

МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ЧАСТЬ 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ

Системный подход как средство проектирования систем мониторинга и управления разработкой

Системный подход – это методологическое средство изучения, проектирования сложноорганизованных объектов, а также происходящих в них процессов и управления их функционированием.

Основные атрибуты(факторы) системно - структурного подхода к разработке месторождений нефти и газа:

- 1. Открытость.**
- 2. Взаимодействие.**
- 3. Моделирование (идентификация) процессов нефтегазодобычи(ПН) .**
- 4. Управление процессами нефтегазодобычи:**
 - 4.1. Планирование, прогнозирование.**
 - 4.2. Анализ.**
 - 4.3. Контроль.**
 - 4.4. Оперативное управление и регулирование.**
 - 4.5. Принятие управленческих решений.**
- 5. Самоорганизация ПН (интеграция разнородной информации, объединение функций идентификации, управления и принятия решений).**

Самоорганизация ПН - основной принцип системного - структурного подхода к преодолению неопределенности в сложных системах нефтегазодобычи.

Системный подход как средство проектирования систем мониторинга и управления разработкой (продолжение 1)

Способы представления объектов разработки (ОР) месторождений нефти и газа:

- 1. Множественное (ОР рассматривается как некоторое множество объектов).**
- 2. Иерархическое (когда выделены структурные уровни представления подсистем).**
- 3. Целостное (рассматривается вся система в целом).**
- 4. Функциональное. Система рассматривается как некоторое множество функций для достижения определенной цели либо множества целей.**
- 5. Процессуальное. Систему можно рассматривать как совокупность некоторых состояний объекта, сменяющих друг друга во времени.**

Объект разработки – элемент геолого - технического комплекса (геологической и технологической компоненты подсистемы скважин) определенного структурного уровня.

Характеристики сложности системы

1. **Невозможность достоверно прогнозировать поведение системы в условиях непрерывно изменяющейся внешней среды.**
2. **Неполнота информации об объектах разработки**(неточность определения и недоступность наблюдения параметров продуктивного пласта и процессов фильтрации между скважинами, невозможность одновременной регистрации параметров и т. д.).
3. **Многоцелевое назначение. Противоречивость целей**(необходимость рассмотрения системы взаимосвязанных показателей разработки, многокритериальность задач).
4. **Достаточно многообразный набор вариантов построения и функционирования ГТК** (множество иерархических уровней, подсистем, моделей, разнообразный набор функций и т.д.).
5. **Многообразные формы отношений между элементами.**
6. **Невозможность построения единой адекватной знаковой математической модели, необходимой для проектирования и управления системой.**
7. **Большие объемы информации.**
8. **Многократное изменение структуры и состава системы в процессе ее функционирования.**
9. **Многоплановость в научном отношении. Необходимость привлечения разных специалистов для создания и управления системой.**
10. **Вложение огромных ресурсов. Крупномасштабность задач.**

Представление объекта разработки с позиции системного подхода

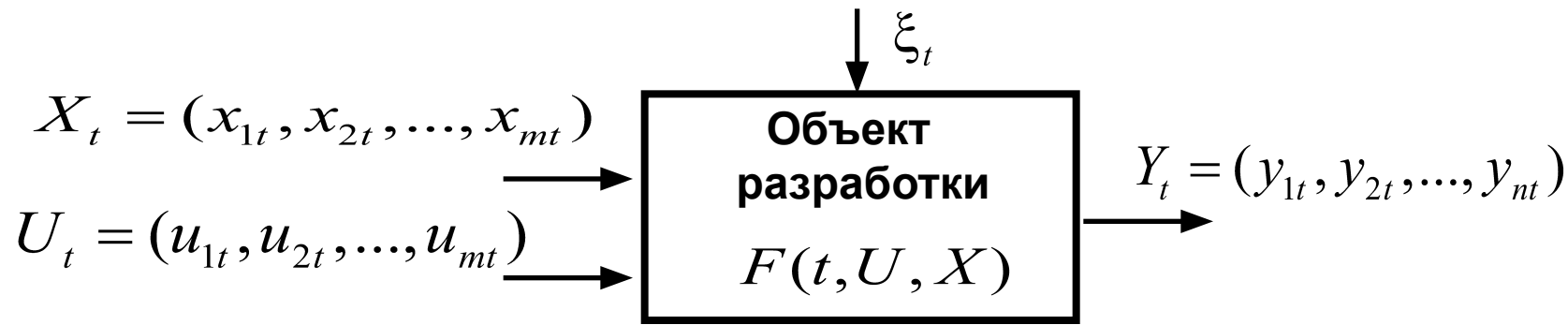
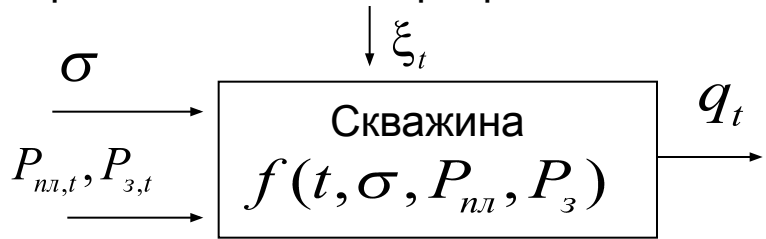


Рис.1. Функциональная модель объекта разработки (ОР).

X_t, U_t, Y_t - переменные(показатели) ОР; $F(S, U, X, t)$ - модель (оператор) ОР.

X_t^*, U_t^*, Y_t^* - замеры(оценки) показателей ОР; ξ_t - случайные возмущения.

Пример модели объекта разработки



$P_{пл}, P_з, q_t$ - пластовое, забойное давление и дебит скважины;

σ - гидропроводность призабойной зоны.

Модель дебита скважины

$$q_{пл} = f(t, \sigma, P_{пл}, P_з) + \xi \quad (1)$$

Модель дебита радиального притока в скважину однородной несжимаемой жидкости

$$q_{пл} = \frac{2\pi\sigma}{\ln(R_k / r_c)} \cdot (P_{пл} - P_з) + \xi \quad (2)$$

Представление объекта разработки с позиции системного подхода (продолжение)

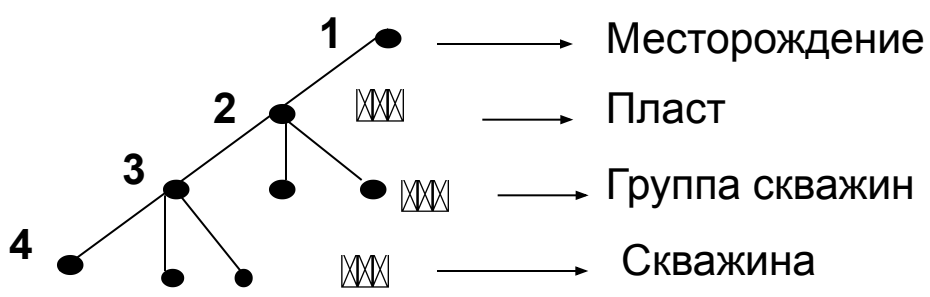
Семантическая модель объекта разработки:

$$S_t = \{W_f, W_s, G, P_0\}, \tag{3}$$

$W_f = \{t, Y, X, U, \xi, F\}$ - компонента поведения ОР; W_s - подмодель структуры ОР;

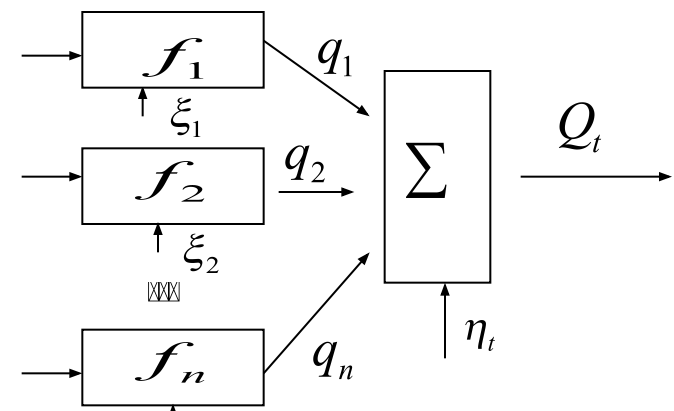
G - подсистема целей ОР; $P_0(G, \Psi_s, W_f)$ - назначение ОР, семантика(смысловое содержание) его компонент.

Пример структуры объекта разработки



1,2,3,4 – Структурные уровни подсистем

Двухуровневая система моделей дебита скважин



$$\begin{cases} q_{jt}^* = f_{jT}(t, \sigma, P_t, P,) + \xi_j, \\ Q_p^* = \sum_{j=1}^n f_j T, + \eta. \end{cases} \tag{4}$$

Атрибуты мониторинга и управления разработкой месторождений нефти и газа

- 1. Показатели разработки месторождений нефти и газа.**
- 2. Источники первичной информации. Комплексы исследований скважин и пластов.**
- 3. Моделирование (идентификация) процессов нефтегазодобычи:**
- 4. Системы управления разработкой и принятия решений:**
- 5. Показатели качества и критерии эффективности разработки.**

Технологические показатели разработки

Глобальные технологические параметры разработки, подлежащие оптимизации:

- 1. извлеченные запасы и текущий коэффициент извлечения нефти и газа;**
- 2. годовой темп добычи нефти, газа, конденсата и отбора жидкости;**
- 3. обводнение продукции;**
- 4. срок отбора основных запасов нефти;**
- 5. полнота извлечения нефти - коэффициент конечного нефтеизвлечения .**

Другие технологические показатели разработки:

- текущее и накопленное количество добытой нефти, жидкости или воды;**
- пластовое и забойное давление;**
- газовый фактор;**
- доля фонтанной добычи и фонд фонтанных скважин;**
- объем и давление закачки воды;**
- распределение пластового давления;**
- перепады давлений между зонами нагнетания и отбора;**
- изменение пластового давления и средних забойных давлений, средневзвешенное**
- давление в зоне нагнетания;**
- средняя приемистость нагнетательных скважин и другие....**

Источники первичной информации

Комплексы исследований:

1. сейсмические исследования;
2. изучение керна, шлама, проб нефти, газа и воды;
3. исследование скважин геофизическими методами;
4. гидродинамические методы исследования скважин;
5. наблюдения за работой нагнетательных и добывающих скважин.

1. Сейсмические исследования

Результаты сейсмических исследований:

- Сейсмический разрез со стратиграфической привязкой маркирующих горизонтов.
- Гипсометрическое положение кровли продуктивных пластов (структурные карты, отметки глубин, ВНК, ГНК и т.д.)
- Зоны развития коллекторов и их свойства (толщина, пористость, литология).
- Литолого- стратиграфические разрезы, положение в этом разрезе нефтегазонасыщенных продуктивных пластов и непроницаемых разделов, основные закономерности в литологической изменчивости продуктивных горизонтов месторождений по площади и разрезу.
- Гипсометрическое положение флюидальных контактов в разных частях залежей, форма и размеры залежей.

2. Изучение керна, шлама, проб нефти, газа и воды

Важнейшими параметрами при изучении керна, проб нефти, газа и воды являются:

- 1. Коллекторские свойства залежи: 1.1.**
пористость, проницаемость, насыщенность, трещиноватость и т.д.
- 2. Свойства нефти, газа, конденсата:**
 - 2.1 плотность, вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов , и т.д.**
 - 2.2 компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти;**
 - 2.3 компонентный состав газа и газоконденсата;**

3. Исследование скважин геофизическими методами

Основные методы ГИС: электрические; радиоактивные; термические; акустические; геохимические; механические; магнитные и другие

Результатом интерпретации ГИС являются:

- 1. глубина залегания пластов различного литологического состава;**
- 2. литологический состав пород, слагающий разрез исследуемой скважины;**
- 3. пласты коллекторы нефти и газа (толщина продуктивного пласта);**
- 4. коллекторские свойства пласта – пористость , трещиноватость, кавернозность, водо, нефти и газонасыщенность.**

Для изучения технического состояния скважины применяются:

- инклинометрия - определение углов и азимутов искривления скважин.**
- кавернометрия – установление изменений диаметра скважин.**
- цементометрия – определение по данным термического, радиоактивного и акустического методов характера распределения цемента в затрубном пространстве и степени его сцепления с горными породами.**
- выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважинах электрическими, термическими и радиоактивными методами.**

4. Гидродинамические методы исследования скважин

Основные методы ГДИС :

1. Технология исследований методом КВД (восстановления давления);
2. Технология исследования методом КПД (падения давления);
3. Технология исследований методом ИД (индикаторная диаграмма);
4. Технология исследований методом КВУ (восстановления уровня);
5. Технология метода циклических исследований ИД- КВД, ИД- КПД ;
6. Гидропрослушивание.

Результатом интерпретации ГДИС являются:

1. Значения фильтрационно - емкостных и динамических свойств пласта (гидропроводность, проницаемость, продуктивность и т.д.);
2. Данные о типах и местоположении различных неоднородностей и гидродинамических границ(барьеров);
3. Параметры энергетического состояния объектов разработки (пластовое, забойное давление);
4. Характеристики качества вскрытия и состояния призабойной зоны(скин-фактор, параметры трещины гидроразрыва и т.п.).

5. Наблюдения за работой нагнетательных и добывающих скважин

Мероприятия для получения текущей промышленной информации:

- 5.1. определение дебита жидкости добывающих скважин;**
- 5.2. отбор устьевых проб продукции и анализ их на обводненность;**
- 5.3 измерение дебита газа;**
- 5.4. измерение расхода закачиваемой воды;**
- 5.5. измерение трубного и межтрубного устьевых давлений;**
- 5. 6. определение забойного давления;**
- 5.7. измерение динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве;**
- 5.8. определение пластового давления.**

Факторы необходимости построения моделей ТПР :

1. невозможность учета всех причинно- следственных связей в связи с нехваткой первичных данных;
2. сложность, многообразиие и недостаточная изученность протекающих процессов (многофазность и нестационарность фильтрационных потоков, зональная и послойная неоднородность нефтяных пластов и т.д.), недостаточность развития теоретических методов нефтепромысловой геологии;
3. действие различных случайных факторов внешней среды и внутренних процессов, которые трудно предвидеть и предсказать их последствия (различные ошибки регистрации технологических и геологических показателей разработки, различные ошибки проводки и заканчивания скважин, отклонения забоев скважин от проектных, негерметичность обсадной колонны, прорывы воды) ;
4. широкое использование методов обобщения эмпирического материала, экспертных оценок, накопленного опыта и знаний.

Методы моделирования процессов нефтегазодобычи

Классификация методов моделирования:

1. **детерминированные методы** (алгебраические формулы, интегральные и дифференциальные уравнения и т.д.);
2. **вероятностно-статистические методы** (вводятся понятия случайного события, случайной величины, случайного процесса, вероятности наступления события, распределение вероятностей и т. д.);
3. **стохастические (статические и динамические) методы** в условиях полной и неполной априорной неопределенности о статических характеристиках процессов и помех;
4. **интегрированные системы** с учетом дополнительной априорной информации, накопленного опыта и знаний (системы моделей объектов разработки и моделей объектов аналогов);
5. **экспертные системы** (системы с элементами искусственного интеллекта, нейронные сети, генетические алгоритмы и т.п.).

Дополнительная информация как источник преодоления неопределенностей

Системы нефтегазодобычи - сложные искусственные стохастические системы с неопределенностями. Причины неопределенностей:

1. Недоступность и искажение информации в процессе ее сбора, передачи и обработки. 2.

Большие затраты на получение данных. 3.

Отсутствие и неполнота знаний о закономерностях протекающих процессов.

4. Нестабильность факторов внешней среды (цены на нефть и газ, реакция водонапорного бассейна на его разработку и т.д.).

Основной принцип преодоления неопределенности – *самоорганизация* – использование для целей управления всей информации, получаемой в процессе функционирования системы, накопленного опыта и знаний.

Информация об объекте разработки :

1. исходные и дополнительные априорные данные;
2. субъективные суждения, различные экспертные оценки;
3. априорная информация о структуре модели объекта разработки;
4. априорная информация о статистических характеристиках случайных контролируемых и неконтролируемых параметров разработки и переменных внешней среды.

Системы управления разработкой и принятия решений

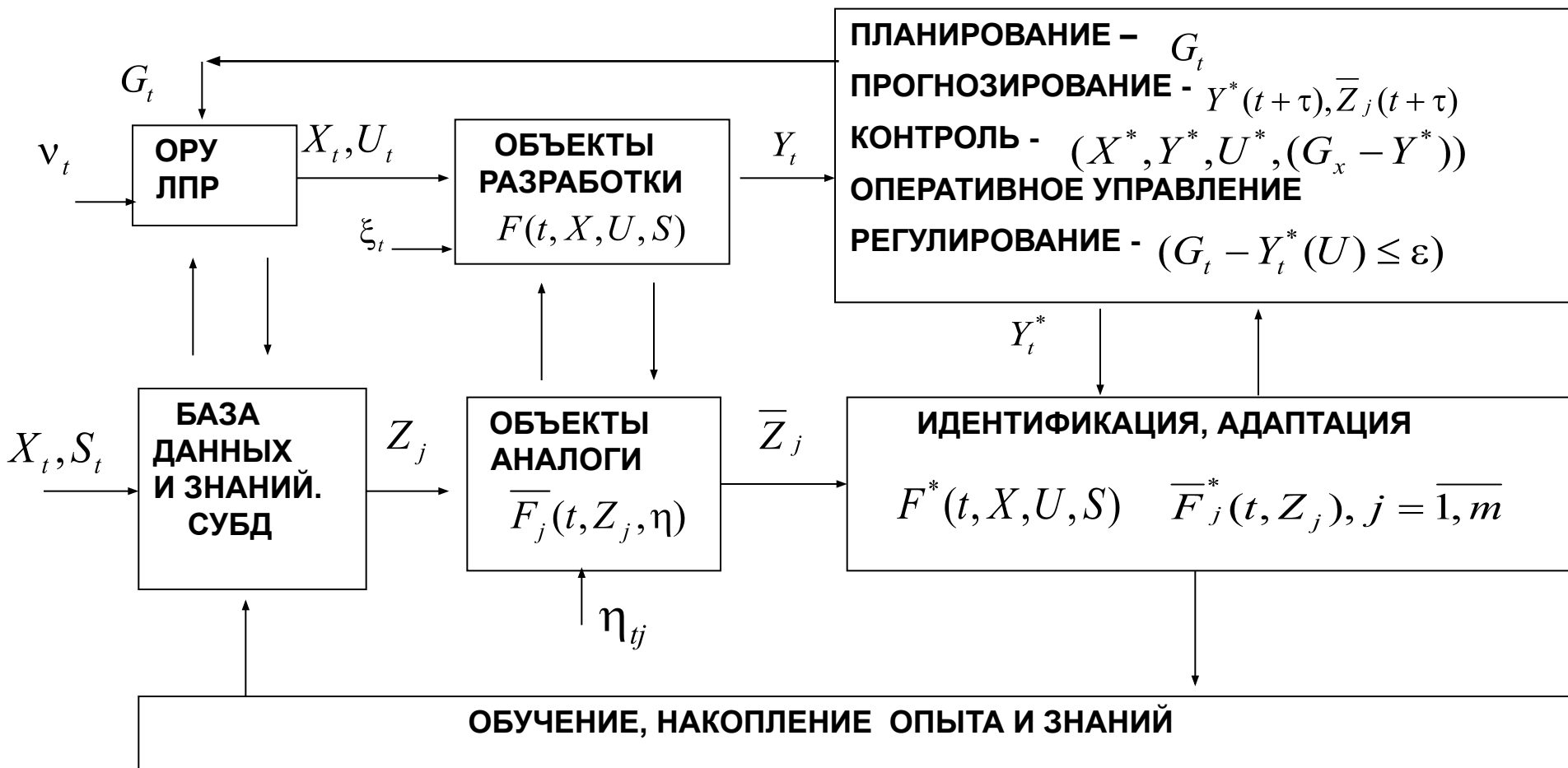


Рис. 2. Структура современных систем управления

Показатели качества и критерии эффективности разработки

Для оценки эффективности системы разработки широко используются показатели:

1. Прибыль (доход) .
2. Добыча нефти, газа, отбор жидкости .
3. Обводненность продукции .
4. Себестоимость(затраты) .
5. Коэффициент конечного извлечения сырья .
6. Текущий коэффициент извлечения.
7. Срок отбора основных запасов.
8. Система размещения скважин (сетка размещения скважин, система воздействия на пласт, число рядов и скважин).

$$\Phi(G, X, U, Y, J_k, k = \overline{1, n}),$$

Φ - комплексный (комбинированный) показатель качества;

$J_k, k = \overline{1, n}$ - частные показатели .

Стратегические задачи управления разработкой

Стратегические задачи управления разработкой заключаются в решении задач:

1. Проектирование оптимальной (рациональной) системы разработки.
2. Разработка мероприятий для достижения проектных технологических показателей разработки (регулирование разработки).
3. Оценка эффективности технологий и принятой системы разработки.

Наиболее широко используются критерии:

1. Прибыль(доход).
2. Добыча нефти, газа, отбор жидкости.
3. Себестоимость (затраты) .
4. Коэффициент конечного извлечения сырья. .
5. Система размещения скважин (число добывающих и нагнетательных скважин, система размещения скважин).

Минимаксный критерий оптимальности проектирования разработки:

$$Q^0 = \arg \max_Q \min_S \quad . \quad (1)$$

Критерий оптимального регулирования разработки:

$$U^0 = \arg \min_U |Y^*(u) - G|, \quad (2)$$

U^0 - геолого- технические мероприятия, технологические показатели разработки, экономические, экологические факторы

Тактические задачи оперативного управления разработкой

Оперативные задачи управления разработкой не приводят к коренному изменению сложившейся системы разработки и заключаются в решении задач:

- 1. Адаптация (поддержание в рабочем состоянии) постоянно действующих геолого- технологических моделей.**
- 2. Изменение режима нагнетания и отбора жидкости.**
 - 2.1. Отключение высокообводненных скважин.**
 - 2.2. Оптимизация режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.**
 - 2.3. Оптимизация вскрытия и изменения режимов перфорации пластов объектов разработки.**
 - 2.4. Применение одновременной - раздельной закачки и одновременно-раздельной эксплуатации при многопластовом строении объекта.**
- 3. Повышения продуктивности пластов и скважин разными методами (тепловые, физико- химические, вибросейсмические и другие).**
- 4. Гидроразрыв пласта.**

Основные задачи мониторинга и управления разработкой месторождений нефти и газа

Управление разработкой месторождений нефти и газа включает:

- 1. Геолого – промысловый анализ и контроль разработки.**
- 2. Проектирование разработки (технологические схемы, проекты разработки).**
- 3. Моделирование процессов нефтегазодобычи.**
- 4. Оперативное управление и регулирование процессов разработки.**
- 5. Создание, сопровождение и адаптация ПДГТМ.**
- 6. Оценка эффективности ГТМ.**
- 7. Планирование ГТМ.**

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 (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 геолого- технических мероприятий (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, обеспечивающего заданный либо максимальный уровень критерия (критериев) эффективности (коэффициента извлечения флюидов, темпа добычи флюидов и т.д.), 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.**

Задачи моделирования процессов нефтегазодобычи

Основными задачами моделирования процессов нефтегазодобычи являются:

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

Оперативное управление и регулирование процессов разработки

Классификация методов оперативного управления и 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 оперативного управления и 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 забойным давлениями.
5. Многообъемное внутрипластовое воздействие по ограничению водопритокков (изоляционные работы).
6. Системные обработки призабойной зоны, гидроразрыв пласта, по интервальное повышение продуктивности скважин (дострелы, перестрелы и др-).
7. Забурирование вторых и горизонтальных стволов.

Классификация методов (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. Задачами оперативного управления разработкой являются:

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.

Создание, сопровождение и адаптация ПДГТМ

Состав ПДГТМ:

1. база первичной геолого-физической и промысловой информации;
2. геолого- технологическая модель;
3. математические модели технологических показателей разработки;
4. математические средства решения оптимизационных задач;
5. формализованные модели накопленного опыта и знаний, различная дополнительная априорная информация;
6. программные средства формирования исходной информации по объектам разработки, адаптации моделей, решению оптимизационных задач, формированию отчетов, визуализации информации в форме карт, графиков , диаграмм;
7. программные средства статистического моделирования для оценки качества моделей в зависимости от объема и качества исходных данных;
8. программные средства планирования необходимого объема исходных данных для достижения заданного уровня качества моделирования систем управления и принятия решений.

Сопровождение и адаптация ПДГТМ

Основные задачи :

- 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.**

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).

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, используемых для расчета базовых показателей добычи, называется **базовым интервалом** (периодом).

Классификация ГТМ . Планирование 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.

МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ЧАСТЬ 2

ПРАКТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИНФОРМАЦИОННОГО, ПРОГРАММНОГО И ОРГАНИЗАЦИОННО - МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ

Виды и задачи комплексных методов исследования скважин

Нормативные документы. Стандарты, регламенты, инструкции и т.д. :

1. Стандарты Евро- Азиатского географического общества (ЕАГО) на «Геофизические исследования и работы в скважинах. Геофизические исследования разрезов скважин. Каротаж»(СТ ЕАГО -046-01).
2. Контроль технического состояния скважин. СТ-ЕАГО -045-01.
3. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 155-39-007-96.
4. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00.
5. Методические указания «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. Москва,2002.
6. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Минтопэнерго РФ и МПР РФ. Москва, 1999.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01. Минэнерго РФ. Москва, 2001.

Предназначение комплексных методов исследований скважин

Комплексные методы исследования скважин используются для решения следующих задач контроля и управления разработкой:

1. Уточнение геологической модели в зоне расположения скважины:

- 1.1. уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины;
- 1.2. определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве.

2. Контроль за выработкой пластов при извлечении нефти или газа:

- 2.1. определение профиля притока или приемистости, оценка состава притока;
- 2.2. определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта.

3. Гидродинамический контроль фильтрационных свойств пласта:

- 3.1. определение и прогноз продуктивности скважин;
- 3.2. оценка энергетических свойств пласта;
- 3.4. оценка фильтрационных свойств пласта;
- 3.5. оценка изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне.

4. Технологический контроль работы скважины:

- 4.1. оценка работы элементов подземного оборудования;
- 4.2. оценка состояния продукции в стволе работающей скважины;
- 4.3. определение межпластовых перетоков;
- 4.4. определение суммарных фазовых расходов скважины.

Предназначение комплексных методов исследований скважин (продолжение)

5. Технический контроль состояния скважины:

- 5.1. уточнение положения элементов конструкции;
- 5.2. оценка состояния внутриколонного пространства труб;
- 5.3. выявление негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра;
- 5.4. контроль качества цементационного раствора.

6. Контроль качества работ по интенсификации добычи:

- 6.1. оценка эффективности очистки забоя;
- 6.2. оценка эффективности вскрытия пласта;
- 6.3. оценка эффективности очистки призабойной зоны;
- 6.4. оценка эффективности воздействия на дальнюю зону пласта;
- 6.5. оценка эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины.

7. Оптимизация работы скважин.

8. Оценка эффективности ГТМ по регулированию и интенсификации процессов разработки.

Виды геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах (по СТ ЕАГО – 046 - 01)

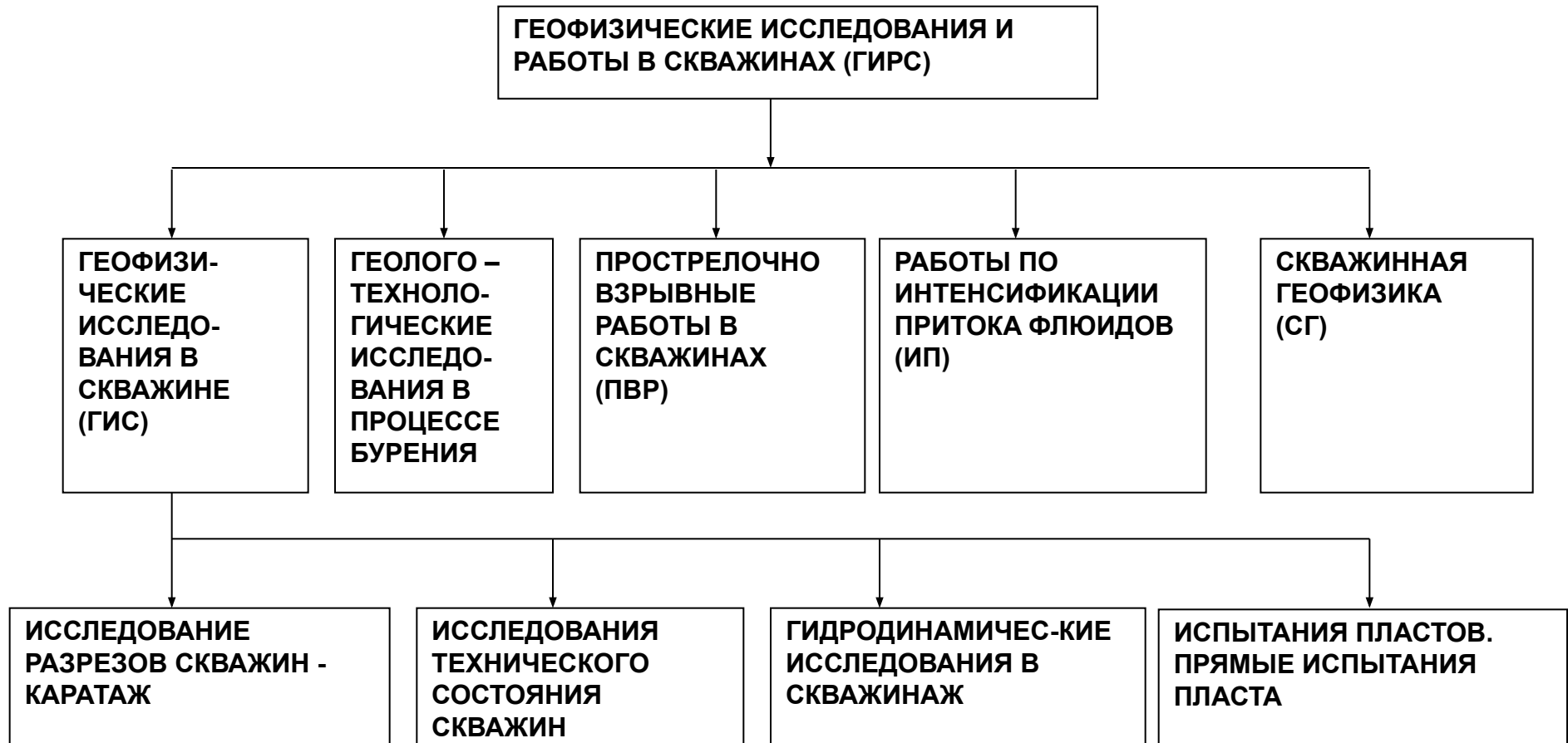


Рис 1.

Геофизические методы

С помощью геофизических исследований (ГИС-КАРОТАЖА) осуществляется исследование разрезов скважин в околоскважинном пространстве с целью уточнения геологической модели в зоне расположения скважины .

1. Методы ГИС - каротажа являются косвенными. Различают несколько видов каротажа, основанные на измерении различных физических полей в скважине и околоскважинном пространстве: **электрические методы каротажа** - БКЗ, БК, БМК, ПС, КС, и др.; **электромагнитные методы каротажа** - ИК, ДК, ВИКИЗ, КМВ и др.; **радиоактивные методы** - ГК, НК, ГГК, ИНК, ИНК - С/О и др., а также **термокартаж, акустический картаж, наклонометрия, микрозондирование** и т. д.

2. В стандарте [1] (слайд 1) изложены особенности и стандартизированы 76 видов каротажа .

3. Геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС) обеспечивают информационную основу для контроля за выработкой пластов (замеры профилей притока и приемистости, оценка состава притока, насыщенности пласта флюидами в различные моменты, оценка параметров вытеснения и др.), технического контроля работы скважин и ее технического состояния, контроля проведения методов интенсификации.

Гидродинамические методы исследования скважин (ГДИС)

1. ГДИС - гидродинамический мониторинг свойств пласта - предназначен для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации в добывающих и нагнетательных скважинах с целью получения данных об их продуктивности, приемистости, фильтрационных параметрах и скин-факторе, трассировки границ пласта и особенностях зон дренирования, типа пласта-коллектора, анизотропии пласта по проницаемости и др.
2. Различают ГДИС на (квази) установившихся режимах фильтрации - **метод снятия индикаторных диаграмм (ИД)** и на неустойчивых режимах (**КПД-КВД** в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, **КВУ, гидропрослушивание, импульсные методы, экспресс-методы**, например, с помощью пластоиспытателей, одновременное исследование групп скважин, **исследования скважин без остановок** и др.).
3. Существуют несколько десятков методов обработки данных измерений на теоретической основе линейной теории упругого режима фильтрации, при интерпретации используются до сотни теоретических моделей пластовых фильтрационных систем (основанных на различных дифференциальных уравнениях фильтрации: многофазных систем, с двойной пористостью и проницаемостью и т.д.), используются десятки компьютерных программ.

Гидропрослушивание скважин

1. Метод позволяет оценивать гидродинамическую связь между скважинами по пласту, выявлять непроницаемые границы, определять средние значения гидропроводности и пьезопроводности пласта между исследуемыми скважинами и оценивать степень участия матрицы трещиновато-пористого коллектора в разработке.
2. Методы ГДИС являются косвенными методами определения параметров пласта. Их теоретической и методической основой служат решения, так называемых, прямых и обратных задач подземной гидромеханики, которые не всегда имеют однозначное решение. Поэтому интерпретация данных ГДИС носит комплексный характер с использованием результатов ГИС, лабораторных и геолого-промысловых исследований **(на основе интегрированных моделей ТПР)**.
3. Полученные по ГДИС, фильтрационные параметры пласта характеризуют средневзвешенные параметры в области дренажа скважин и между скважинами - средневзвешенную гидропроводность, пластовые давления, скин-фактор скважин и др.
4. Опробование и испытание пластов с помощью трубных пластоиспытателей или спускаемых на кабеле, отбор, и лабораторные исследования пластовых флюидов и кернов служат для оценки пористости, проницаемости, насыщенностей кернов, оценки параметров вытеснения, анизотропии пласта по проницаемости и др.

Геохимические методы исследований

Геохимические методы исследований позволяют разделять суммарную добычу из скважин, совместно вскрывающих единой сеткой несколько пластов, для любых способов эксплуатации скважин, изучать процессы обводнения, солеобразования и гидратообразования, коррозии, образования эмульсий и т.д.

Метод фотоколориметрии

1. По изменению коэффициента светопоглощения нефти во времени можно судить о подключении к работе в данной скважине новых пластов вследствие изменения режима эксплуатации скважины, изменения условий закачки воды, гидроразрыва пластов, дострела новых пачек продуктивных пород и т.д.
2. Если точно установлены закономерности изменения коэффициента светопоглощения по площади залежи и по вертикали от пласта к пласту, то его систематические измерения позволяют судить о направлении перемещения нефти в пластах.
3. При совместной добыче нефти из двух пластов, для которых известны и резко отличаются величины коэффициента светопоглощения, зная общий коэффициент светопоглощения добываемой нефти из этих трастов не трудно рассчитать относительные дебиты каждого пласта. Наиболее эффективно применение метода фотоколориметрии нефти в комплексе с другими методами, характеризующими работу пластов в скважинах.

Геохимические методы исследований (продолжение)

Определение в нефти содержания микрокомпонентов металлов

Метод, основанный на использовании различия добываемых нефтей разных пластов по содержанию микрокомпонентов металлов: ванадия, кобальта, никеля применяется для контроля за процессом разработки.

Метод позволяет решать следующие задачи:

1. контролировать притоки нефтей из пластов, вскрытых перфорацией и эксплуатируемых единым фильтром;
2. выделять случаи перетока нефти от неперфорированного пласта к перфорированному, например, за счет нарушения герметичности заколонного пространства;
3. оценивать эффективность операций по повышению притока нефти, например, дострела пластов, кислотной обработки призабойной зоны, гидроразрыва пластов.

Изучение солевого состава добываемых вод

Метод основан на использовании различия солевого состава добываемых вод и позволяет решать следующие задачи:

1. изучать совместимость вод, закачиваемых с пластовыми;
2. изучение проблемы солеотложений и коррозии;
3. изучение проблемы образования эмульсий и гидратов.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО - ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. Информационное сопровождение процессов разработки осуществляется на базе результатов комплексных исследований скважин (геофизических, гидродинамических и геохимических), которые отличаются теоретическими и методическими основами, техникой и технологией проведения, методами обработки данных исследований (в т.ч. с использованием различных компьютерных технологий), интерпретацией данных и их практическим использованием.
2. Под комплексированием исследовательских работ понимается использование какого-либо комплекса исследований: геофизических или гидродинамических, собранного из разных видов измерений для решения поставленной задачи либо группы задач (**таблица 3.1.**). В свою очередь геофизические и гидродинамические исследования также состоят из комплексов различных видов исследований.
3. Под этапностью выполнения комплексированных методов изучения геолого-физических характеристик нефтегазовых залежей, пластов понимается синхронизация по времени - одновременное или последовательное проведение различных методов исследований в течение какого-либо этапа или стадии от поисков - разведки до завершения разработки месторождения.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО - ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Этапы «жизни» месторождения:

поиск и разведка;

2) открытие месторождения и его оконтуривание;

3) разработка в несколько условных стадий (характеризующихся темпами разбуривания и добычи, включая вторичные и третичные методы повышения, нефте-, газо-, компонентоотдачи).

4) завершение разработки.

В нормативном документе (правилах геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах [6]) различают 6 этапов геологического изучения и использования недр:

I этап - изучение геологического разреза;

II этап - оценка и подсчет запасов;

III этап - обеспечение строительства, эксплуатации скважин, их подземного и капитального ремонта;

IV этап - заканчивание скважин, вскрытие и испытания пласта и интенсификации притока;

V этап - контроль за разработкой месторождений;

VI этап - получение информации для оценки ущерба, нанесенного недрам при их использовании.

Различают 9 стадий создания геолого-технологических моделей с использованием комплексной информации по данным ГИС, ГДИС и ГХИ (**таблица 2**).

1)

Компьютерные технологии и пакеты программ мониторинга и управления разработкой месторождений нефти и газа

1. Информационные системы сбора, хранения, геолого- геофизической и промысловой информации, базы и банки данных.
2. Компьютерные технологии и пакеты прикладных программ для создания ПДГТМ, стратегического планирования и управления разработкой.
3. Пакеты прикладных программ моделирования и интерпретации ГДИС, ГИС, лабораторных исследований. Комплексирование информации.
4. Компьютерные технологии и пакеты прикладных программ анализа, контроля, оценки эффективности ГТМ и оперативного управления разработкой.
5. Геоинформационные технологии и программные комплексы.
6. Интегрированные системы моделирования и управления разработкой с использованием знаний.

Структура современных интегрированных систем управления разработкой месторождений нефти и газа

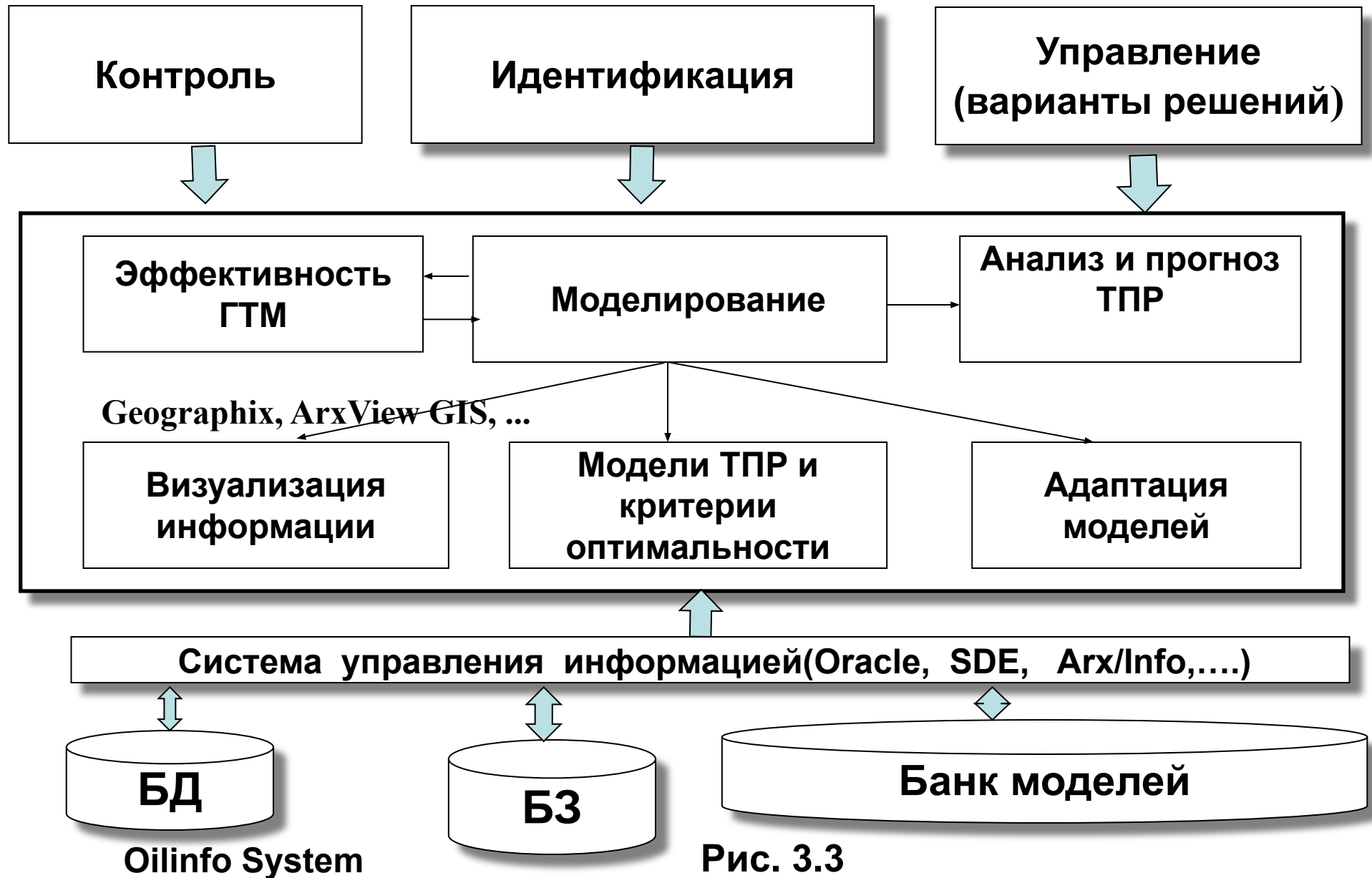


Рис. 3.3

Структура нефтегазодобывающей компании

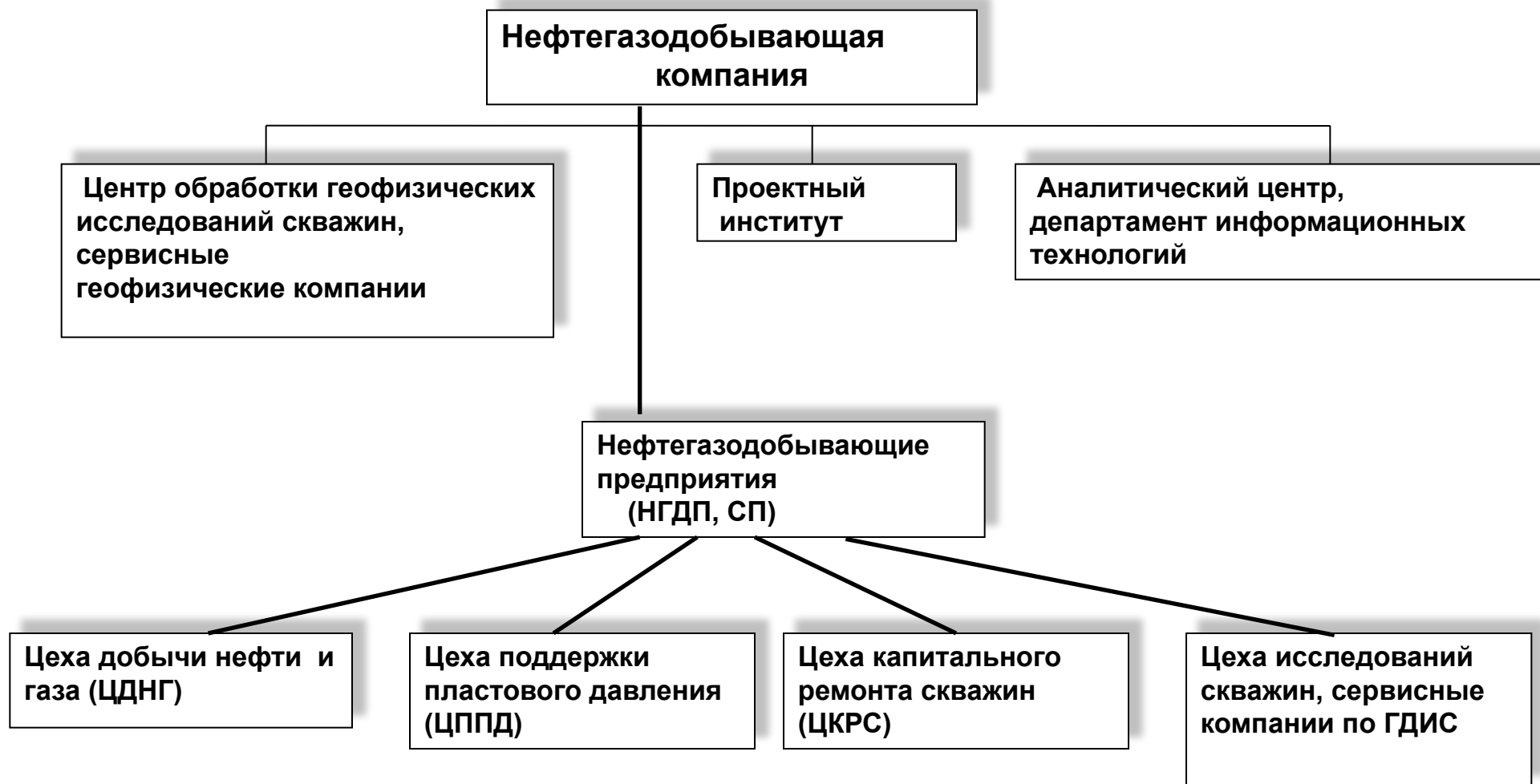


Рис. 3.4.

Состав информационной – управляющей системы нефтегазодобывающей компании

Основные подсистемы:

1. База данных геолого- геофизической и промысловой информации.
2. База знаний.
3. Геоинформационные системы.
3. Система управления базой данных и знаний. Вычислительные сети. Системы телекоммуникаций. Банки данных и знаний.
4. Постоянно действующие геолого –технологические модели (создание и сопровождение).
5. Технологические модели анализа, контроля, оценки эффективности ГТМ и оперативного управления разработкой.
6. Интегрированные системы моделирования, контроля и управления разработкой с использованием накопленного опыта и знаний.

Информационные системы сбора, обработки и хранения, геолого-геофизической и промысловой информации, базы и банки данных

1. **База данных геолого - геофизической и промысловой информации, ГИС, ГДИС, лабораторные исследования:**
 - дебиты и коэффициенты продуктивности скважин;
 - устьевые, затрубные, забойные и пластовые давления, уровни жидкости; - кривые восстановления или падения давления, уровня(КВД, КПД, КВУ), индикаторные диаграммы, результаты их обработки;
 - фонд скважин, пуски и остановки, ГТМ, конструкция и техническое состояние, подземное оборудование;
 - инклинометрия, кривые ГИС, результаты интерпретации ГИС, данные ПГИ;
2. **Отчетная информация** (МЭРы - ЦДНГ, регламентная геологическая отчетность- геологическая служба и т.п.).
3. **Графическая информация :**
 - 3.1. **Карты** (эффективных толщин пласта, нефтенасыщенных толщин, эффективных газонасыщенных толщин, пористости пласта, начальной водонасыщенности, начальной нефтенасыщенности структурная по кровле пласта, схема геологического разреза пласта и т.д. - геологическая служба, отдел разработки).

Информационные системы сбора, обработки и хранения, геолого-геофизической и промысловой информации, базы и банки данных (продолжение 1)

3.2. Схемы, таблицы, графики :

3.2.1. Схема расположения на местности с указанием основных водных артерий, населенных пунктов, транспортных и нефтегазопроводных коммуникаций – сектор геоинформационных систем;

3.2.2. Схема геолого-геофизической изученности района, структурные карты по основным отражающим горизонтам, материалы комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС и т.п. - сектор сейсморазведки;

3.2.3. Сводный геолого – геофизический разрез, литолого- стратиграфический разрез месторождения и т.д. – геологическая служба;

3.2.4. Графики добычи флюидов, закачки агентов, темпов выработки запасов флюидов, характеристики вытеснения, графики проектных и фактических уровней добычи флюидов, закачки агентов, технологические показатели вариантов разработки, схема разбуривания пласта (группы пластов) и т.п.- отдел разработки).

База знаний - одна из основных подсистем экспертной системы.

Хранящиеся в базе знаний знания подразделяются на:

- 1. Алгоритмические знания**- правила решения задач, выраженные в виде алгоритмов и хранящиеся в виде библиотек программ. Это спектр программ математического моделирования, анализа, контроля, оценки эффективности управления разработкой.
- 2. Фактуальные знания** - количественные и качественные характеристики объектов предметной области, выраженные на языках описания данных (иерархическом, сетевом, реляционном). Это спектр конкретных условий применимости методов ГТМ, повышения нефтеотдачи пластов, принятия решений.
- 3. Концептуальные знания** – причинно- следственные, структурно-функциональные или иные зависимости, выраженные на языках представления знаний (семантические сети, формулы математической логики и т.п.). Это сложные условия применимости методов анализа, контроля, ГТМ, принятия решений.

Базы знаний (продолжение)

Широкое распространения получили экспертные системы, основанные на моделировании поведения эксперта, действующего исходя из своего предыдущего опыта(использование принципа аналогий- прецедентов).

В экспертных системах основанных на методе аналогий происходит накопление базы знаний по ситуациям с указанием принимаемых решений. Подход основанный на методе аналогий состоит из следующих этапов:

1. Получение подробной информации о текущей проблеме.
2. Сопоставление подобной информации с аналогами хранящимися в базе знаний для выявления подобной ситуации.
3. Выбор ситуации наиболее близкой к текущей проблеме из базы аналогов.
4. Адаптация выбранного решения к текущей проблеме(если это необходимо).
5. Проверка корректности каждого вновь полученного решения .
6. Занесение детальной информации о новом аналоге в базу аналогов.

Обратная связь используемая при сохранении решений для новых проблем означает, что экспертная система по сути является **«самообучающейся» технологией**, поскольку качество решений для каждой базы аналогов с течением времени и накоплением опыта непрерывно улучшаются.

Геоинформационные системы

Геоинформационные системы позволяют иметь базы данных содержащие картографическую информацию и аналитические (числовые или текстовые данные) отнесенные к различным объектам карты.

Сфера применения ГИС- технологий:

1. **Картография.** Создание цифровых базовых карт с объектами деятельности компании.
2. **Геология и разведка месторождений.** Составление геологических и геофизических карт изучения бассейнов. Систематизация и организация геолого – геофизической и промысловой информации.
3. **Добыча.** Контроль добычи нефти, технико-технологическое проектирование.
4. **Экология.** Анализ распределения участков загрязнения, оценка финансовых рисков и производственной безопасности.
5. **Коммуникации.** Трубопроводы, ЛЭП, проектирование и контроль за эксплуатацией коммуникаций.
6. **Управление предприятием.** Стратегическое планирование, представление и анализ текущей ситуации в масштабах компании для принятия решений.

Программные комплексы (разработчик Институт исследований систем окружающей среды(ESRI)):

1. **Arx/Info;**
2. **ArxView GIS;**
3. **MapObject.**

Другие программные комплексы: **Surfer, Integral+, Mapinfo.**

Программное обеспечение систем сбора, обработки и хранения геолого- геофизической и промышленной информации

1. Уровень ЦДНГ:

- 1.1. **АРМ геолога ЦДНГ** (подготовка сведений о состоянии скважин, добычи флюидов, эксплуатация скважин и т.д.)
- 1.2. **АРМ диспетчера ЦДНГ** (ввод информации о движении фонда скважин, простоях замерах дебитов, данных исследований скважин, и т.д.).
- 1.3. **АРМ технолога ЦДНГ** (контроль режимов работы скважин, проведение расчетов)
- 1.4. **АРМ технолога ЦППД** (ввод информации о замерах по нагнетательным скважинам, сведение о простоях по КНС, водоводам и т.д.)

2. Уровень НГДП:

- 2.1. **АРМ сотрудников геологической службы**(предоставление данных для составления геологической документации, разработка планов добычи флюидов, учет движения запасов флюидов, доступ к базе данных компании).
- 2.2. **АРМ сотрудников технологического отдела по разработке месторождений**(составление норм отбора флюидов, закачки и ввода скважин, технологический режим работы скважин, анализ и контроль текущего состояния разработки, доступ к базе данных компании).

Программное обеспечение систем сбора, обработки и хранения геолого-геофизической и промысловой информации (продолжение)

2.3. АРМ сотрудников интенсификации добычи и ГТМ(составление мероприятий по интенсификации добычи и ГТМ, оценка эффективности ГТМ, доступ к базе данных компании).

2.4. АРМ сотрудников добычи нефти и ППД (планирование закачки воды, формирование плана-графика работ цехов ППД, составление отчетов по закачке флюидов, доступ к базе данных компании).

2.5. АРМ руководителя (представление в графической и табличной форме интегрированной информации о состоянии основных объектов и ходе процессов нефтегазодобычи, доступ к детальной информации в подчиненных отделах и службах, доступ к базе данных компании).

3. Уровень компании (АРМы общего и специального назначения – доступ к базе данных компании, нормативно справочной информации).

Базовые СУБД – ORACLE, SYBASE, INTERBASE, SDE .

Зарубежные программные комплексы

1. Программные комплексы фирмы «Шлюмберже»:

1.1. FINDER Enterprise – интегрированная среда загрузки, хранения и управления данными на базе СУБД ORACLE.

1.2. GeoFrame – интегрированная среда геологического моделирования.

1.3. ECLIPSE - гидродинамическое моделирование.

2. Программные комплексы фирмы «Лэндмарк»:

2.1. OpenWorks - Интегрированная среда загрузки, хранения и управления данными на базе ORACLE.

2.2. StrataModel – пакет программ для построения геологической модели месторождения.

3. Программные комплексы фирмы «Rohar»:

3.1. RMS – интегрированный программный продукт для создания детальных трехмерных геологических моделей их визуализации и анализа.

3.2. TEMPESTMORE - модульная система гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений.

Отечественные программные комплексы

1. «ТРИАС» - система создания геолого-фильтрационной модели (фирма «Венсис»).

2. «Техсхема» - система гидродинамического моделирования-

«Сургутнефтегаз». **3. «Лаура»** - система гидродинамического моделирования – «ВНИИНефть».

Пакеты прикладных программ моделирования и интерпретации ГДИС

Зарубежные пакеты программ

1. «PanSystem» -компания EPS.
2. «Saphir» - компания «Kappa Engineering».
3. «Welltest» – компания ECL Petroleum Technologies.
4. «Zadiac» - компания Schumberger.
5. «Interpret/2» – компания Scientific Software- Intercomp.

Отечественные пакеты программ

1. «Интерпретатор –М» – «НИПИ морнефть».
2. «Testar» - ЗАО « ЦГДИ Информпласт»
3. «ГидраТест» – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
4. «ГДИ – эффект» - «ЦГЭ» г. Москва.
5. «Гидрозонд» - РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Компьютерные технологии и пакеты прикладных программ анализа, контроля, оценки эффективности ГТМ и оперативного управления разработкой

Отечественные пакеты программ

1. **«Баспро- Аналитик»** - интегрированный программный комплекс геолого - промыслового анализа (АООТ «СибИНКОР»).
2. **«PanTerra»** - программный комплекс анализа и моделирования (ОАО «СибНИИНП»).
3. **«DV»** - комплексный анализ параметров разработки (динамическая визуализация данных в трехмерном пространстве, оценка влияния геологических и технологических факторов на процесс разработки) – ОАО «ЦГЭ» г. Москва.
4. **«EOR –Analyst- Expres»** - программный комплекс оценки эффективности ГТМ на основе характеристик вытеснения» - (фирма «Венсис»).

Зарубежные пакеты программ

1. **«OilServer»** - интегрированный программный комплекс «разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа» (ЗАО «Стерлинг Групп»).
2. **«Geolog»** - профессиональная система обработки и интерпретации скважинных данных(« Paradigm Geophysical»).