

МОНИТОРИНГ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Лекция 5

**Основные задачи мониторинга и управления
(регулирование) разработкой нефтяных
месторождений**

Основные задачи мониторинга и управления (регулирование) разработкой месторождений нефти и газа

Управление (регулирование) разработкой месторождений нефти и газа включает ряд основных мероприятий:

- 1. Геолого – промысловый анализ и контроль разработки.**
- 2. Проектирование разработки(технологические схемы, проекты разработки).**
- 3. Моделирование ТПР. Адаптация моделей.**
- 4. Регулирование процессов разработки.**
- 5. Сопровождение ПДГТМ.**
- 6. Оценка эффективности ГТМ.**
- 7. Планирование ГТМ.**

МОНИТОРИНГ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Лекция 3

**Основные задачи мониторинга и управления
(регулирование) разработкой месторождений нефти и
газа**

Основные цели и задачи геолого – промышленного анализа и контроля разработки месторождений нефти и газа

Основными целями геолого – промышленного анализа и контроля разработки месторождения нефти и газа является оценка эффективности системы разработки, оценка эффективности применения новых технологий и мероприятий по выработке запасов нефти и газа.

Основные задачи геолого - промышленного анализа :

1. Прогноз технологических показателей разработки (добычи флюидов, дебитов скважин, пластовых и забойных давлений и т.п.). Оценка энергетического состояния залежей.
2. Уточнение геологического строения месторождений (залежей) нефти и газа и фильтрационно - емкостных параметров пластов в процессе их разработки. Анализ текущего состояния разработки.
3. Оценка выработки запасов по объектам разработки. Оценка остаточных извлекаемых запасов.
4. Оценка эффективности ГТМ, методов повышения продуктивности скважин, увеличения нефтегазоотдачи пластов).

Основные задачи контроля за разработкой :

1. Получение и комплексирование геолого- промышленной информации, необходимой для управления процессом разработки. Выполнение геофизических, гидродинамических и геохимических исследований месторождений нефти и газа.
2. Установление соответствия текущих показателей разработки проектным.

Проектирование разработки (технологические схемы, проекты разработки)

Основной задачей проектирования разработки месторождений нефти и газа является - выбор оптимального (рационального) варианта разработки в смысле заданных показателей качества и эффективности (коэффициента извлечения флюидов, добычи флюидов, себестоимости продукции и т.д.) обеспечивающего взаимную заинтересованность недропользователя и государства, охрану недр и окружающей среды.

В качестве основных технических документов на разработку месторождений служат технологические схемы и проекты разработки

Основой для проектирования разработки являются:

- 1. Первичная информация. Результаты геофизических, гидродинамических, геохимических исследований скважин.**
- 2. Накопленный опыт и знания по разработке месторождений.**
- 3. Геолого-технологические модели месторождений .**
- 4. Комплекс программно-технических средств.**
- 5. Методические, регламентные документы на разработку месторождений.**

Моделирование ТПР

Основными задачами моделирования технологических показателей разработки являются:

- 1. Создание и сопровождение постоянно действующих геолого - технологических моделей разработки месторождений (ПДГТМ).**
- 2. Создание промыслово- технологических моделей показателей разработки месторождений (ПТМ ПР).**
- 3. Создание интегрированных моделей показателей разработки с учетом дополнительной априорной информации накопленного опыта и знаний .**
- 4. Адаптация моделей к истории разработки.**
- 5. Прогнозирование показателей разработки месторождений.**

Регулирование процессов разработки

Классификация методов регулирования процесса разработки

Первая группа методов

1. Нестационарное заводнение (вовлечение в разработку слабодренлируемых запасов).

В нагнетательных скважинах

- 1.1. Повышение давления нагнетания.
- 1.2. Циклическое заводнение, т.е. периодическое снижение(прекращение закачки воды).
- 1.3. Перераспределение расходов закачиваемого объекта по группам нагнетательных скважин(перемена направлений фильтрационных потоков).
- 1.4. Одновременно- раздельная закачка воды в разные пласты через одну скважину.
- 1.5. Избирательная закачка воды в низкопроницаемые пропластки и пласты.
- 1.6. Ограничение или прекращение закачки в высокопроницаемые пропластки.
- 1.7. Методы обработки призабойной зоны (гидроэмульсионное, волновое воздействие и т.д.)
- 1.8. Механические методы изменения режимов работы скважин(гидроразрыв пласта, поинтервальные обработки, интенсивная перфорация, забуривание вторых стволов и т.д.).

Классификация методов регулирования процесса разработки (продолжение 1)

В добывающих скважинах

1. Изменение отборов жидкости по объектам разработки.
2. Форсированный отбор жидкости .
3. Периодические временные остановки и пуски групп скважин или отдельных скважин.
3. Одновременно-раздельная эксплуатация скважин в многопластовых объектах.
4. Оптимизация перепадов давления между пластовым и забойными давлениями.
5. Многообъемное внутрипластовое воздействие по ограничению водопритоков (изоляционные работы).
6. Системные обработки призабойной зоны, гидроразрыв пласта, поинтервальное повышение продуктивности скважин (дострелы, перестрелы и др.).
7. Забуривание вторых и горизонтальных стволов.

Классификация методов регулирования процесса разработки (продолжение 2)

Вторая группа методов

Отличаются большим разнообразием по технологии воздействия на пласты. Степень влияния их на технико-экономические показатели разработки весьма велика, и поэтому они обосновываются в проектных документах (технологических схемах, проектах разработки), анализах разработки и авторских надзорах:

1. перенос фронта нагнетания воды в имеющиеся скважины;
2. организация дополнительных рядов нагнетательных скважин в блоковых системах разработки путем перевода добывающих скважин в нагнетательные;
3. организация очагов закачки воды в отдельные добывающие скважины;
4. вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти в линзах, тупиковых и застойных зонах, низкопроницаемых прослоях путем бурения дополнительных добывающих или нагнетательных скважин, забуривания вторых стволов, горизонтальных стволов, перевода скважин с других объектов или пластов, разукрупнения объектов, организации объектов самостоятельной разработки;
5. организация барьерной, площадной и других модификаций внутриконтурного воздействия путем закачки воды с целью выработки запасов нефти в обширных подгазовых зонах газонефтяных месторождений;
6. другие новые технологии заводнения для сложнопостроенных залежей и трудноизвлекаемых запасов нефти.

Сопровождение ПДГТМ

Основные задачи по сопровождении ПДГТМ :

1. В период разбуривания месторождений основной задачей сопровождения ПДГТМ является выявление расхождения построенной геологической модели с фактическими данными. Перестройка модели осуществляется по мере получения данных по каждой новой скважине.
2. На стадии промышленной эксплуатации основной задачей сопровождения ПДГТМ является подтверждение ранее смоделированного ранее характера текущего нефтенасыщения. При существенном несовпадении проектных и фактических технологических показателей разработки требуется заново настроить (адаптировать) модель, скорректировать «старый» либо разработать «новый» проект.

Оценка технологической эффективности ГТМ

Критерии технологической эффективности ГТМ

Технологическая эффективность проведения ГТМ характеризуется следующими показателями:

1. дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта (приращение извлекаемых запасов нефти);
2. дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта;
3. дополнительной добычей нефти за счет изменения коэффициента эксплуатации скважин;
4. сокращением объема попутно добываемой воды.

Технологическая эффективность ГТМ определяется путем сравнения **фактических** технологических показателей с расчетными (**базовыми**) показателями, которые были бы характерны для базового метода разработки объекта (т.е. для метода разработки, используемого до проведения ГТМ).

3. 6. Оценка технологической эффективности ГТМ (продолжение 1)

Технология определения эффективности ГТМ

Технологическая эффективность ГТМ определяется следующим образом:

1. Производится математическая обработка фактических промысловых данных разработки базовым методом;
2. Осуществляется экстраполяция результатов на период действия ГТМ (т. е. определяются базовые уровни добычи нефти и жидкости);
3. Определяется разница между фактическими результатами в период проведения ГТМ и экстраполированными "базовыми" показателями.

Интервал времени, на котором по промысловым данным определяются параметры математических моделей, использующихся для расчета базовых показателей добычи, называется **базовым интервалом** (периодом).

Классификация ГТМ

Все многообразие геолого-технических мероприятий в зависимости от механизма действия и объекта воздействия условно разделяются на несколько групп:

- 1. Методы, интенсификации добычи нефти.**
- 2. Физико-химические методы.**
- 3. Гидродинамические методы.**
 - 3.1. Методы, воздействующие на призабойную зону добывающих скважин.**
 - 3.2. Методы, воздействующие на призабойную зону нагнетательных скважин.**
- 4. Газовые методы.**

Классификация ГТМ (продолжение1)

1. Методы, интенсификации добычи нефти:

- оптимизация насосного оборудования скважины;
- гидроразрыв пласта;
- зарезка вторых стволов;
- ввод скважин из бездействия.

2. Физико-химические методы.:

2.1 Методы, воздействующие на призабойную зону добывающих скважин:

- интенсификация притока жидкости в скважину (СКО, ОПЗ нефтяными растворителями, вибровоздействие и т. д.);
- селективная изоляция обводненных интервалов (применение гель- и осадко-образующих составов, создание глубокопроникающих блокирующих экранов)
 - обработка призабойной зоны гидрофобизаторами, т.е. реагентами, снижающими фазовую проницаемость воды;

2.2. Методы, воздействующие на призабойную зону нагнетательных скважин:

- повышение приемистости нагнетательных скважин (вибровоздействие, комплексная обработка ПЗП);
- выравнивание профиля приемистости.
 - мероприятия, воздействующие на пласт с целью увеличения равномерности вытеснения нефти из послойно и зонально неоднородных нефтяных коллекторов, т. е. увеличения коэффициентов охвата и заводнения (закачка большеобъемных осадко- и гелеобразующих реагентов, применение потокоотклоняющих технологий).

Классификация ГТМ (продолжение2)

3. Гидродинамические методы:

- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение в газонефтяных залежах;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

4. Газовые методы:

- воздействие на пласт углеводородным газом;
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами.