

Автоматизация процессов управления заводнения на нефтяном месторождении

Automating oil-field waterflood operations

Ключевые слова:

Управление заводнением, модель принятия решений, концептуальный инжиниринг, прокси-моделирование, искусственные нейронные сети;

Keywords:

Waterflood management, decision-making, conceptual engineering, proxy model, artificial neural networks.

Аннотация: современные тренды автоматизации процессов на нефтяном производстве, обусловленные развитием информационных технологий, позволяют по-новому взглянуть на практику принятия решений при управлении разработкой нефтяных месторождений и роль нефтепромысловых геологов. В статье предлагается концепция оперативного управления заводнением, предполагающая решение оптимизационной задачи в системе добывающих и нагнетательных скважин, включающая математическую модель объекта управления (прокси-модель), систему принятия решений и особый формат администрирования.

Annotation: evolution in information technologies determines modern trends in automating oil production operations and also a new way of looking at decision-making in petroleum engineering. This article is devoted to a novel concept of waterflood management providing solution to an optimization problem in a group of producing and injecting wells, key components of which include a mathematical model of control object (proxy-model), decision-making know-how and a special administration format.

Практика внедрения метода заводнения показала, что эффективное управление сложными процессами на месторождении, как и на любом производстве, требует от специалистов промысла формализованных решений, в том числе при планировании технологических режимов работы скважин и геолого-технических мероприятий.

Задача особенно актуальна в условиях широкого распространения очагового заводнения и площадных систем разработки, неустойчивых к внешним воздействиям, таким как остановки скважин, несбалансированная закачка, фактор техногенной трещиноватости и т.д.

Потребность автоматизации процессов в управлении нефтяным производством является следствием развития информационных технологий, современных методов контроля и регулирования разработки, которые в настоящее время существенно опережают сложившуюся практику нефтепромысловых геологов, которая остается неизменной в течение последних десятилетий.

Успешность решения подобных задач означает увеличение прибыли Компании за счет:

1. повышения эффективности закачки воды в пласт;
2. снижения объема попутно-добываемой воды;
3. повышение эффективности планирования ГТМ;
4. оптимизации схемы движения бригад подземного и капитального ремонта скважин;
5. детализация программ реинжиниринга в системе ППД;

6. сокращения операционной себестоимости;
7. увеличения добычи нефти.

Следует отметить два важных условия достижения таких результатов:

- интеграция рабочих процессов на нефтяном производстве соответственно критериям оптимизации.
- уменьшение степени участия человека в системе принятия решений.

В этом случае специалист промысла приобретает вполне законный статус технолога, действия которого определены настолько четко, что исключена возможность двоякого толкования правил и требований оперативного управления.

В статье предлагаются для обсуждения идеи по совершенствованию процессов оперативного планирования работ на месторождении и управлению заводнением, основанные на апробации современных практик, математических методов и информационных технологий.

Концепция оперативного управления

В концепции оперативного управления технологическими процессами можно выделить три основных элемента:

1. модель **объекта управления**;
2. система принятия решений;
3. формат администрирования.

Объект управления - нефтяной пласт, разрабатываемый с заводнением.

Модель воспроизводит ключевые параметры разработки пласта, позволяет осуществлять прогноз в определенном временном интервале – окне – которое в задачах оперативного управления составляет от 1 месяца до 1 года.

Система принятия решений: особая последовательность этапов геолого-промыслового анализа и планирования геолого - технологических мероприятий на скважинах и в системе обустройства. Характерные признаки формализованной системы принятия решений:

- автоматизированные процедуры сбора, обработки и консолидации данных;
- мониторинг ключевых цифровых индикаторов процесса разработки в режиме реального времени;
- система быстрого реагирования на основе сигналов о потенциальных проблемах;
- единый центр управления, обмена данными между специалистами промысла.

Формат администрирования определяет порядок взаимодействия и разграничения ответственности внутри многопрофильных групп, реализующих на производстве систему принятия решений и оперативного контроля.

Оперативное управление технологическим процессом заводнения предполагает оптимизацию дизайна отборов жидкости и закачки воды в скважинах и планирование геолого-технических мероприятий с достижением целевых показателей максимизации добычи нефти. При этом

объектом оптимизации является не скважина, не отдельный вид работ, и даже не их последовательность и дизайн, а элемент заводнения. Соответственно задача управления решается по объекту в целом, результаты расчетов проецируются на элементы, которые ранжируются согласно технико-экономической эффективности, с преобразованием в конечный продукт – программу работ на скважинах.

Модель объекта управления

Модель – это абстрактное представление реальности, позволяющее получить ответы на изучаемые вопросы [1]. Выбор типа модели и уровня приближения (детальности) сообразно решаемым задачам во многом определяет эффективность всей концепции управления заводнением. Основных критериев, определяющих этот выбор, три:

1. «измеримость» объекта управления и качество исходных данных;
2. потребная величина окна прогноза;
3. погрешность прогноза.

Критерий 1. Измеримость объекта управления и качество исходных данных.

Нефтяной пласт является ограниченно измеримой системой. Современные методы исследований дают весьма условные представления о геологическом строении, напряженном состоянии и физико-химических свойствах пластовой системы.

Следует отметить, что невозможность прямых измерений делают нефтяной пласт одной из самых сложных систем в практической деятельности человека. Если даже в смежных областях нефтяной промышленности, таких как нефтехимия и транспорт, измерительные приборы позволяют контролировать все стадии технологического процесса, то в геологии и разработке решения необходимо принимать, используя весьма существенные допущения.

В таком случае, применительно к инжинирингу резервуаров, следуя известному принципу «чем сложнее система, тем более целесообразна и доказательна попытка упрощения» (Дейк), основной задачей при обосновании типа модели является минимизация требований к объему исходных данных в приложении к каждой конкретной задаче оперативного управления.

Условно можно выделить две группы данных (параметров, характеризующих разработку пласта):

- *прямые измерения*: замеры показателей работы скважин (дебита жидкости, обводненности, забойного давления, температуры и т.д.) и свойства добываемой продукции;
- *косвенные измерения* – колоссальный объем геологической информации, описывающей свойства пластовой системы.

Соответственно, в модели, используемой для принятия оперативных решений, наибольший вес в выходных значениях должны иметь более доказательные данные из первой группы. Влияние же параметров из второй группы, которые характеризуются существенно большими погрешностями определений, должно быть сведено к минимуму.

Современные практики управления разработкой ограничиваются трехмерными геологическими и фильтрационными моделями, для которых характерен высокий уровень неопределенностей, обусловленный природным фактором - сложностью пластовой системы, недоступной для непосредственного измерения, методиками проведения лабораторных и экспериментальных исследований, масштабным фактором.

Итоговая погрешность трехмерной модели, которая является результатом перемножения погрешностей определения десятков геологических параметров, зачастую превышает порядок прогнозируемых эффектов. В этом случае в отличие от промышленного производства, например в нефтехимии, металлургии, энергетике, где существуют формализованные решения для инженеров, которые опираются на высокоточные измерения, физически содержательные модели и тренажеры процессов, *в текущей работе промыслового геолога по-прежнему преобладает интуиция, основанная на опыте*. В таких условиях становится непонятным, что делать с возрастающим потоком данных, когда даже имеющаяся информация при планировании работ учитывается не в полной мере. Как следствие для практических инженеров, ручное управление процессами на производстве представляется более надежным и эффективным инструментом, а моделирование ограничивается решениями общих задач специалистами НИИ и центров Компаний. Это одно из очевидных противоречий, которое требует своего решения.

Критерий 2. Потребная величина окна прогноза.

Окно прогноза – это временной интервал, на котором результаты расчета на модели используются для принятия решений. В задачах оперативного управления заводнением окно составляет от одного месяца до одного года. Значение определяется временем отклика системы, т.е. нефтяного пласта, на планируемые *возмущения* - геолого-технические мероприятия.

Время отклика зависит от гидродинамических характеристик пласта, системы заводнения, режима закачки (матричный или трещинный), среднего расстояния между скважинами. На практике окно прогноза для средне - и высокопродуктивных отложений составляет 1-3 месяца, для низкопродуктивных – 2-6 месяцев.

Необходимо принимать во внимание и сам характер процесса оперативного управления, который требует как минимум раз в месяц актуализировать дизайн отборов жидкости и закачки воды, соответственно прогнозировать технико-экономические показатели эксплуатации скважин и дорожную карту работ на оставшийся период в пределах годового плана. Погрешность планирования в этом случае достаточно низкая и, как правило, не превышает доверительного интервала первичных измерений.

Обоснование типа модели

Для объектов управления с ограниченной измеримостью в решении задач краткосрочного прогноза должной компетенцией обладает класс **математических моделей**, которые классифицируются по следующей группе признаков:

1. **функциональные**, т.е. отражающие представления о внешнем поведении объекта, которые в задачах управления заводнением характеризуются замерами показателей работы скважин (в противоположность структурным моделям, таким как 3D-гидродинамические модели, которые воспроизводят внутреннее устройство объекта – нефтяного пласта, тиражируя его геологические параметры согласно воображению специалиста);
2. **стохастические**, любые результаты которых следует интерпретировать в терминах вероятности, риска, чувствительности. Пример – прогнозирование вероятности реакции добывающей скважины на изменение режима работы нагнетательных скважин.

Такие модели, которые используют определенный уровень *приближения* в практических приложениях, носят название **прокси-моделей**.

Конечной целью математического моделирования при управлении заводнением является решение **оптимизационной задачи**, которую можно назвать основной задачей любого, в том числе нефтяного производства:

Как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя эффективности производственного процесса.

Постановка оптимизационной задачи определяет требования к виду и структуре модели, таким образом, являясь своего рода предварительным этапом прокси-моделирования.

Постановка оптимизационной задачи

Постановка оптимизационной задачи предполагает определение трех ключевых составляющих:

1. целевая функция (выходной параметр);
2. входные параметры;
3. набор ограничений.

Значение **целевой функции** определяется параметром, максимизация (или минимизация) которого является целью оптимизации заводнения:

- текущий уровень добычи нефти;
- объем попутно-добываемой воды;
- себестоимость;
- NPV.

Набор **входных (или управляющих) параметров** оптимизационной задачи определяется теми инструментами, которыми предполагается воздействовать на систему заводнения:

- давление в системе нагнетания;
- режим работы нагнетательных скважин;
- режим работы добывающих скважин;
- вид выполняемых на скважинах ГТМ.

Диапазон решений определяется ограничениями, которые условно можно отнести к трем группам:

1. экономические:
 - a. доступный объем ГТМ;
 - b. доступная суммарная стоимость ГТМ.
2. системные:
 - a. возможный объем закачки;
 - b. допустимое давление нагнетания.
3. технические:
 - a. максимально возможная приемистость;
 - b. техническая возможность проведения ГТМ на скважине.

Существует множество различных вариантов постановки оптимизационной задачи управления заводнением в соответствии с приоритетами производства (целевая функция), доступными механизмами воздействия (управляющие параметры) и ограничениями (диапазон решений).

При оперативном управлении заводнением оптимизационная задача решается в следующей постановке:

Обеспечить максимум текущего уровня добычи нефти (целевая функция), определив режимы работы нагнетательных скважин (управляющие или входные параметры) таким образом, чтобы, во-первых, не превысить технологических ограничений в каждой скважине (ограничение 1), и, во-вторых, не превысить возможного объема закачки на участке (ограничение 2).

Прокси-моделирование

Математические методы, применяемые в решении задач установления эмпирической взаимосвязи целевого параметра (в нашем случае это текущий уровень добычи нефти) и управляющих переменных (режимов работы нагнетательных скважин) относятся к разделу **регрессионного анализа**. Одним из современных методов регрессионного анализа, началом развития которого можно считать 1943 г. и работу У. Маккалока и У. Питтса [2], являются **искусственные нейронные сети**.

В настоящее время нейронные сети находят широкое применение в медицине, экономике, авиации – везде, где существует необходимость автоматизации процессов принятия решения в условиях обилия, неоднозначности и, зачастую, противоречивости исходных данных. В нефтяной науке тоже есть успешный опыт их практического применения в задачах:

- прогнозирования эффективности гидроразрыва пласта [3];
- интерпретации геофизических исследований [4, 5];
- прогнозирования состояния системы обустройства [6, 7];

Стоит отметить существенные возможности развития прокси-моделей на основе искусственных нейронных сетей применительно к задачам автоматизированного управления нефтяным месторождением. С развитием вычислительной техники и информационных технологий с начала 90-х годов искусственные нейронные сети переживают настоящий бум, становятся ядром бизнес-процесса для многих компаний, которые получают конкурентное преимущество в задачах оптимизации распределения ресурсов, планирования инвестиций, логистики.

Для нефтедобывающих компаний основными перспективными областями применения прокси-моделей, помимо управления режимами работы скважин и планирования ГТМ, являются:

- управление поверхностным обустройством;
- контроль показателей работы глубинно-насосного оборудования;
- управление поставками оборудования и взаимодействием с подрядными организациями;
- логистика движения бригад подземного и капитального ремонта скважин.

Сформулированная ранее постановка задачи в математическом изложении разбивается на три последовательных этапа.

Этап 1. Построить для каждой добывающей скважины функционал дебита нефти в зависимости от преимуществ окружающих нагнетательных скважин.

Для этого конструируется **полносвязная нейронная сеть прямого распространения сигнала**, в котором входными параметрами являются приемистости нагнетательных скважин, выходным – дебит нефти добывающей. Задача – назначить **веса** нейронной сети таким образом, чтобы обеспечить максимальное соответствие фактических значений дебита нефти и расчетных (получаемых на выходе сети) на определенном историческом периоде. Для этого применяется алгоритм **обратного распространения ошибки**, которые позволяет корректировать веса при появлении расхождений.

Таким образом, для каждой добывающей скважины строится собственная нейронная сеть, которая позволяет прогнозировать дебит нефти в зависимости от изменения приемистостей влияющих на нее нагнетательных скважин.

Этап 2. Построить итоговый функционал суточной добычи нефти на участке как сумму функционалов каждой добывающей скважины.

Этап 3. Найти приемистости всех нагнетательных скважин, обеспечивающих максимум итогового функционала при условии не превышения максимальной приемистости для каждой нагнетательной скважины, а также условия не превышения доступного объема закачки.

Решение этой задачи возможно методами **математического программирования** – области математики, предполагающей применение численных методов оптимизации. В данном случае целевая функция (итоговый функционал суточной добычи нефти) является нелинейной, количество переменных и связанных с ними ограничений равно количеству нагнетательных скважин на участке, постановка является многомерной. Для такого класса задач применяются **градиентные методы** оптимизации. Результатом применения градиентного метода являются значения приемистостей нагнетательных скважин, обеспечивающих максимум функционала суточной добычи нефти на участке.

Система принятия решений

Формализованный подход к управлению заводнением предполагает интеграцию результатов прокси-моделирования в единую схему геолого-промыслового анализа и принятия решений, которая носит название «**Экспертная система поддержки принятия решений при управлении заводнением**».

Экспертная система реализует принцип сопряжения и обеспечения преемственности результатов трех ключевых этапов управления заводнением на нефтяном месторождении:

1. *анализ добычи;*
2. *оперативное планирование;*
3. *контроль (система сигналов);*

Анализ добычи – комплекс процедур геолого-промыслового анализа эффективности реализуемой системы заводнения с позиции пяти основных факторов.

Фактор 1. Геология.

Задачи:

- анализ геологической неоднородности пласта по площади и разрезу;
- фациальный и структурный анализ;
- характеристика анизотропных свойств коллектора;
- определение доминирующего геологического фактора эффективности системы заводнения.

Фактор 2. Технологические показатели разработки.

Задачи:

- изучение тенденций в нефтедобыче;
- характеристики вытеснения: ожидаемые потери извлекаемых запасов;
- структура фонда скважин: коэффициенты использования и эксплуатации, потери добычи, связанные с незапланированными остановками и преждевременным выбытием фонда.
- анализ соответствия режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин целевой функции.

Фактор 3. Система заводнения.

Задачи:

- энергетическое состояние пласта: накопленная и текущая компенсация отборов, динамика пластового давления, карта давлений,
- изучение фактора техногенной трещиноватости в нагнетательных скважинах;
- определение оптимального давления закачки;
- расчет коэффициента полезного действия (КПД) реализуемой системы заводнения.

Фактор 4. Геолого-технические мероприятия.

Задачи:

- факторный анализ эффективности выполняемых ГТМ: геологические, технологические условия, оптимальность дизайна;
- определение областей оптимального применения ГТМ;
- формирование технологических карт ГТМ.

Фактор 5. Выработка запасов.

Задачи:

- изучение профиля выработки по результатам потокометрических исследований;
- определение текущей нефтенасыщенности по промысловым данным;
- построение зональных карт выработки по результатам эксплуатации скважин;
- оценка структуры нефтеотдачи пласта;

Предметом этапа «**Анализ добычи**» является изучение **Масштаба проблем** на месторождении. Цель – разработка компенсационных мер по трансформации системы заводнения и реинжинирингу поверхностного обустройства, предшествующих этапу оперативного планирования.

Оперативное планирование – особая последовательность этапов работ в модели управления технологическим процессом заводнения, направленная на формирование программы ГТМ и планирование технологических режимов скважин в контексте решения целевой задачи. Практическая реализация концепции оперативного планирования – замкнутый цикл, предполагающий ежемесячную актуализацию расчетов на основе новых данных, непрерывно поступающих с месторождения.

Этап 1. Предварительный анализ.

Задачи:

1. консолидация данных: динамика промысловых показателей, промысловых исследований, актов выполненных работ, сводка происшествий;
2. оценка эффективности ГТМ, выполненных за отчетный период;
3. анализ отклонений фактических и расчетных показателей;
4. актуализация расчетов базовой добычи по скважинам;

Этап 2. Анализ заводнения

Задачи:

1. взаимовлияние скважин (поэлементный анализ);
2. материальный баланс: расчет поскважинной компенсации отборов;
3. анализ энергетики: динамика пластового давления, карта давлений;
4. построение карты линии гидродинамических потоков в пласте (линий тока) по промысловым данным.

Этап 3. Анализ ограничений.

Задачи:

1. контроль развития трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах по результатам гидродинамическим и промыслово-геофизических исследований;
2. определение технологических ограничений нагнетательных скважин соответственно целевым значениям забойного давления закачки;
3. ограничения обустройства: источники водоснабжения, состояние наземной инфраструктуры, определяющие доступный объем закачки и величины устьевых давлений нагнетательных скважин;
4. ограничения логистики, определяющие возможности движения бригад подземного и капитального ремонта скважин.

Этап 4. Прокси-моделирование. Ключевой этап работ в концепции оперативного планирования. Задача: поиск оптимального дизайна распределения отборов жидкости и закачки воды, обеспечивающего максимум суточной добычи нефти с учетом набора технологических ограничений. Прокси-модель аккумулирует результаты полученные на первых трех этапах:

- **информация (этап 1):** события в добывающих и нагнетательных скважинах, обусловленным перераспределением гидродинамических потоков в пласте и внешними воздействием (ГТМ);
- **закономерности (этап 2):** коэффициенты взаимовлияния скважин, которые определяют настроенные веса нейронной сети;
- **ограничения (этап 3):** технологические ограничения нагнетательных скважин (максимальные значения приемистости) и ограничения обустройства (максимальное значение суммарного объема закачки).

В результате решения оптимизационной задачи рассчитываются оптимальные режимы работы добывающих и нагнетательных скважин.

Этап 5. Планирование. Заключительный этап, предполагает формирование дорожной карты работ на скважинах и в системе обустройства.

Задачи:

1. планирование техрежимов (подбор режима эксплуатации и глубинно-насосного оборудования для обеспечения целевых показателей);
2. планирование ГТМ (предварительная программа работ на добывающих и нагнетательных скважинах);
3. месячный прогноз технологических показателей по скважинам;
4. технико-экономическое обоснование ГТМ;
5. формирование итоговой дорожной карты работ, реализующей принцип сопряжения мероприятий в элементах заводнения, параметры технико-экономической эффективности, и учитывающей комплекс ограничений, определенный на этапе 3.

Процедуры управления заводнением автоматизированы в экспертной системе поддержки принятия решений ПК «АТЛАС-Управление заводнением» (см. рис. 4).

Ежемесячный цикл оперативного планирования замыкается этапом **контроля** соблюдения дорожной карты работ и выполнения технологических режимов работы скважин.

Основные задачи:

- чтение цифровых индикаторов работы скважинного оборудования и узлов системы обустройства в режиме реального времени;
- определение трендов в показателях индикаторов, доверительных интервалов;
- автоматическое формирование рекомендаций выполнения контрольных замеров в случае неопределенности в показателях индикаторов;
- генерация сигналов отклонения фактических показателей индикаторов от расчетных на основе статистических моделей;
- диагностика проблем на основе сигналов;
- автоматическая инициация процедур в соответствие с набором правил, формализованных в виде регламента и предполагающих минимальное участие специалиста-технолога в принятии решений.

Формат администрирования проекта

Новый формат работ требует особого порядка администрирования – **регламента взаимодействия и разграничения ответственности**, который является исчерпывающим описанием порядка получения, передачи, обработки данных, принципов решения оптимизационной задачи, представления результатов, планирования и оценки эффективности работ.

Система принятия решений при управлении заводнением предполагает следующее разделение зон ответственности по этапам работ, приведенным выше:

- **Концептуальный инжиниринг** – научно-технические центры компаний и институты;
- **Оперативное планирование** – многопрофильные группы, включающие специалистов как добывающего подразделения, так и научно-технического центра компании или института;
- **Контроль** – специалисты-технологи промысла.

Основные задачи, которые решает регламент взаимодействия и разграничения ответственности:

- обеспечение преемственности результатов, полученных на этапе концептуального инжиниринга, при оперативном планировании, за счет организации многопрофильных групп специалистов, включающих геологов, разработчиков, инженеров-технологов, экономистов, экологов;
- минимизация интуитивного подхода при принятии решений на всех этапах управления благодаря внедрению формализованной последовательности процедур анализа и планирования, и разграничением зон ответственности специалистов института и подразделений компании;
- закрепление статуса технолога промысла, как специалиста, отвечающего за контроль исполнения решений согласно оперативным планам и обеспечение взаимодействия с подрядными организациями.

Заключение

Авторами предложен формализованный подход к оперативному управлению заводнением, предполагающий внедрение интегрированного планирования, основанного на современных математических методах прокси-моделирования, формирования технологических режимов и программы работ на скважинах на основе решения оптимизационной задачи, новом разграничении обязанностей и зон ответственности специалистов промысла и института.

Методика реализована в ПО «АТЛАС Управление заводнением», свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2014611757, апробирована на месторождениях Западной Сибири и Казахстана и подтвердила расчетную эффективность:

- увеличение добычи нефти на 10-25%;
- снижение операционной себестоимости на 10%.

Список литературы

- [1] Когаловский М. Р. и др. Глоссарий по информационному обществу / Под общ. ред. Ю.Е. Хохлова. — М.: Институт развития информационного общества, 2009. — 160 с.
- [2] Мак-Каллок У. С., Питтс В. Логическое исчисление идей, относящихся к нервной активности // Автоматы / Под ред. К. Э. Шеннона и Дж. Маккарти. — М.: Изд-во иностр. лит., 1956. — С. 363—384. (Перевод английской статьи 1943 г.)
- [3] Мандрик И.Э., Гузеев В.В., Сыртланов В.Р., Громов М.А., Захарян А.З. – Нейроинформационные подходы к прогнозированию эффективности гидравлического разрыва пласта (Нефтяное Хозяйство, июнь 2009 г.).
- [4] Паклин Н.Б., Мухамадиев Р.С. – Использование обучающихся алгоритмов для интерпретации данных ГИС (Бурение и нефть, май 2005 г.);
- [5] Бабкин И.В. – Определение минерального состава глин по данным комплекса ГИС методом нейронных сетей (Геофизика, январь 2012 г.).
- [6] С.В. Кононов, Я.С. Коровин, М.Г. Ткаченко – Оперативная диагностика состояния нефтепромыслового оборудования на основе технологий интеллектуальной обработки данных (Нефтяное Хозяйство, сентябрь 2012 г.);
- [7] Я.С. Коровин, М.В. Хисамутдинов, М.Г. Ткаченко – Прогнозирование состояния нефтепромысловых объектов с применением технологий эволюционных алгоритмов и искусственных нейронных сетей (Нефтяное Хозяйство, декабрь 2013 г.).