполагать, что это влияние сводится к линейной комбинации притоков (3) с коэффициентами, учитывающими экспоненциальное запаздывание воздействия во времени. Это связано с тем, что изменение давления и связанный с ним дополнительный приток контролируется более сложными уравнениями. Влияние отдельно взятой j -й нагнетательной скважины определяется по формуле:

$$\Psi_j(t, \sigma_{ij}) = \beta_{ij} I_j(t - \sigma_{ij}) E_{int}, \quad (4)$$

$$\sigma_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_{ij}}. \quad (5)$$

Коэффициент задержки сигнала σ_{ij} (5) зависит от расстояния между рассматриваемой парой скважин – R_{ij} и скорости движения флюида от j -й скважины к 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.

Первая составляющая I_j – это дополнительный приток к i -й добывающей скважине, который создает j -я нагнетательная скважина к моменту времени t :

$$I_j(t, \sigma_{ij}) = \sum_{t'=\tau_0}^{t-\sigma_{ij}} [W_j(t' - \sigma_{ij}) \Delta t] - H_j(t), \quad (6)$$

$$H_j(t) = \sum_{t'=\tau_0}^{t-\sigma_{ij}} \sum_{i=1}^{N_{out}} \Psi_j(t' - \sigma_{ij}). \quad (7)$$

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

$$E_{int} = e^{-\alpha_{int} \sigma_{ij}} \quad (8)$$

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

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

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

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

$$\Phi_j(t, \sigma_{ij}) = \gamma_{ij} \Delta G_{ij}(t - \sigma_{ij}) E_{out}, \quad (10)$$

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

$$E_{out} = e^{-\alpha_{out} \sigma_{ij}}. \quad (12)$$

Здесь ΔG_{ij} – разница между скоростями добычи флюида 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:

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

$$+ \sum_{j=1}^{N_{int}} [\beta_{ij} [\sum_{t'=\tau_0}^{t-\sigma_{ij}} [W_j(t' - \sigma_{ij}) \Delta t] - H_j(t)] e^{-\alpha_{int} \sigma_{ij}}] + (13)$$

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

Представим уравнение (13) в символьной форме:

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

Формирование математической модели работы месторождения основано на реконструкции по истории эксплуатации с помощью параметров:

$$\alpha_{int}, \alpha_{out}, \lambda = \{\lambda_i\}, \gamma = \{\gamma_{ij}\}, \beta = \{\beta_{ij}\} \text{ и } V = \{V_{ij}\}.$$

История эксплуатации месторождения задается значениями: $W = \{W_j(t)\}$ – скорость закачки по нагнетательным скважинам в моменты времени t , $G = \{G_i(t)\}$ – скорость отбора по добывающим скважинам в момент времени t , N_{int} , N_{out} – количество добывающих и нагнетательных скважин.

Параметры (14) подбираются для каждой многоскважинной модели таким образом, чтобы известная история динамики закачки и добычи жидкости при подстановке в формулу (14) давала такую же историю добычи, какая наблюдалась в реальности. Поэтому для поиска подходящих модельных параметров нужно решить оптимизационную задачу:

$$Z(\alpha_{int}, \alpha_{out}, \lambda, \beta, \gamma, V) = \sum_{t=\tau_0}^T \sum_{i=1}^{N_{out}} |\bar{Q}_i(t) - Q_i(t)| \rightarrow \min, \quad (15)$$

где \bar{Q}_i – дебит скважины i из истории разработки и Q_i – модельный дебит скважины.

Минимизация (15) проводится с учетом определенных ограничений, которые связаны с физическим смыслом параметров модели. Ограничение на параметр β_{ij} связано с тем, что от одной нагнетательной скважины не может поступать воды больше, чем было закачено. А так как β_{ij} означает, какая доля закачанной воды j -й скважины идет в сторону скважины i , то коэффициент должен удовлетворять следующему ограничению:

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

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

$$0 \leq \beta_{ij} \leq 1. \quad (17)$$

На параметр γ_{ij} накладывается ограничение, связанное с физическим смыслом третьего слагаемого дебита скважина, которое в сумме для всех скважин должна быть равно нулю в каждый момент времени, так как она отвечает только за конкуренцию добывающих скважин и не может привносить в систему массу.

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

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

$$0 \leq \gamma_{ij} \leq 1. \quad (19)$$

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 (максимальное влияние).

Заключение

Изучение пространственного распределения фильтрационного распределения позволяет выявить зоны аномального сопротивления в продуктивном

пласте и таким образом оптимизировать процесс эксплуатации месторождения. Система интервальных времен прохождения гидродинамического сигнала, служащая входными данными для метода томографии и характеризующая распределение фильтрационного сопротивления, может быть получена как в результате эксперимента, так и с помощью моделирования времени прохождения сигнала. Во втором случае расчеты, имитирующие реакцию добывающих скважин на воздействие в нагнетательной скважине, выполняются на основе математической модели оценки связности скважин, построенной исходя из данных истории эксплуатации месторождения. Поставленная задача решается сначала подбором начальных приближений коэффициентов математической модели экспериментальным путем, а затем их коррекция путем использования принципов оптимальности для параметров, вы-

раженных в виде целевой функции, характеризующей качество модели, методом Хука-Дживса.

Список литературы

1. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. Ч. 1, 2. М.: Нефть и газ, 1995. 586 с.
2. Кобрунов А.И. Математическая модель томографии на давлениях при контроле за разработкой нефтяных месторождений / Известия Коми научного центра Уро РАН. Вып. 4(12), Сыктывкар, 2012, С. 82-86.
3. Кобрунов А.И., Куделин С.Г., Мухаметдинов С.В., Художилова А.Н. Метод изучения пространственного распределения фильтрационного сопротивления при эксплуатации нефтяных месторождений / Нефтяное хозяйство. Выпуск 1079, Москва, 2013, С. 58-60.
4. Краснов В.А., Иванов В.А., Хасанов М.М. Помехоустойчивый метод оценки связности пласта по данным эксплуатации месторождений. SPE 1662053.
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, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, May 31 - June 1, 2012.