

К ПРОБЛЕМЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОДСИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ АСУТП НЕФТЕДОБЫЧИ

Рассмотрены вопросы проектирования подсистемы автоматизированного управления технологическими режимами закачки жидкостей для поддержания пластового давления (ППД) как составной части АСУТП нефтедобычи. Разработана функциональная, логическая и топологическая модели адаптивной САУ системы ППД с эталонной моделью. Проведен анализ системы уравнений модели в линейном приближении с учетом декомпозиции на локальные модели.

В современных условиях традиционные системы непрерывного поддержания пластового давления (ППД) не могут обеспечить эффективности нефтеотдачи при разработке месторождений, особенно с трудноизвлекаемыми запасами. Предложены новые технологии ППД, работающие в дискретно управляемом режиме. Поэтому возникает необходимость разработки новых систем автоматизированного управления (САУ) такими технологиями, как подсистемы автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. В соответствии с системным подходом процесс ППД рассматривается как сложная единая система, элементами которой являются: добывающие скважины, нагнетательные скважины, связанные гидродинамическими связями через нефтяной пласт. При построении систем автоматического управления [1, 2] для объектов нефтедобычи необходимо учитывать следующие особенности: сложность математических моделей объекта – нефтесодержащего пласта (площади 1000 кв. км, – времена десятилетия) и процесса управления, большая неопределенность параметров моделей и отклика на управляющие воздействия, большая размерность вектора точечных воздействий (до 5-15 тысяч скважин) на больших площадях (100-1000 кв. км.), изменение параметров пласта как объекта управления от времени и управляющих воздействий, длительное время отклика на управляющие воздействия (месяцы, годы).

В настоящей статье рассмотрены динамические и топологические модели адаптивной системы управления поддержания пластового давления и методы их описания, необходимые для создания САУ ППД в АСУТП нефтегазодобычи.

Технологический комплекс нефтегазодобычи (ТКН), включающий технологические объекты управления (ТОУ) [1]: нефтяные пласты; группы (кусты) добывающих и нагнетательных скважин; трубопроводы системы сбора продукции

скважин и системы распределения рабочего агента; дожимные насосные станции; трубопроводы межпромыслового транспорта продукции скважин; установки подготовки нефти, газа и воды; нефтесборные пункты; кустовые насосные станции, водозаборы и отдельно стоящие водораспределительные батареи; трансформаторные подстанции, линии электроснабжения и другие технологические установки и агрегаты, – является сложным динамическим объектом.

В автоматизированной системе управления нефтедобычи объектом управления являются нефтяной пласт и инженерная сеть, включающая систему нагнетательных и добывающих скважин, систему сбора, транспортировки и хранения жидкостей, насосное оборудование и др. Состояние нефтяного пласта и инженерной сети нефтедобычи характеризуется множеством значений переменных, имеющих большую неопределенность и нестационарность и получаемых с помощью системы измерений и датчиков.

Одними из основных управляющих воздействий на пласт являются регулирование откачки и закачки жидкости через добывающие и нагнетательные скважины, а на скважину – управление дебитом, давлением с помощью насосного оборудования. При нефтедобыче процесс закачки и добычи жидкости через систему нагнетательных и добывающих скважин представляет собой единую гидромеханическую систему, в которой движение жидкостей в инженерной сети и нефтяном пласте взаимосвязано. Поэтому эффективность нефтедобычи зависит от режимов работы и управления всей системы нагнетательных и добывающих скважин.

Подсистемой интегрированной системы автоматизированного управления нефтегазодобывающего предприятия должна быть единая САУ поддержки пластового давления (САУ ППД ТКН) для управления работой нагнетательных и добывающих скважин, которая может иметь вид (рис. 1).

Автоматизированная система имитационного моделирования и интеллектуального управления нефтедобычей должна иметь иерархическую структуру и удовлетворять системным принципам согласованности, обратной связи, имитационного моделирования, адаптивного управления по модели, самоорганизации и др.

Для построения систем контроля технического состояния и управления технологическими процессами нефтегазодобычи как сложным динамическим объектом необходимо иметь его априорное описание в виде детерминированной математической модели, отражающей изменение вектора состояния объекта при действии возмущающих и управляющих воздействий [3, 4]. Получение модели производится с использованием априорно известных физических законов и закономерностей, составляющих основу его функционирования. Обобщенную модель процесса нефтегазодобычи также целесообразно декомпозировать на ряд связанных между собой подмоделей.

Имитационное моделирование применяется как метод решения задач оптимизации управления и способ проведения экспериментов над математическими моделями нефтяного пласта и технологий нефтедобычи. Блок имитационного моделирования при управлении таким сложным объектом, как нефтедобыча, позволяет прогнозировать характеристики системы, анализировать подсистемы разного уровня и всю систему в целом при взаимодействии подсистем с нефтяным пластом и внешней средой и другими подсистемами в процессе нефтедобычи, а также разрабатывать модели и алгоритмы управления. Разделение обобщенной модели на функциональные подмодели, выполненное на основе системного, структурного, функционального и кибернетического

подходов, отражает процесс добычи нефти в динамике.

В первом приближении представим модель управления в виде векторных уравнений в пространстве состояний [3-6]:

$$\dot{\bar{X}} = F(\bar{X}(t), \bar{U}(t), A(t)),$$

$$\bar{Y} = \Psi(\bar{X}, \bar{U}, A), \quad (1)$$

$$\bar{Z} = C\bar{Y} + \bar{N},$$

где \bar{X} – вектор состояния объекта (коэффициент обводненности, пластовые давления и потоки);

\bar{U} – вектор управляющих воздействий (дебиты или давления добывающих и нагнетательных скважин);

\bar{Y} – вектор выходных сигналов объекта;

A – матрица параметров объекта (гидродинамических связей скважин);

\bar{Z} – вектор наблюдения;

C – матрица наблюдений;

\bar{N} – вектор шумов наблюдения. На вектор управления наложено ограничение $|\bar{U}(t)| \leq \bar{U}_0$.

Объект характеризуется: нестационарностью, многомерностью, нелинейностью, неопределенностью относительно изменения внешних условий функционирования и оснащен недостаточными с точки зрения задач управления средствами измерений. Важнейшей особенностью является большое время отклика τ_U на управляющее воздействие, что связано с маленькой скоростью передачи гидродинамического воздействия в пласте $\tau_U \approx L_{ij} / V_{ij}$, где $L_{ij} \sim 10^2-10^3$ м – расстояние между скважинами i и j , $V_{ij} \sim 10^2-10^3$ м/час – скорость распространения фронта возмущения между ними. Откуда $\tau_U \sim 0,1-1$ час. Поэтому система управления процесса нефтедобычи должна строиться как самонастраивающаяся по эталонной (прогнозирующей) модели.

Сетевая модель нефтедобычи может быть представлена ориентированным графом G , в котором вершины означают добывающие и нагнетательные скважины, а дуги – гидродинамические связи между скважинами. Строгое описание динамики откачки и закачки жидкостей должно базироваться на уравнениях вида (1):

$$\dot{q}_{Di} = F_i \left(- \sum_0^{t-\tau_U} \int_0^{t-\tau_U} b_{ij}(t') q_{Nj}(t') dt', \sum_0^{t-\tau_U} \int_0^{t-\tau_U} a_{ij}(t') q_{Dj}(t') dt' \right),$$



Рисунок 1. Схема системы автоматизированного управления нефтедобычей.

$$-\dot{q}_{Nj} = F_2 \left(\sum_0^{t-\tau_U} \int_0^{t-\tau_U} b_{ji}(t') q_{Di}(t') dt' - \sum_0^{t-\tau_U} \int_0^{t-\tau_U} h_{ji}(t') q_{Nj}(t') dt' \right), \quad (2)$$

где $q_{Di}(t)$, ($i = 1, \dots, k$) – дебит k добывающих скважин, $q_{Nj}(t)$, ($j = 1, \dots, m$) – дебит m нагнетательных скважин, $b_{ij}(t)$ – эффективный коэффициент гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, $a_{ij}(t)$ – эффективный коэффициент гидродинамической связи между добывающими скважинами, $h_{ij}(t)$ – эффективный коэффициент гидродинамической связи между нагнетательными скважинами. Эти коэффициенты можно оценить: $a_{ij}(t)$, $b_{ij}(t)$, $h_{ij}(t) \approx -d_{ij}(t) \Delta p_{ij}(t) / L_{ij}$, где $\Delta p_{ij}(t)$ – разность давлений, $d_{ij}(t)$ – размерный коэффициент, учитывающий параметры пласта, флюидов, коэффициент использования воды и др.

Для поддержания пластового давления должно выполняться условие нормировки: $\sum_{i=1}^k q_{Di} - \sum_{i=1}^m q_{Ni} = 0$.

Скорость закачки должна быть оптимальной $|q_{Ni}| \leq q_0 \pm \Delta q$, где q_0 – оптимальная скорость закачки.

Необходимо задать условие для определения момента времени t_* прекращения закачки в нагнетательной и откачки в окружающих, добывающих скважинах, когда необходимо проведение методов повышения нефтеотдачи пласта (изоляция каналов прорыва воды, создания барьеров и т. п.). Этот момент наступает, когда объем закачанной жидкости станет равным заданной части объема запланированной добычи нефти в окружающих добывающих скважинах

$$Q_B = \int_0^{t_*} q_{Ni}(t) dt = k_D Q_{HD} = k_D Q_{HD} = k_D \sum_{i=1}^n \int_0^{t_*} k_{Hi}(t) q_{Di}(t) dt, \quad (3)$$

где $k_D < 1$ – заданный коэффициент, $Q_{HD} \approx \pi l_{ij}^2 h (S_H - S_{HO})$ – объем планируемой добычи нефти, h – толщина пласта, S_H, S_{HO} – начальная и конечная нефтенасыщенность пласта, k_H – коэффициент обводненности добываемой жидкости.

Решить систему уравнений (2)-(3) для реальных задач невозможно, поэтому необходимы упрощения, например, линеаризация, декомпозиция.

В линейном приближении топологию инженерной сети системы добывающих и нагнетательных скважин и пласта опишем с помощью матрицы соединений или инцидентий (гидродинамических связей): число ее строк равно числу вершин, а число элементов равно числу дуг. Зная матрицу инцидентий, можно составить линейные уравнения для потоков в узлах, что существенно упростит модель (2)-(3). В матричной форме уравнения запишутся в виде

$$q_{Di+1} = q_{Di} + \sum_{j=1}^m b_{ij} q_{Nj} \Delta t - \sum_{j=1, j \neq i}^k a_{ij} q_{Dj} \Delta t, \\ -q_{Ni+1} = q_{Ni} - \sum_{j=1}^k b_{ji} q_{Dj} \Delta t + \sum_{j=1}^m h_{ji} q_{Nj} \Delta t, \\ \sum_{l=0}^{t_*} q_{Ni} \Delta t = k_D \sum_{i=1}^n \sum_{l=0}^{t_*} k_{Hi} q_{Di} \Delta t, \quad (4)$$

где Δt – шаг по времени. Особенностью системы уравнений (4) является то, что в каждом уравнении коэффициенты для первого ряда окружающих, соседних скважин намного больше, чем для остальных $a_{i,i+1} \gg a_{i,i+2}, \dots$. Поэтому можно использовать метод возмущений по малому параметру $a_{i,i+2} / a_{i,i+1} \ll 1$. Тогда в первом приближении система уравнений (4) может быть преобразована к виду с n – диагональной матрицей в правой части, что упростит ее решение.

Для решения задач оптимального управления нефтедобычей, когда модель объекта управления заведомо неточна, необходимо создавать адаптивную систему управления с эталонной моделью, которая создается на основе гидродинамического моделирования, численных экспериментов и т. п. Эталонная модель позволяет задать вектор оптимального управления $\tilde{U}(t)$ и оптимального состояния $\tilde{Z}(t)$. Введем в рассмотрение вектор траекторного отклонения $\tilde{E}(t) = \tilde{Z}(t) - \tilde{Z}(t)$, который определяет отклонение реального состояния объекта от его программного значения $\tilde{Z}(t)$.

Возьмем за меру отклонения критерий

$$J_{i+1} = \sum_{j=1}^m \gamma_j (\tilde{Z}(t_{i+1}) - \tilde{Z}(t_{i+1}))^2, \quad (4)$$

где γ_j – весовые коэффициенты, $\tilde{Z}(t_{i+1})$ – определяются с помощью системы уравнений (1), записанной в разностном виде.

На каждом интервале времени (t_i, t_{i+1}) должен находиться вектор управления $\tilde{U}(t)$, обеспечивающий минимум целевой функции (4) и ко-

торый может определяться с помощью методов нелинейного программирования. Схема такого адаптивного управления с эталонной моделью представлена на рис. 2.

Таким образом, наиболее эффективным управлением процесса закачки флюидов в пласт для оптимизации нефтедобычи будет адаптивное управление с помощью эталонных режимов, полученных на локальных моделях пласта и инженерной сети нефтедобычи.

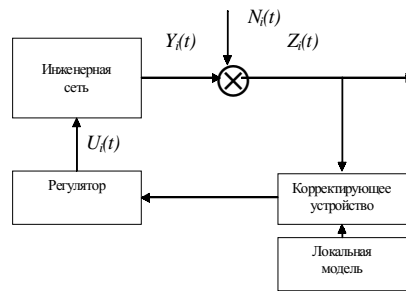


Рисунок 2. Обобщенная модель адаптивного управления закачки жидкости с эталонной моделью

Список использованной литературы:

1. Ахметзянов А.В., Кулибанов В.Н., Першин О.Ю., Лавущенко В.П., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Интегрированная компьютерная технология поддержки принятия решений в разработке нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 2001, №11, с. 87-89.
2. Ишкаев Р.К. Создание интегрированной системы автоматизированного управления НГДУ «Азнакаевскнефть» // Интервал, 2002, №8.
3. Многосвязные системы управления. Под ред М.В. Меерова. М.: Наука, 1983, с. 200.
4. Parra Pilar Puster, Lygeza Antoni, An Approach to Diagnosis of Dynamic System, Elektrotechnika (in Poland) 14 (1995), №3, pp. 696-701.
5. Majiabala H. N., Kumar F. T. Arun, Kurup R. R., Prakash G.Ravi, Fault diagnosis of machines, Sadhana, 19 (1994), №1, pp. 23-50.
6. Natke H. G., Yao J. T. P., Model-based damage detection, localization and assessment of structures. The extended system identification methodology, Appl. Math, and Comput. Sci., 3 (1993), №3, pp. 519-531.