

Определение извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти на разведанных и разрабатываемых залежах на основе гидродинамических методов

ПОНЯТИЕ О КОЭФФИЦИЕНТЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Методы увеличения нефтеотдачи

По типу рабочих агентов классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

2. Газовые методы:

- закачка воздуха в пласт;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Методы увеличения нефтеотдачи

3. Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.);
- микробиологическое воздействие.

4. Гидродинамические методы:

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

Методы увеличения нефтеотдачи

5. Группа комбинированных методов.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее.

6. Методы увеличения дебита скважин.

Физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта.

К наиболее часто применяемым физическим методам относятся:

- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- другие аналогичные методы.

Определение извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти на разведанных и разрабатываемых залежах на основе **гидродинамических методов**

Гидродинамические методы

Гидродинамические методы позволяют
рассчитать накопленную добычу к концу
разработки залежи, т.е. получить величину
конечных извлекаемых запасов

Гидродинамические методы

Методика определения извлекаемых запасов включает следующие этапы:

- Интерпретацию геолого-геофизической информации и построение расчетной геологической модели пласта
- Гидродинамические расчеты, отражающие математические модели процесса извлечения нефти из пластов, дренируемых системой скважин

Гидродинамические методы

- Декомпозицию больших пластовых систем и определение технологических параметров путем суммирования показателей выделенных элементов
- Идентификацию параметров пласта по данным истории разработки
- Определение технико-экономических показателей варианта разработки

Интерпретация геолого-геофизической информации и построение расчетной геологической модели пласта

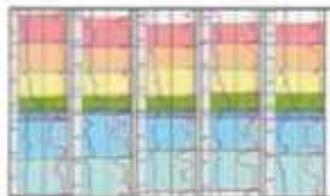
Прогнозирование технологических показателей разработки требует построения адекватной геологической модели пласта, характеризующей его определенные физические параметры (толщины коллекторов, проницаемость, пористость, насыщенность флюидами, слоистость, расчлененность, прерывистость, продуктивность и т. д.).

Построение расчетной геологической модели

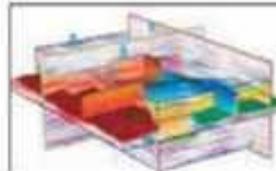
Импорт/экспорт данных



Корреляция



Сейсмика



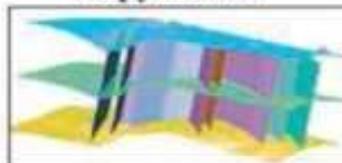
Анализ данных



Построение / редактирование карт, полигонов, точек



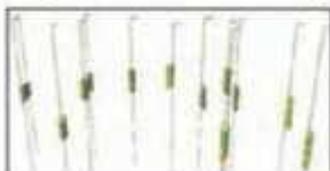
Построение модели нарушений



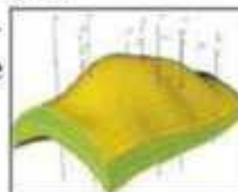
Построение каркаса



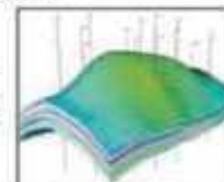
Осреднение на сетку



Фациальное моделирование



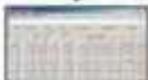
Петрофизическое моделирование



Подсчет запасов

Well	Zone	Interval	Volume	Reserves	Production
W1	Z1	100-150	1000	500	100
W1	Z2	150-200	1000	500	100
W1	Z3	200-250	1000	500	100
W2	Z1	100-150	1000	500	100
W2	Z2	150-200	1000	500	100
W2	Z3	200-250	1000	500	100

Калькулятор



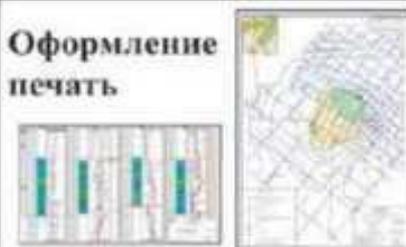
Планирование скважин



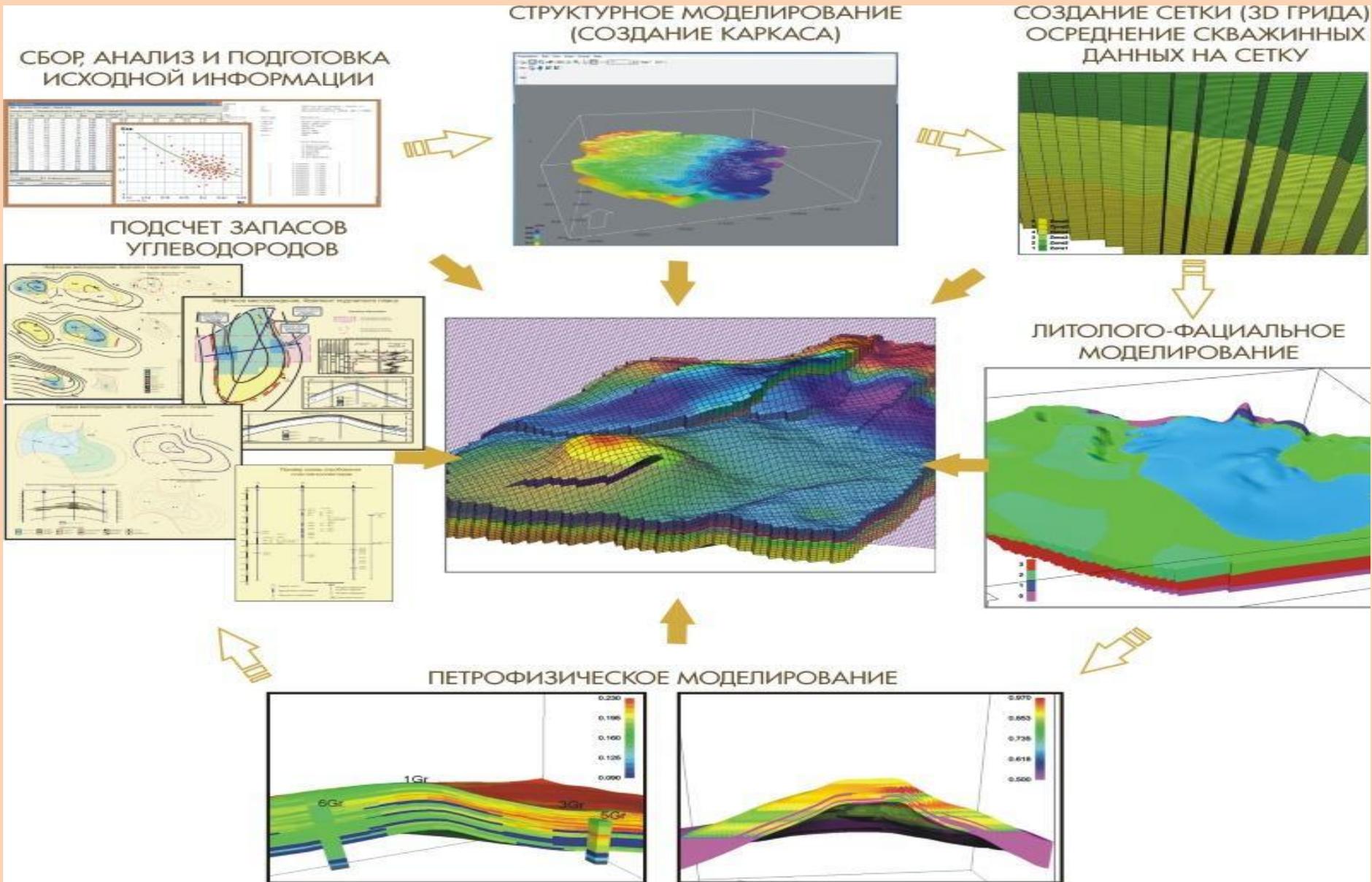
Анализ неопределенности и рисков



Оформление печати

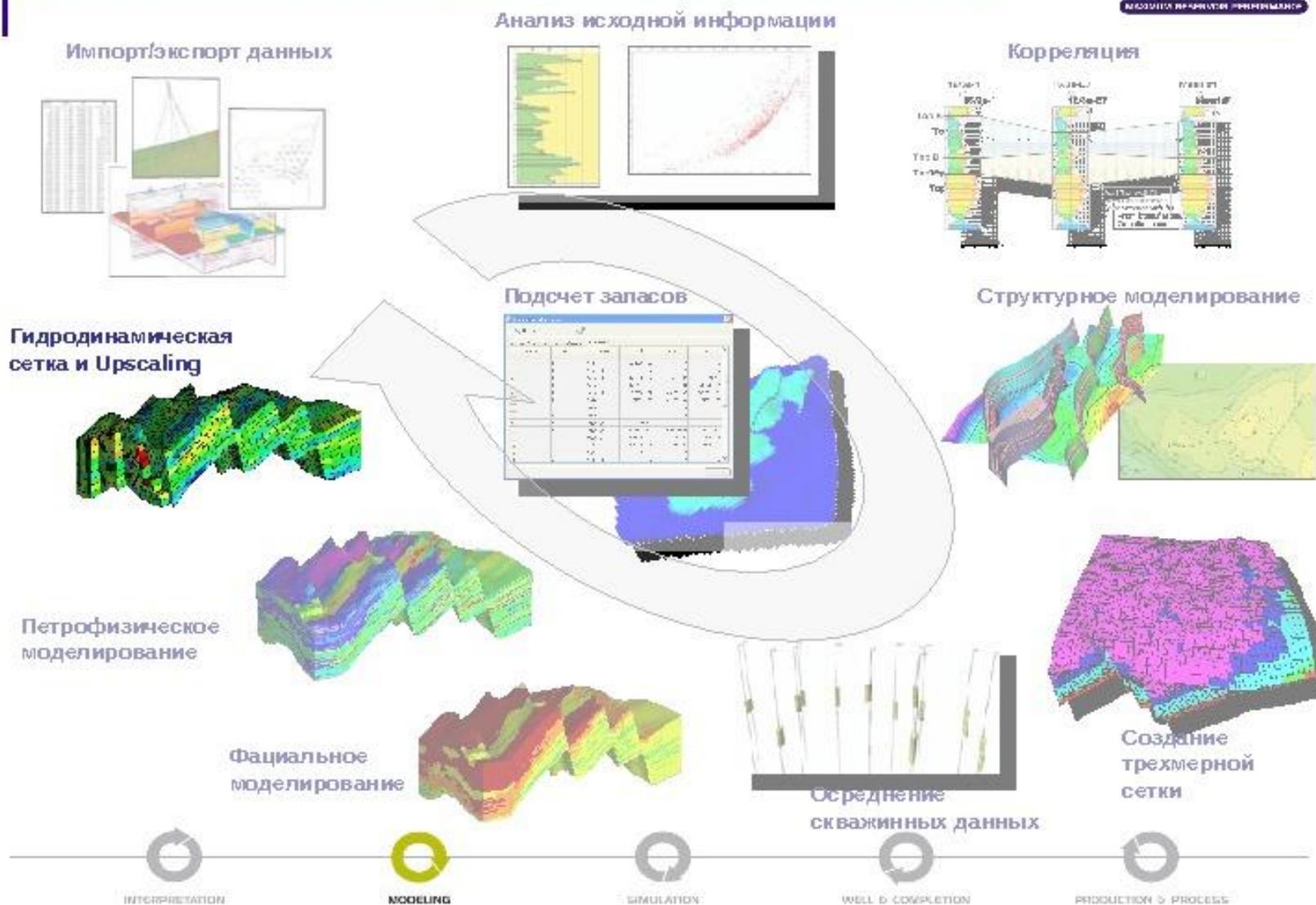


Построение расчетной геологической модели



Построение расчетной геологической модели

Цикл геологического моделирования



Построение расчетной геологической модели

Petrel 2010

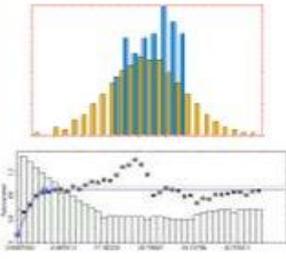
Property Modeling – Моделирование свойств

Введение

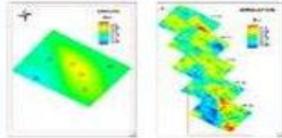
Моделирование свойств
в Petrel: цели и методы

Геостатистика

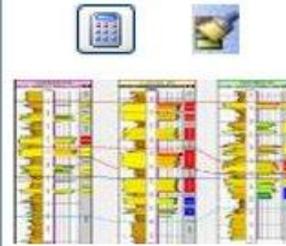
Основы статистики



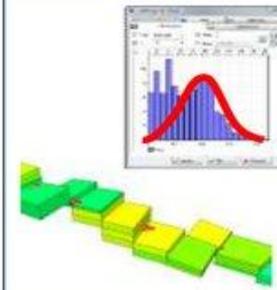
Кригинг
и
Гауссово моделирование



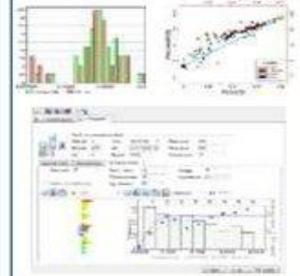
Подготовка
входных данных



Перемасштабирование
каротажа



Контроль
качества

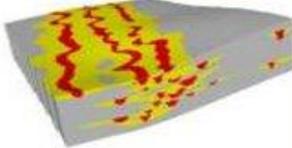


Моделирование фаций

Анализ
дискретных
данных



Стохастическое
фациальное
моделирование

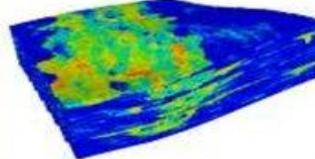


Последовательное
индикаторное
моделирование

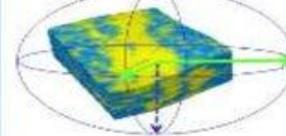


Петрофизическое моделирование

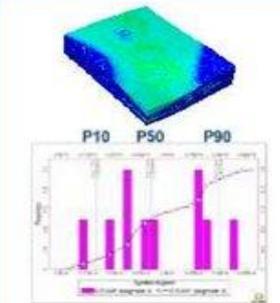
Стохастическое и
детерминистическое
петрофизическое
моделирование



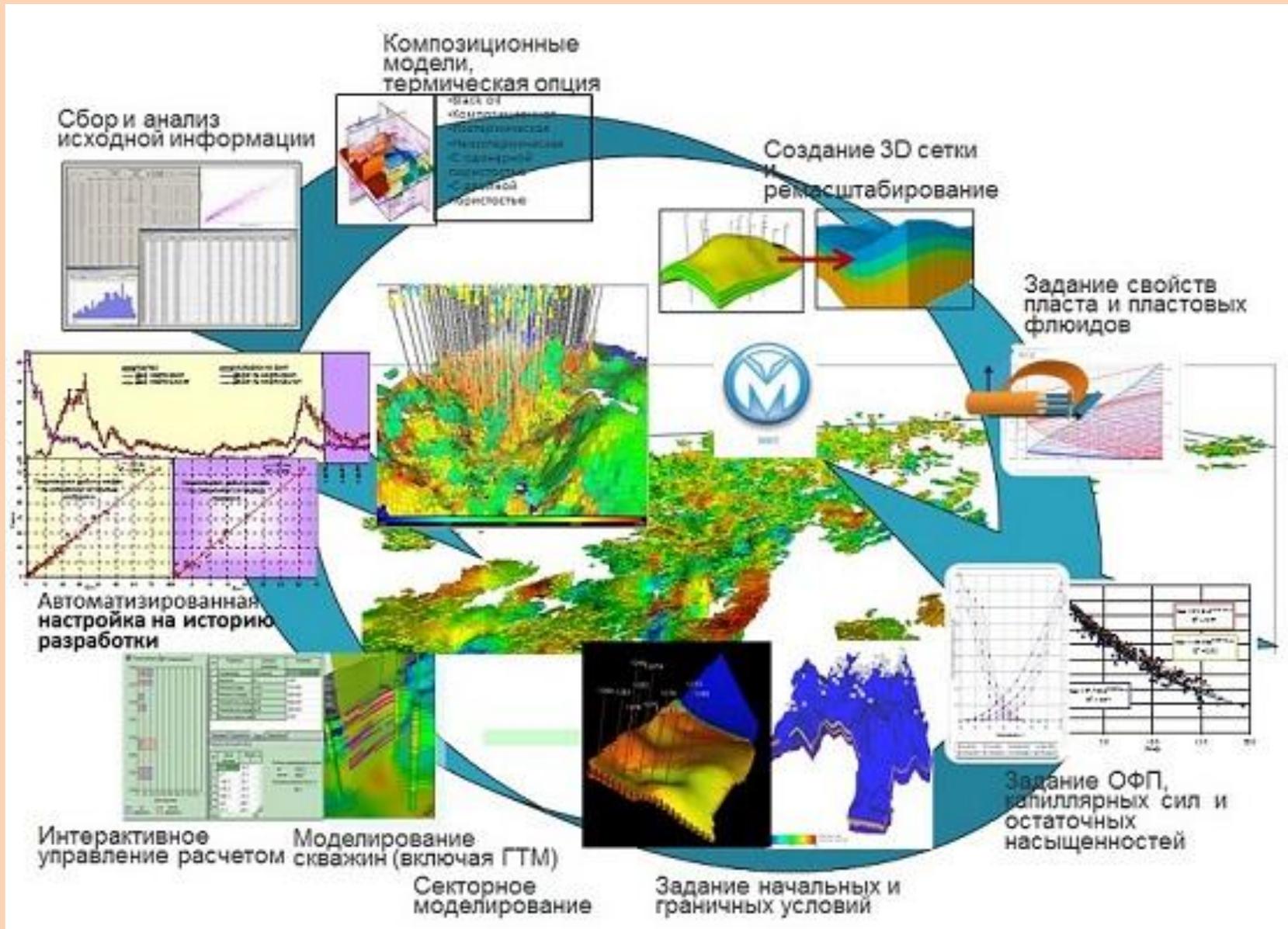
Петрофизическое
моделирование с
использованием
вторичных данных



Подсчет
запасов

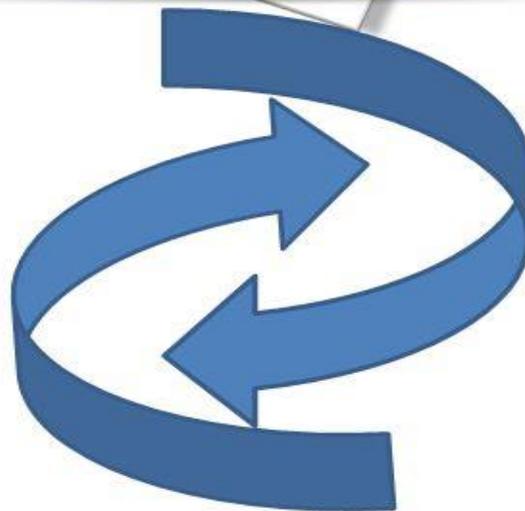
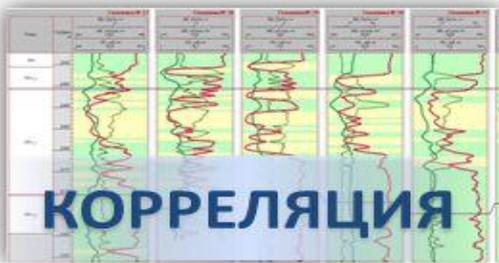


Построение расчетной геологической модели

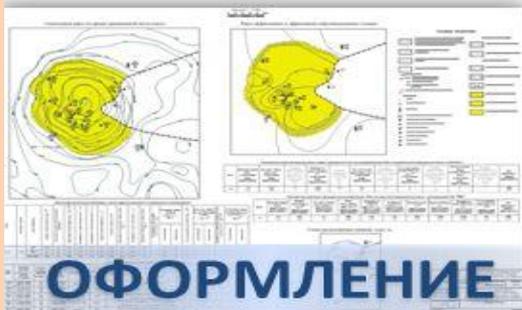


СТРУКТУРА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

КАРТОПОСТРОЕНИЕ

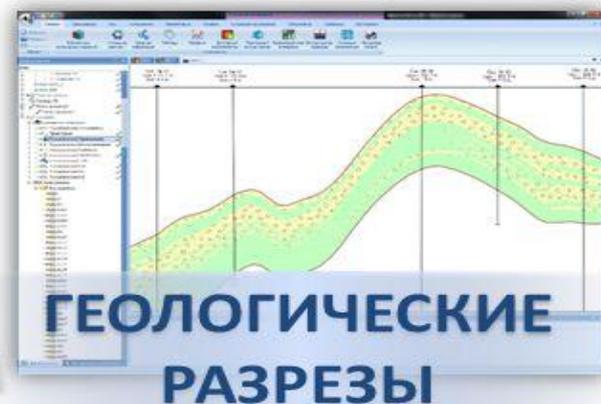


ОФОРМЛЕНИЕ
ГРАФИКИ



ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ



СТРУКТУРА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Оперативный ПЗ

Формирование БД

Формирование разрезов по скважинам

Картопостроение

Обоснование подсчетных параметров на основе 2D

Скважинная корреляция

Оформление графических приложений

Подсчет запасов

Импорт проектов RMS, Petrel

Создание разрезов по модели

Понижение размерности 3D модели

Обоснование подсчетных параметров на основе 3D

Полноценный ПЗ

Интерпретация геолого-геофизической информации и построение расчетной геологической модели пласта

В зависимости от количества и качества исходной информации строятся вероятностные (безадресные) и детерминированные (адресные) модели пласта.

Детерминированные модели основываются на выделении в разрезе пласта и по площади залежи границ однородных геологических тел.

Построение расчетной геологической модели пласта

В пределах таких тел параметры пласта образуют статистически однородные распределения.

Границы между соседними геологическими телами определяются граничными значениями параметров продуктивности, например, высокопродуктивными и низкопродуктивными коллекторами

Построение расчетной геологической модели пласта

Построение детерминированных моделей возможно на залежах, разбуренных эксплуатационной сетной скважин

Гидродинамические расчеты технологических показателей

Гидродинамические расчеты ведутся на моделях для расчетов фильтрационных процессов (изменения во времени давления в каждой точке пласта, насыщенностей и расхода флюидов).

Для описания особенностей процессов, происходящих в нефтяных и газонефтяных залежах на разных стадиях их разработки создано множество гидродинамических моделей:

- одно-, двух- и трехмерных в зависимости от размерностей используемых геологических моделей;
- одно-, двух- и трехфазных в зависимости от применяемых методов разработки флюидов

Декомпозиция (разделение) больших систем

В сложнопостроенной пластовой системе ее разделяют на несколько расчетных участков

Расчеты технологических показателей проводят отдельно для каждого участка.

Извлекаемые запасы нефти определяют суммированием добычи нефти по соответствующим элементам за период разработки до достижения предельных значений эксплуатации скважин

Идентификация параметров пласта по данным истории разработки

Уточнение геологической модели и геологических параметров заключается в согласовании расчетных технологических показателей за период истории разработки с фактической динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин.

Выбор рекомендуемого варианта

Для каждого варианта разработки рассчитываются технико-экономические показатели вариантов разработки (капитальные вложения в разработку, эксплуатационные затраты, себестоимость добычи нефти, приведенные затраты).

Сравнение показателей позволяет выбрать наиболее предпочтительный вариант, который и определяет как величину извлекаемых запасов, так и систему разработки

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

В соответствии с Классификацией запасов и системой учета в Государственном балансе для свободного газа подсчитываются только геологические запасы.

Это, не означает, что вопросы, связанные с определением коэффициента извлечения газа решены полностью.

Скорее наоборот — причина этого заключается в значительно меньшей изученности рассматриваемого вопроса по газовым залежам, чем по нефтяным.

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

В США традиционно в качестве конечного пластового давления на газовых залежах принимается величина, составляющая 15 % от начального давления. Такой выбор основан на эмпирическом и весьма приближенном допущении, что на залежах с высоким потенциальным дебитом скважин за 20 лет извлекается 85 % начальных запасов газа.

Между тем опыт разработки газа из плотных пород при дебитах скважин от 3 тыс. до 1 тыс. м³/сут и конечных давлениях на устье от 1 МПа до 0,3 МПа, говорит о возможности повышения коэффициента извлечения газа до 0,93.

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений как у нас в стране, так и за рубежом показывает, что в среднем полного извлечения газа из недр, как правило, не достигается. По данным М. Л. Фиша, И. А. Леонтьева и Е. Н. Хоменкова, обобщившим сведения по 47 отечественным залежам, законченным разработкой, средневзвешенный конечный коэффициент извлечения газа составил 0,895.

Исходя из опыта разработки залежей, находящихся в длительной эксплуатации, величина коэффициента извлечения газа при оценке прогнозных ресурсов принимается равной 0,85.

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

Вопросы, связанные с обоснованием коэффициента извлечения газа, представляют одну из серьезных проблем. Если на залежах с газовым режимом $K_{извл.г}$ может определяться в зависимости от конечного пластового давления, то на залежах с упруговодонапорным режимом его величину следует рассматривать в непосредственной связи с процессами вытеснения газа пластовой водой, внедряющейся в залежь в процессе разработки.

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

Поскольку каждой залежи присущи свои особенности разработки, то при подсчете начальных геологических запасов газа должен быть правильно определен режим залежи, что для залежей, еще не введенных в разработку, не всегда удастся сделать.

ПЕРЕВОД ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В БОЛЕЕ ВЫСОКИЕ КАТЕГОРИИ И ПЕРЕСЧЕТ (ПОВТОРНЫЙ ПОДСЧЕТ) ЗАПАСОВ

В процессе разбуривания залежей нефти при проведении разведки и при всех этапах освоения (по проекту опытно-промышленных работ, по технологической схеме, по проектам разработки) ежегодно осуществляется перевод запасов в более высокие категории.

В первом случае запасы категории С2 переводятся в С1, во втором — запасы В2 переводятся в В1 или категории В2 переводятся в категорию А.

Естественно, перевод в более высокие категории возможен только тогда, когда пробурены скважины и скважинах на разбуренных участках проведен комплекс исследований, предусмотренных Методическими рекомендациями по применению Классификации.

Обоснование различий нефтяных и газоконденсатных залежей на больших глубинах

В глубокозалегающих залежах углеводородов физико-химические свойства нефти и конденсатов сближаются. Для них характерно высокое содержание жидкой фазы в составе продукции.

Для определения типа флюида в таких условиях необходимо изучить как влияет температурный фактор на величину давления однофазного состояния.

Обоснование различий нефтяных и газоконденсатных залежей на больших глубинах

Необходимо определить что из себя представляет жидкая фаза в залежи: нефть с растворенным газом или конденсат, растворенный в газе.

В нефтяной залежи с повышением температуры давление насыщения повышается; в газоконденсатной, наоборот, давление начала конденсации снижается.

ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и учитываются на газовых, нефтегазоконденсатных и газонефтяных месторождениях или залежах при содержании этана в газе не менее 3 % и разведанных текущих запасах газа не менее 10 млрд. м³.

ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Указанная концентрация этана — минимально рентабельная при современном технологическом уровне извлечения его из природного газа. При наличии на многозалежном месторождении основной залежи с кондиционным содержанием этана балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и на остальных залежах с содержанием этана от 2,5 до 2,9%.

ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Кроме того, указанные компоненты подсчитываются на месторождениях с содержанием этана не менее 1,5%, но при этом концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислоты) в сумме должна составлять не менее 50%. При перечисленных кондиционных содержаниях балансовые запасы пропана и бутанов подсчитываются по фактическому их содержанию в газе.

ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, азота и углекислого газа в тыс. т производится по их потенциальному содержанию в составе пластового газа.

Потенциальное содержание этих компонентов $\Pi_{\text{КОМП}}$ в г/м^3 в составе пластового газа определяется путем умножения доли каждого компонента в пластовом газе $Q_{\text{КОМП}} * 100\%$ на его плотность $\rho_{\text{КОМП}}$ при 0,1033 МПа и 20°C ;

ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Чтобы получить геологические запасы каждого компонента в тыс. т в расчете на пластовый газ, необходимо его потенциальное содержание в г/м³ умножить на геологические запасы свободного газа в млрд. м³ в залежи:

$$Q_{\text{комп.}} = Q_{\text{н.г.}} / \rho_{\text{комп.}}$$

Основные физические характеристики природных газов, которые используются при подсчете запасов свободного газа, и содержащихся в них компонентов, приведены в таблице:

Основные физические характеристики компонентов природных газов

Параметр	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	H_2S	N,
Критическое давление $p_{кр}$, МПа	4,73	4,98	4,34	3,87	7,38	9,18	3,46
Критическая температура $T_{кр}$, К	191,1	305,4	370,0	425,2	304,2	373,6	126,2
Плотность при 1166 0,1 МПа и 20°C, г/м ³	668	1251	1834	2418	1831	1431	

Аналогично рассчитываются и балансовые запасы сероводорода.

Балансовые запасы газовой серы в тыс. т определяются умножением запасов сероводорода на 0,94 — отношение атомной массы серы A_s (32) к молекулярной массе сероводорода M_{H_2S} ; (34):

$$Q_{S_2} = Q(H_2S) \cdot (A_s / M_{H_2S}).$$

Благодарю за внимание!

