



УДК 004.9:622.276

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



IDENTIFICATION INTEGRATED SYSTEMS INTENDED TO EVALUATE PARAMETERS OF OIL-FIELD DEVELOPMENT PROCESS

Ладенко Александра Александровна

кандидат технических наук,
доцент Армавирского
механико-технологического института (филиал),
Кубанский государственный
технологический университет
saha-ladenko@yandex.ru

Ladenko Alexandra Alexandrovna
Ph.D., Associate Professor,
Armavir Institute of Mechanics
and Technology (branch),
Kuban State Technological University
saha-ladenko@yandex.ru

Аннотация. Рассматривается проблема идентификации технологических показателей объектов разработки нефтяных месторождений в условиях неопределенности. В данной статье обусловлено использование моделей, включающее в себя решение задач непрерывного сбора и передачи геолого-технологической информации, автоматизированной адаптации модели на текущее состояние разработки месторождения и оптимизации планирования и оценки эффективности геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: идентификация, система мониторинга, поддержка принятия решений, месторождение, проектирование информационных систем.

Annotation. The paper discusses identification problems of oil-development process variables in conditions of uncertainty. In this article, the use of models is stipulated, which includes solving the problems of continuous collection and transfer of geological and technological information, automated adaptation of the model to the current state of field development, and optimization of planning and assessment of the effectiveness of geological and technical measures.

Keywords: identification, monitoring system, decision-making support, field, design of information systems.

Проблемы построения математических моделей процессов нефтегазодобычи связаны с решением задач идентификации, которые часто называют обратными задачами. Задача идентификации заключается в построении оптимальных, в смысле заданных критериев качества, математических моделей технологических показателей разработки – ТПР (добычи нефти, жидкости, воды, извлекаемых запасов, пластовых и забойных давлений и т.д.) с использованием промысловых данных, результатов комплексных исследований скважин и нефтяных пластов [1].

Идентификация ТПР подразделяется на два крупных направления, имеющих свои цели и задачи. Первое направление представляет задачи идентификации для проектирования разработки нефтяных месторождений, которые решаются крупными коллективами в научных центрах нефтяных компаний, проектных институтах [2]. На стадии проектирования разработки месторождения создаются цифровые геолого-технологические модели нефтяных месторождений, позволяющие прогнозировать показатели разработки на достаточно длительный период (20–30 лет), создавать технологические схемы и проекты разработки, определять стратегию развития компании.

Второе направление – это рассматриваемые задачи идентификации для мониторинга разработки нефтяных месторождений и гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Задачей идентификации ГДИС является построение оптимальной, в смысле заданных критериев качества, математической модели пластовой системы и оценки неизвестных параметров по результатам измерений забойного давления и дебитов скважин. Методы идентификации ГДИС позволяют получать данные о фильтрационных и динамических свойствах нефтяных пластов и призабойной зоны скважины, определять параметры трещин ГРП, уточнять пластовое давление, оценивать геометрические параметры пласта и т.д. На основе ГДИС осуществляются процессы добычи флюидов, составляются технологические проекты разработки нефтяных и газовых месторождений, создаются геолого-технологические модели процессов нефтегазодобычи

Реальные условия нефтегазодобычи характеризуются неполнотой, неоднородностью, недостаточностью исходных данных о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии нефтяных пластов, различными ошибками регистрации технологических и геологических показателей разработки, неадекватностью моделей и т.п. Также формирование стратегии разработки системы мониторинга технологических процессов и адаптивного управления разработкой месторождения на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей осложняется отсутствием принципа адаптивности управления разработкой месторождения на уровне нефтедобывающих компаний,



прозрачности базы данных, принципа единого информационного пространства, принципа контроля целостности. В данных условиях использование классических методов идентификации технологических моделей показателей разработки часто связано с проблемами устойчивости и низкой точностью получаемых решений [3–4].

Актуальной задачей мониторинга разработки нефтяных месторождений является повышение точности прогноза добычи нефти и оценки извлекаемых запасов на ранней стадии разработки месторождения, когда объем промысловых данных невелик.

Для решения данной задачи предлагается использовать интегрированную систему моделей [5].

В последние годы в нефтяной промышленности для решения задач мониторинга, контроля и управления разработкой месторождений нефти и газа большое значение уделяется феноменологическим динамическим моделям процессов нефтегазодобычи, представленным в общем виде нелинейными системами обыкновенных дифференциальных уравнений [5]:

$$\frac{dY_t}{dt} = f(t, Y, \alpha) \quad (1)$$

с точностью до вектора неизвестных параметров $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$.

Здесь $Y_t = (y_1, y_2, \dots, y_r)$ – вектор показателей разработки (добычи нефти, газа, жидкости, воды, пластового давления и т.д.).

Однако при идентификации реальных процессов нефтегазодобычи Y_t^* , представленных, например, системой вероятностных моделей:

$$Y_t^* = Y_t + \xi_t = \int_{t_0}^t f(\tau, Y, \alpha) d\tau + \xi_t \quad (2)$$

проблемными моментами являются обратные задачи структурной и параметрической идентификации, которые заключаются в определении вида функций $f(f_1, f_2, \dots, f_r)$ параметров α в условиях действия случайных неконтролируемых факторов ξ_t и ограниченных объемах промысловых данных n .

Разнообразие и сложность процессов нефтегазодобычи требует соответствующего разнообразия и сложности моделей, отражающих их целостные системные свойства, что существенно затрудняет решение задачи структурной и параметрической идентификации [5]. Усложнение структуры моделей для повышения их качества часто приводит к увеличению размерности вектора оцениваемых параметров m , что снижает эффективность алгоритмов идентификации, особенно на ранних стадиях разработки месторождений, когда объем промысловых данных мал. Например, при $m > n$ процедура параметрической идентификации является типичной некорректно поставленной обратной задачей [5, 6].

Для решения задачи параметрической идентификации можно использовать интегрированные системы моделей и алгоритмы идентификации с учетом дополнительной априорной информации, что обеспечивает устойчивость и повышает точность оценок на ранних стадиях разработки месторождений по сравнению с традиционными методами идентификации.

Однако актуальной является проблема структурной идентификации, для решения которой в данной работе предлагается использовать интегрированные динамические системы моделей с переменными, зависящими от времени параметрами $\alpha_t = (\alpha_1(t), \alpha_2(t), \dots, \alpha_p(t))$ и адаптивные алгоритмы идентификации.

Размерность (число неизвестных, зависящих от времени параметров) таких моделей может быть значительно меньше размерности, а значит, и сложности моделей (1), (2) с постоянными параметрами, что значительно упрощает решение задачи структурной идентификации.

Интегрированные системы идентификации процессов нефтегазодобычи с учетом дополнительной априорной информации, накопленного опыта и знаний являются актуальным, интенсивно развивающимся в настоящее время направлением гидродинамического мониторинга и управления разработкой месторождений углеводородов.

Литература

1. Севостьянов Д.В. Интегрированные системы идентификации показателей разработки нефтяных месторождений / Д.В. Севостьянов, В.Л. Сергеев // Доклады ТУСУР. – 2004. – № 2(10). – С. 87–93.
2. Регламент составления проектно технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-95. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – 202 с.
3. Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений. – М. : Недра, 1987. – 141 с.
4. Хургин Я.И. Проблемы неопределенности в задачах нефти и газа. – М.; Ижевск : Институт компьютерных технологий, 2004. – 320 с.
5. Сергеев В.Л., Наймушин А.Г. Адаптивная идентификация эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – № 1. – С. 177–183.
6. Ладенко А.А., Квашина А.М., Нагайцева А.В. Использование математических моделей процессов нефтегазодобычи // Материалы III Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей; г. Армавир, 16–17 ноября 2019 г. – Армавир : РИО АГПУ, 2019. – 320 с.



References

1. Sevostianov D.V. Integrated systems for identification of the oil field development indicators / D.V. Sevostianov, V.L. Sergeev // TUSUR reports. – 2004. – № 2(10). – P. 87–93.
2. Regulations of drawing up design and technological documents for development of oil and gas and oil fields. RD 153-39-007-95. – M. : VNIOENG, 1996. – 202 p.
3. Vasiliev Y.N. Automated control system for gas fields development. – M. : Nedra, 1987. – 141 p.
4. Hurgin Ya.I. Uncertainty problems in the oil and gas problems. – M.; Izhevsk : Institute of Computer Technologies, 2004. – 320 p.
5. Sergeev V.L., Naimushin A.G. Adaptive identification of the oil and gas production evolutionary processes on the basis of the integrated systems of the phenomenological models // Izvestia of Tomsk Polytechnic University. – 2014. – № 1. – P. 177–183.
6. Ladenko A.A., Kvashina A.M., Nagaitseva A.V. Using mathematical models of oil and gas production processes // Proceedings of the III International Scientific Conference of undergraduate, graduate students, teachers; Armavir, November 16–17, 2019. – Armavir : RIO ASPU, 2019. – 320 p.