

УДК 622.276-52

К. Ф. ТАГИРОВА

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ КООРДИНАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ И ОБЪЕКТАМИ

Рассматривается подход к оптимизации процесса добычи нефти группой скважин с учетом их взаимовлияния при технических, технологических и экономических ограничениях. *Нефтедобыча ; система управления ; координированное управление*

1. ОСОБЕННОСТИ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ

На динамику разработки нефтяных месторождений оказывает влияние много факторов, часть из которых характеризует природные условия (они, как правило, не могут быть изменены, их изучение и описание также проблематично), другие факторы составляют технологическую основу добычи нефти, и ими можно управлять в соответствии с проектными решениями [1].

Например, с целью увеличения текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи пластов может применяться форсированный отбор жидкости. Перед переходом к такому режиму необходимо определить резервы производительности (пропускной способности) промыслового хозяйства предварительной подготовки нефти. Вовлечение в активную разработку высокообводненных добывающих скважин увеличивает количество добытой жидкости. При этом ограниченные возможности промыслового хозяйства могут привести к снижению дебита нефти вместо ожидаемого увеличения.

С другой стороны, реальный пласт неоднороден по своим свойствам, и потенциальные возможности скважин различны. На поздней стадии эксплуатации месторождения скважины обводнены в различной степени. Поэтому эксплуатация с максимальной производительностью скважин может привести к снижению темпов роста добычи нефти, к существенному увеличению количества добываемой воды и, следовательно, к росту себестоимости продукции. Поэтому нужно так подбирать режимы работы скважин (уменьшить отборы из сильно обводненных скважин или да-

же выключить их), чтобы увеличить отборы с менее обводненной части скважин и, соответственно, увеличить суммарный дебит нефти.

Параметрами управления являются режимы работы (дебиты) скважин, время ввода и способы их эксплуатации. Изменение параметров скважин приводит к перераспределению давлений и потоков в залежи, поэтому при расчетах должно учитываться взаимовлияние (интерференция) скважин.

Такие особенности технологического процесса добычи нефти (ТП ДН), как отсутствие данных о ряде параметров пласта, неоднозначность и нелинейность зависимостей между параметрами, неоднородность пласта из-за наличия участков с различными фильтрационными свойствами, недостаток информации о динамических характеристиках объектов, существенно усложняют математическую постановку задачи оптимизации, а также решение такой задачи в общем виде для всех режимов. Поэтому для определения области оптимальных режимов используется имитационное моделирование.

Для получения оптимального режима необходимо вести **непрерывный контроль** дебитов и обводненности и с учетом изменения этих характеристик производить перерасчет и реализовать необходимые управляющие воздействия в **реальном масштабе времени**. Ведь изменение распределения давлений на участке, где расположена группа (куст) взаимодействующих скважин, вызванное, например, вводом скважины, происходит значительно быстрее, чем изменения, зависящие от коллекторских свойств пласта.

Наиболее действенными методами регулирования разработки являются методы, основанные на изменении режимов работы

скважин и схем закачки [1]. Действительно, большинство этих методов связано с регулированием режимов работы скважин (без их останова) и могут обеспечить максимальное приближение к цели управления в каждый момент времени. Таким образом, на основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что указанные методы могут служить основой для реализации **адаптивного управления ТП ДН в реальном масштабе времени** в соответствии с выбранным критерием. Исполнительным элементом в этой системе является скважинное насосное оборудование, управляемым параметром производительность насосной установки. Для построения адаптивной системы необходимо обеспечить непрерывный достоверный контроль процесса управления (отслеживать реакцию пласта, изменение параметров объектов, техническое состояние оборудования) с учетом разного масштаба времени изменения характеристик пласта, призабойной зоны, скважины и насосного оборудования. Поэтому определение дебитов добывающих и нагнетательных скважин, величин пластового и забойных давлений на каждой скважине, коэффициентов взаимовлияния скважин в динамике (в реальном масштабе времени) с тем, чтобы обеспечить **рациональное функционирование объекта**, является актуальной задачей.

2. КООРДИНИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИМ ПРОИЗВОДСТВОМ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ КРИТЕРИЯМ

Попытки максимизировать добычу каждой скважины без учета влияния других скважин в группе могут привести к снижению суммарной добычи нефти из интерферирующих между собой скважин. Поэтому система управления ТП ДН должна включать в себя как локальные системы управления насосным оборудованием отдельных скважин, так и систему управления группой скважин для достижения максимально эффективной выработки запасов нефти.

Кроме того, в СУ ТП ДН должна учитываться рентабельность каждой скважины по заданным объемам добычи в зависимости от конъюнктуры рынка, т. е. управление должно проводиться по технико-экономическим показателям с целью их последующего улучшения. Поэтому в состав системы управления вводится блок экономического анализа, в котором рассчитывается минимальный рентабельный дебит, с учетом которого

и будет определяться согласованное управляющее воздействие в двухуровневой системе управления группой в соответствии с целями управления.

Двухуровневая **автоматическая** система управления ТП ДН включает:

- первый (нижний) уровень — управление режимами работы насосных установок скважин (локальная система управления);
- второй (средний) уровень — управление группой (кустом) скважин;
- третий уровень — организационно-финансовое управление производством в целом.

Локальная система управления насосным оборудованием предназначена для согласования в непрерывном режиме скорости откачки нефти со скоростью притока жидкости к забою скважины. Основными параметрами управления в данной системе являются дебит скважин (или степень его изменения в процессе добычи нефти) и динамический уровень, которые должны постоянно контролироваться.

Подсистема управления группой нефтяных скважин предназначена для поддержания оптимальной производительности насосного оборудования каждой скважины при совместной работе скважин с учетом их взаимного влияния. Для данной подсистемы основными параметрами управления являются дебит скважины, динамический уровень и перепад давлений в скважине (депрессия). Кроме того, необходимо решить задачу определения степени влияния скважин друг на друга, т. е. требуется расчет коэффициентов взаимовлияния скважин. Подробное описание такой модели участка пласта и структуры системы управления группой скважин (добывающих и нагнетательных) с учетом их взаимовлияния приведено в [2].

На каждом уровне управления вычисляется требуемый диапазон дебита нефти для каждой скважины, а в модуле расчета согласованного управляющего воздействия рассчитывается управляющее воздействие с учетом требований всех каналов управления, по которому с помощью регулятора устанавливается скорость n откачки. Алгоритм определения согласованного дебита основан на отношениях приоритетов уровней управления и предполагает выработку следующих решений: останов скважины для перевода ее в бездействующий фонд, в накопление, под нагнетание или продолжение ее дальнейшей эксплуатации с адаптацией режима.

Оценка эффективности управления указанными объектами и процессами должна производиться с учетом динамики основных технологических и экономических показателей: добыча нефти, добыча жидкости, текущая обводненность, число работающих скважин, необходимое число скважин-дублеров, необходимая закачка воды, накопленные отборы нефти и жидкости, капитальные и текущие экономические затраты, реализация за вычетом транспортных расходов и налогов, плата за кредит, возврат кредита.

Новизна предложенного подхода заключается в принятии каждого решения по управлению техническими параметрами (дебит, депрессия) с учетом экономических условий, в отличие от традиционных подходов, когда экономические показатели оцениваются в конце отчетного периода (раз в месяц). Постоянный анализ результатов позволит дать научную основу для изменения тактики и стратегии управления объектами нефтедобычи с целью повышения эффективности и надежности каждого элемента системы.

3. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ДВУХУРОВНЕВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Постоянное повышение эффективности работы действующего фонда скважин — увеличение текущего уровня добычи при одновременном снижении себестоимости добываемой нефти невозможно без внедрения новых перспективных технологий, объединяющих техническую и информационную составляющую.

Если обратиться к реальным технологическим процессам и подвижным объектам, то ясно видна ограниченность ресурсов для управления. Регуляторы и алгоритмы, созданные на основе классической теории автоматического управления, становятся энергетически невыгодными. При синтезе оптимальных систем требуется добиться не просто заданных показателей качества (точность, запас устойчивости, быстродействие и др.), а наилучших показателей по определенному виду качества, наиболее важному для конкретной системы (например, по коэффициенту извлечения нефти, снижению затрат энергии и т. п.).

В настоящее время организацией управления занимается эксперт, который действует во многом интуитивно, поскольку поведение нефтяного пласта и объектов нефтедобычи трудно формализуется и часто непред-

сказуемо. С другой стороны, многие параметры пласта, скважины и оборудования не могут быть измерены непосредственно и оцениваются приближенно. Таким образом, управление этим сложным техническим объектом производится в условиях недостаточной наблюдаемости и управляемости. Поэтому задача оптимального управления ТП ДН очень сложна и может потребовать применения современных интеллектуальных алгоритмов управления, начиная с адаптивного контроля и управления отдельной скважины и заканчивая глобальной оптимизацией эксплуатации всего месторождения.

Основные цели разработки системы управления процессом добычи нефти заключаются:

- в снижении себестоимости единицы продукции;
- в повышении коэффициента извлечения нефти;
- в увеличении срока рентабельной эксплуатации месторождения;
- в уменьшении коэффициента износа насосного оборудования.

Управление группой нефтяных скважин и определение степени изменения производительности насосного оборудования на каждой скважине сводится к согласованию их совместной работы с учетом их взаимовлияния в пределах одного анализируемого участка (куста скважин) для максимизации добычи нефти и уменьшения отрицательного влияния несогласованной работы скважин.

При этом явление интерференции (взаимовлияния) скважин заключается в том, что под влиянием пуска, останова или изменения режима работы одной группы скважин изменяются дебиты и забойные давления другой группы скважин, эксплуатирующих тот же пласт. Суммарная добыча нефти из месторождения по мере ввода в эксплуатацию новых скважин, находящихся в одинаковых условиях, растет медленнее, чем число скважин, так как вновь вводимые скважины взаимодействуют с уже работающими.

Для реализации указанного алгоритма предложено применить интеллектуальную систему совместного управления группой скважин (рис. 1). Блок поддержки принятия решений БППР выбирает один из алгоритмов управления группой нефтедобывающих установок с целью обеспечения планового объема добычи с учетом текущей производительности работающих установок, их количества, технического состояния.

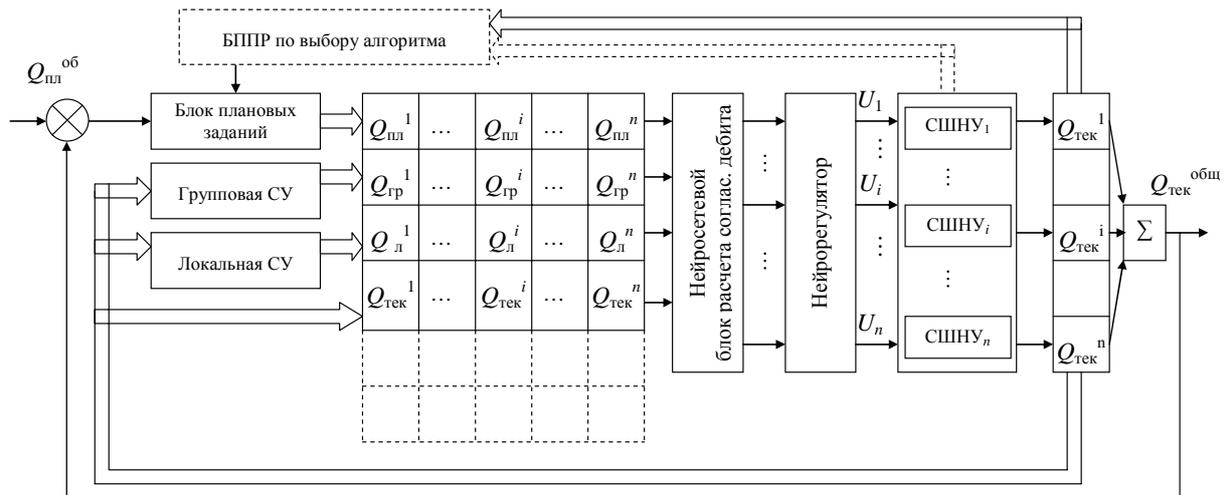


Рис. 1. Структурная схема интеллектуальной системы управления производительностью группы нефтяных скважин

Блок реализации выбранного алгоритма рассчитывает плановое значение производительности $Q_{пл}^i$ для каждой работающей установки. Таким образом, на выходе блока реализации формируется вектор:

$$Q_{пл} = \{Q_{пл}^1, Q_{пл}^2, \dots, Q_{пл}^i, \dots, Q_{пл}^n\},$$

где n — количество работающих установок. Компоненты этого вектора являются элементами первой строки входной таблицы, содержащей значения подаваемых на вход нейрорегулятора параметров конкретной установки.

Вторая строка входной таблицы содержит значения дебитов скважин, рассчитанные в групповой системе управления $Q_{гр} = \{Q_{гр}^1, Q_{гр}^2, \dots, Q_{гр}^i, \dots, Q_{гр}^n\}$.

В третьей строке таблицы представлены значения дебитов, рассчитанные на уровне локального управления $Q_{л} = \{Q_{л}^1, Q_{л}^2, \dots, Q_{л}^i, \dots, Q_{л}^n\}$.

Четвертая строка входной таблицы содержит значения текущих производительностей установок $Q_{тек}^i$. Эти значения измеряются в зависимости от требований по точности и быстродействию групповой замерной установкой (ГЗУ) или определяются по динамограмме [3]. Вектор $Q_{тек} = \{Q_{тек}^1, Q_{тек}^2, \dots, Q_{тек}^i, \dots, Q_{тек}^n\}$ является вектором обратной связи.

В остальные строки таблицы могут записываться максимальные и минимальные значения производительности (паспортные данные) скважинных штанговых насосных установок СШНУ из базы данных или предельные значения, определяемые рентабельностью эксплуатации группы скважин.

Таким образом, сформирована входная таблица размером $m \times n$, где m — количество учитываемых при выборе согласованного управляющего воздействия параметров; n — количество работающих на данный момент СШНУ. Количество установок может меняться в процессе функционирования системы, так как некоторые установки могут выйти из строя, или, наоборот, могут добавиться новые типы СШНУ. Информация о текущем состоянии установки поступает от подсистемы диагностики СШНУ.

Столбцы входной таблицы последовательно по циклу ..1-2- i — n -1-2.. подаются на вход нейрорегулятора. Нейрорегулятор, учитывая вышеперечисленные ограничения и выбранный подсистемой принятия решения алгоритм, генерирует управляющие воздействия U_i для каждой установки.

Каждый алгоритм управления имеет свой целевой критерий. При необходимости могут быть разработаны и добавлены новые алгоритмы управления:

- алгоритм равномерной нагрузки;
- алгоритм усиленной нагрузки j установок;
- алгоритм пониженной нагрузки j установок;

Для выбора наиболее подходящего в данный момент времени алгоритма управления необходимо анализировать изменение ряда параметров: $Q_{пл}^{общ}$ — общую плановую производительность; $Q_{тек}^{общ}$ — общую текущую производительность; $Q_{max}^{общ}$ — общую максимальную производительность; $Q_{min}^{общ}$ — общую минимальную производительность и т. д.

Для оператора постоянно анализировать изменение этих параметров и выбирать конкретный алгоритм является трудной задачей. Поэтому описанную выше систему принятия и реализации решений о выборе адекватного текущему состоянию установок алгоритма управления необходимо включить в структуру автоматизированной системы управления добычей нефти. Принятие решения о выборе конкретного алгоритма происходит в следующих случаях: ввод (вывод) n установок в (из) процесс(а) добычи нефти; смена типа установки; изменение заданного планового объема добычи, технического состояния установки, динамического уровня каждой участвующей в добыче скважине.

Так как количество нефтедобывающих установок, участвующих в процессе добычи нефти, изменяется, то нейрорегулятор должен быть адаптируемым по количеству выходов, то есть он должен быть многоканальным, с переменным числом каналов управления.

Таким образом, при совместной работе двух подсистем управления (локальной и групповой) и блока плановых заданий в составе системы управления ТП ДН с формированием согласованного управляющего воздействия на исполнительные установки путем логического анализа эффективных дебитов для всех уровней управления реализуется алгоритм управления добычей нефти по **технико-экономическим показателям**.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение новых систем автоматизации сильно обводненных и малорентабельных скважин может оказаться **малоперспективным при традиционном** использовании — сбор и отображение информации на АРМ оператора (диспетчера) и на уровне предприятия. Актуальными задачами являются **контроль и координированное управление с регулярной оптимизацией режимов работы скважин**.

Для оптимизации работы промысла необходимо создание системы управления, осно-

ванной на использовании данных, полученных с помощью замерных установок о дебитах и давлениях жидкости скважин добывающего фонда, приемистости и давлений нагнетательных скважин, динамограмм штанговых насосных установок, то есть информации, позволяющей судить о реакции нефтяного пласта на внешние воздействия. Стабильность режима работы добывающих насосов определяется динамическим уровнем скважин, который, в свою очередь, зависит от пластового давления и притока жидкости. Поэтому координированное управление распределенными в пространстве и характеризующимися разными темпами процессами может повысить эффективность технологического процесса добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Лысенко, В. Д.** Инновационная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. М. : Недра-Бизнесцентр, 2000. 516 с.
2. **Ильясов, Б. Г.** Математическая модель изменения пластового давления как объекта управления / Б. Г. Ильясов, Е. С. Шаньгин, К. Ф. Тагирова, А. Р. Ганеев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М. : ВНИИОЭНГ, 2004. № 8. С. 42–49.
3. **Кусимов, С. Т.** Оценка дебита нефтяной скважины по динамограмме / С. Т. Кусимов, Б. Г. Ильясов, К. Ф. Тагирова, И. В. Дунаев // Проблемы машиноведения и критических технологий в машиностроительном комплексе Республики Башкортостан. Уфа : Гилем, 2006. С. 208–213.

ОБ АВТОРЕ



Тагирова Клара Фоатовна, доц. каф. техн. кибернетики. Канд. техн. наук по АСУ технол. процессами (УГАТУ, 1994). Иссл. в обл. интеллект. систем управления технол. процессами нефтедобычи.