

# ТЕХНОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ДАННЫМ ГИС С ПОМОЩЬЮ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ (на примере пакета TIGRESS)

(Материалы SPWLA 1998 год) Билибин С.И. Центральная геофизическая экспедиция (ЦГЭ), Россия, 123298, Москва, ул. Народного ополчения, д.40, корп3.

Целью построения детальных цифровых геологических моделей нефтяных месторождений является подготовка данных для проектирования систем разработки и 3-х мерного гидродинамического моделирования. Материалами для построения моделей служат результаты интерпретации ГИС, а также принципиальная седиментологическая модель. Для этого заранее проводится детальная корреляция разрезов скважин по седиментационным циклам и по каждому циклу составляются принципиальные предварительные карты, например, эффективных толщин.

Сложился набор выходных цифровых карт по каждому циклу, необходимых для гидродинамического моделирования. Это структурные карты по кровле и подошве цикла и коллектора, карты общих и эффективных толщин коллектора, карты петрофизических параметров - пористости, проницаемости и водонасыщенности отдельно для его газо-, нефте- и водонасыщенной части, карты толщин перемычек и некоторые вспомогательные карты. Обычно каждый номенклатурный пласт разбивается на 3 - 7 циклов, соответственно итоговая цифровая геологическая модель представляет набор из 60 - 120 цифровых карт.

- Построение геологической модели при редкой сети разведочных скважин необходимо проводить по данным ГИС, сейсморазведки и прогнозным предварительным картам, построенным с использованием принципов седиментологического анализа. Для прогнозирования эффективных толщин коллектора следует использовать цифровые карты динамических параметров по сейсморазведке.
- Для 3-х мерного гидродинамического моделирования необходимый набор карт должен состоять из карт, рассчитанных отдельно по газовой, нефтяной и водяной частям циклов, зональных интервалов или пластов.
- При построении геологической модели с последовательным залеганием нескольких стратиграфических интервалов кроме стандартных алгоритмов интерполяции по контрольным точкам следует использовать набор логических формул, позволяющих заложить основные принципы геометризации многопластовых залежей.
- При построении карт петрофизических параметров возможно использование петрофизических уравнений путем пересчета цифровых карт геофизических параметров в цифровые карты петрофизических параметров. При этом зональное осреднение можно проводить только по геофизическим параметрам.
- При построении карт водонасыщенности следует использовать модель переходной зоны, представляющую набор зависимостей  $K_v = f(dN_{узв}, K_p, K_{пр})$ , полученную путем анализа результатов послойных или поточечных определений  $K_v, K_p, K_{пр}$  по результатам ГИС по представительному массиву скважин.

## 1. Исходные данные.

В систему должны быть загружены следующие данные:

I. Результаты обработки 2Д и 3Д сейсморазведки ( только для моделирования разведочного участка):

- a. Структурные сейсмические поверхности по отражающим горизонтам, конформным моделируемому объекту;
- b. Поверхности (цифровые карты) основных сейсмических атрибутов по интервалам моделируемых объектов (амплитуды, коэффициенты отражения и т.п.)

## II. Результаты обработки данных ГИС:

- a. Послойные диаграммы пористости, проницаемости, глинистости, водонасыщенности, удельного сопротивления в измеренных глубинах;
- b. Первичная инклинометрия (угол, азимут) или таблица обработки инклинометрии (dx, dy, удлинение), альтитуды и координаты устья скважин (географические), а также все данные, необходимые для обработки инклинометрии (магнитное склонение, принятая проекция и т.д.)
- c. Основные петрофизические зависимости и петрофизические параметры, принятые при интерпретации данных ГИС;
- d. Набор граничных значений (min и max) петрофизических и геофизических параметров для выделения коллекторов и отдельно - для выделения продуктивных коллекторов.

## III. Результаты обработки ГИС, ГДК и испытаний скважин:

- a. Положение флюидных контактов - ГНК и ВНК в каждой скважине, а также результаты испытаний скважин отдельно по объектам разработки (пластам, зональным интервалам и т.л.) с указанием типа скважины (нефть, нефть с водой, вода и т.п.)
- b. При наличии больших переходных зон - положение УЗВ (уровня зеркала воды) и строение переходной зоны в виде зависимостей  $K_v = f(dH_{узв}, K_p, K_{пр}, \dots)$ .

## IV. Таблицы маркеров (стратиграфических разбивок) в измеренных глубинах (или в абсолютных отметках)

- a. Полигоны участка моделирования в метрических координатах конкретной географической зоны.
- b. Характеристики нефти и газа (для перехода от объемов в пластовых условиях к тоннам и куб.м. в поверхностных условиях).

## 2. Этапы построения цифровой геологической модели.

### 2.1. Подготовка данных для построения карт.

На подготовительном этапе обычно проводится уточнение границ коллектора в каждом пласте по интерпретированным ступенчатым кривым ГИС с учетом проведенной ранее корреляции разрезов скважин по исходным кривым ГИС. Затем проводится определение эффективной толщины коллектора, эффективной продуктивной толщины, коэффициента песчаности в целом по коллектору и по его нефте-, газо- и водонасыщенной частям. Критерии выделения коллекторов:

$$A_{пс} \geq A_{пс.гр}, K_p > K_{п.гр}, K_{гЛ} < K_{гЛ.гр} \text{ и } K_{пр} > K_{пр.гр},$$

для выделения нефтенасыщенных коллекторов дополнительно

$$K_v < K_{в.гр}, R_p > R_{п.гр}$$

Одновременно проводится осреднение петрофизических параметров в пределах выделенных коллекторов. Осреднение обычно проводится в пакетном режиме отдельно для разведочных и эксплуатационных скважин.

После осреднения в базу данных модуля Картирования в любой системе должны быть импортированы следующие контрольные точки по каждому пласту:

- кровля пласта;
- подошва пласта
- кровля коллектора;
- подошва коллектора;
- общая толщина коллектора;
- эффективная толщина коллектора;
- эффективная нефтенасыщенная толщина;
- эффективная водонасыщенная толщина;
- эффективная газонасыщенная толщина;
- коэффициент песчаности коллектора;
- коэффициент песчаности газонасыщенной части коллектора;
- коэффициент песчаности нефтенасыщенной части коллектора;
- коэффициент песчаности водонасыщенной части коллектора;
- коэффициент пористости коллектора;
- коэффициент пористости газонасыщенной части коллектора;
- коэффициент пористости нефтенасыщенной части коллектора;
- коэффициент пористости водонасыщенной части коллектора;
- коэффициент проницаемости коллектора;
- коэффициент проницаемости газонасыщенной части коллектора;
- коэффициент проницаемости нефтенасыщенной части коллектора;
- коэффициент проницаемости водонасыщенной части коллектора;
- коэффициент водонасыщенности по газонасыщенной части коллектора
- коэффициент водонасыщенности по нефтенасыщенной части коллектора
- коэффициент водонасыщенности по водонасыщенности части коллектора

Отдельно должна быть составлена группа контрольных точек по отметкам ВНК с учетом интерпретированных кривых ГИС и результатов испытаний.

## 2.2. Построение структурных поверхностей.

Построение собственно модели обычно начинается с построения структурных поверхностей по абсолютным отметкам кровли и подошвы коллектора каждого пласта. Эти поверхности рассчитываются конформно структурным сейсмическим поверхностям путем определения невязок в каждой скважине, построения карт невязок и выполнения набора логических и математических операций при последовательном расчете структурных карт сверху вниз с одновременной проверкой геологической корректности построения.

В приложении Картирование наносится структурная сейсмическая карта по кровле пласта и контрольные точки по кровле коллектора этого пласта. По опции обратной интерполяции карты на контрольные точки определяются значения невязок. По стандартному алгоритму, например CPS-3, проводится расчет карты невязок и определение максимального и минимального значения невязки в контрольных точках. Кровля коллектора рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Кровля колл.} = \text{Кровля пласта по сейсм (карта)} + \max(\text{минимальная невязка, } \min(\text{максимальная невязка, карта невязок})).$$

Аналогичные операции проводятся для кровли коллекторов нижележащих пластов. Таким же способом рассчитываются предварительные поверхности подошвы коллектора в каждом пласте. В дальнейшем подошва коллектора уточняется с учетом карт общих и эффективных толщин для избежания возможных пересечений. Технология геометризации структурных поверхностей схематично показана на рис.1.

### 2.3. Построение карт эффективных толщин.

При построении карт эффективных толщин совместно используются данные ГИС и принципиальные предварительные карты, последние используются как трендовые. В качестве трендовых могут быть использованы карты сейсмических атрибутов, по которым найдена удовлетворительная корреляционная связь с данными ГИС. Разработанная последовательность операций позволяет корректно вкладывать коллектор в цикл, учитывать изменения его мощности в соответствии с принципиальной моделью. Разработаны способы компьютерной геометризации при клиноформном строении циклов. Затем на геометрическую модель накладываются ГНК и ВНК, определяется положение внутренних и внешних контуров, рассчитываются карты эффективных нефте-, газо- и водонасыщенных толщин. Предусмотрена возможность корректировки поверхностей контактов путем поэтапного логического сравнения этих карт с данными ГИС в каждой скважине.

Построение карт эффективных толщин часто проводится с учетом трендовых карт сейсмических атрибутов. Предварительно в кросс-плотах анализируются корреляционные зависимости между цифровыми картами сейсмических атрибутов и определенными при осреднении значениями эффективных мощностей коллектора. Обычно анализируются все одномерные корреляционные связи вида:

$$\text{Параметр по ГИС} = f(\text{Карта атрибута}),$$

а также корреляционные связи между параметром по ГИС комбинацией из нескольких сейсмических атрибутов вида:

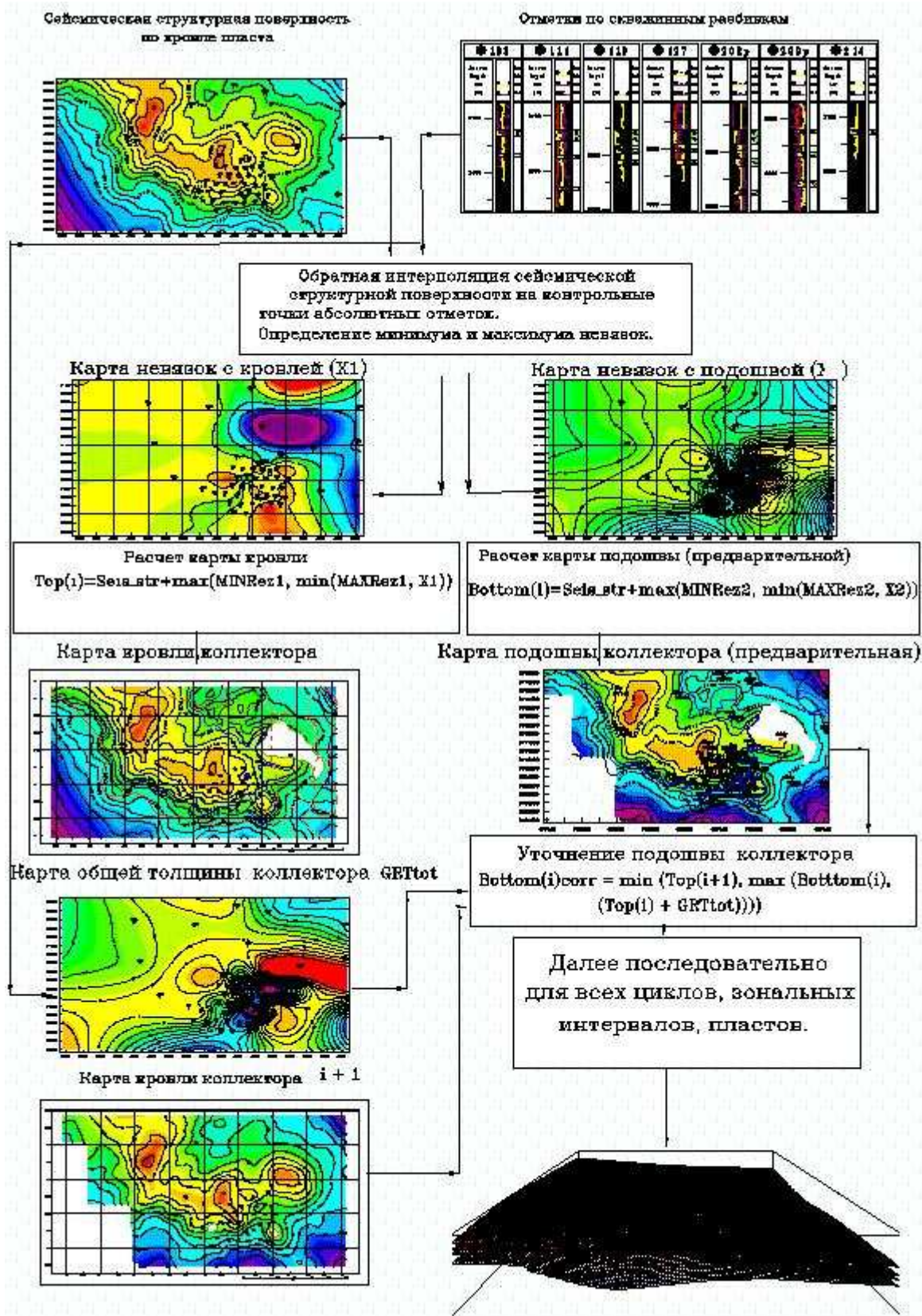
$$\text{Параметр по ГИС} = f(A * \text{Карта атрибута 1} + B * \text{Карта атрибута 2} + \dots)$$

Наилучшая комбинация сейсмических атрибутов может быть найдена методами дискриминантного анализа или главных компонент. Значимым может считаться коэффициент корреляции более 0.75. По найденным формулам карты сейсмических атрибутов пересчитываются в предварительные карты эффективных мощностей коллектора по сейсмике. Затем с указанными картами для каждого пласта должны быть проведены следующие операции:

- В приложении Картирование наносится поверхность  $H_{эфф}$  по сейсмике и контрольные точки со значениями  $H_{эфф}$  по ГИС;
- В каждой контрольной точке по опции обратной интерполяции определяется невязка и рассчитывается карта невязок по стандартному алгоритму;
- Максимальное и минимальное значение невязки по контрольным точкам запоминается. Расчет карты эффективных толщин проводится по формуле:

$$H_{эфф} = \min(\text{Тор}(i) - \text{Тор}(i+1), \max(0, \min(H_{эфф}^{\max}, (\text{карта } H_{эфф} \text{ по сейсм.} + \min(\text{макс.невязка}, \max(\text{миним.невязка}, \text{карта невязок}))))),$$

где  $\text{Тр}(i)$  - поверхность кровли рассчитываемого коллектора;



$Tr(i+1)$  - поверхность кровли нижележащего коллектора;  
 Нэфф max - максимальное значение Нэфф по контрольным точкам;  
 макс.невязка - максимальное значение невязки по контрольным точкам в м;  
 миним.невязка - минимальное значение невязки по контрольным точкам в м;

Эта операция привязывает сейсмическую поверхность к контрольным точкам, ограничивает невязку по её минимуму и максимуму, ограничивает цифровую карту эффективных толщин нулем и максимальным значением в контрольных точках и исключает пересечение подошвы коллектора с кровлей нижележащего коллектора.

Ввиду того, что любая карта сейсмических атрибутов обычно более дифференцирована, чем карта эффективных мощностей, то обычно проводится сглаживание поверхности Нэфф с одновременным “закреплением” её на контрольных точках. Сглаженная поверхность повторно должна быть ограничена нулем и максимальным значением эффективной толщины. Зоны замещения наносятся только в окрестностях тех скважин, где Нэфф = 0. Общая редакция полигонов зон замещения осуществляется при совместном анализе карт Нэфф, пористости и проницаемости. Обнуление параметров внутри полигонов зон замещения проводится при окончательной редакции карт.

С учетом карты эффективных толщин исправляется поверхность подошвы коллектора:

$$\text{Подошва колл.}(i) = \min (\text{Top}(i+1), \max (\text{Bottom}(i), (\text{Top}(i) + \text{H}_{\text{эфф}}(i)) ) ) ,$$

где Bottom(i) - предварительная поверхность подошвы коллектора.

По опции обратной интерполяции на контрольные точки для итоговых карт кровли и подошвы коллектора и эффективных толщин определяются невязки, которые для структурных поверхностей не должны превышать 0,2 м, для эффективных толщин - 0,1 м. Если невязки превышают указанные, то карта должна корректироваться вручную путем изменения значений в ячейках.

Дополнительно к карте эффективных толщин по каждому пласту рассчитывалась поверхность коэффициента песчаности коллектора:

$$\text{Кпесч.к} = \max (0, \min (1, \text{карта } \text{H}_{\text{эфф}} / (\text{карта подошвы колл.} - \text{карта кровли колл.}) ) ) .$$

Полученная поверхность проверяется на наличие невязок с контрольными точками и если невязка для коэффициента песчаности превышает 0,02, то проводится операция “натягивания” на контрольные точки.

### **2.3. Построение карты эффективных нефтенасыщенных толщин.**

Для расчета этой поверхности необходимо использовать четыре поверхности: кровли и подошвы коллектора, коэффициента песчаности нефтяной части коллектора и поверхность водонефтяного контакта (ВНК), при наличии газонасыщенной части - отметка ГНК. Поверхность ВНК может быть задана абсолютной отметкой, либо наклонной или криволинейной поверхностью. Поверхность ВНК должна быть построена по тщательно выверенным отметкам, полученным после тщательного обоснования контакта.

Карта песчаности по нефтяной части коллектора является вспомогательной и не требует обязательной экстраполяции значений коэффициента песчаности на ноль к внешнему контуру залежи. В пределах внутреннего контура залежи поверхности коэффициента песчаности по коллектору и по нефтяной части коллектора должны быть равны.

Для построения карты коэффициента песчаности по нефтяной части коллектора может быть использована следующая методика.

Сначала должна быть рассчитана поверхность общих нефтенасыщенных толщин. В некоторых пакетах есть специальные приложения, позволяющие рассчитывать их автоматически, в других необходимо применить расчетные формулы, например:

$$K_{\text{песч.к}} = \max (0, \min (1, \text{карта } N_{\text{эфф}} / (\text{карта подошвы колл.} - \text{карта кровли колл.}) ) ) -$$

при наличии ГНК

Нулевая изолиния цифровой карты общих нефтенасыщенных толщин преобразуется в полигон, определяющий внешний контур нефтяной залежи.

Аналогично могут быть рассчитаны цифровые карты общих водонасыщенных толщин. Нулевая линия этой карты определяет внутренний контур нефтяной залежи. При наличии ГНК дополнительно рассчитываются полигоны, ограничивающие чисто-газовую зону и газо-нефтяную зону. В редких случаях может получиться газо-нефте-водяная зона.

Затем, путем сопоставления карты коэффициента песчаности по коллектору с контрольными точками коэффициента песчаности по нефтяной части коллектора по опции обратной интерполяции определяется невязка между картой и значениями в контрольной точке, определяется минимальная и максимальная невязка в контрольных точках и рассчитывается цифровая карта невязок. Визуально контролируется равенство нулю поверхности невязок в пределах ЧНЗ. Коэффициент песчаности по нефтяной части коллектора рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{песч}}^{\text{н}} = \max (0, \min (1, K_{\text{песч}}^{\text{кол}} + \max (\text{мин.невяз}, \min (\text{макс.невяз}, \text{карта невязок} ) ) ) ),$$

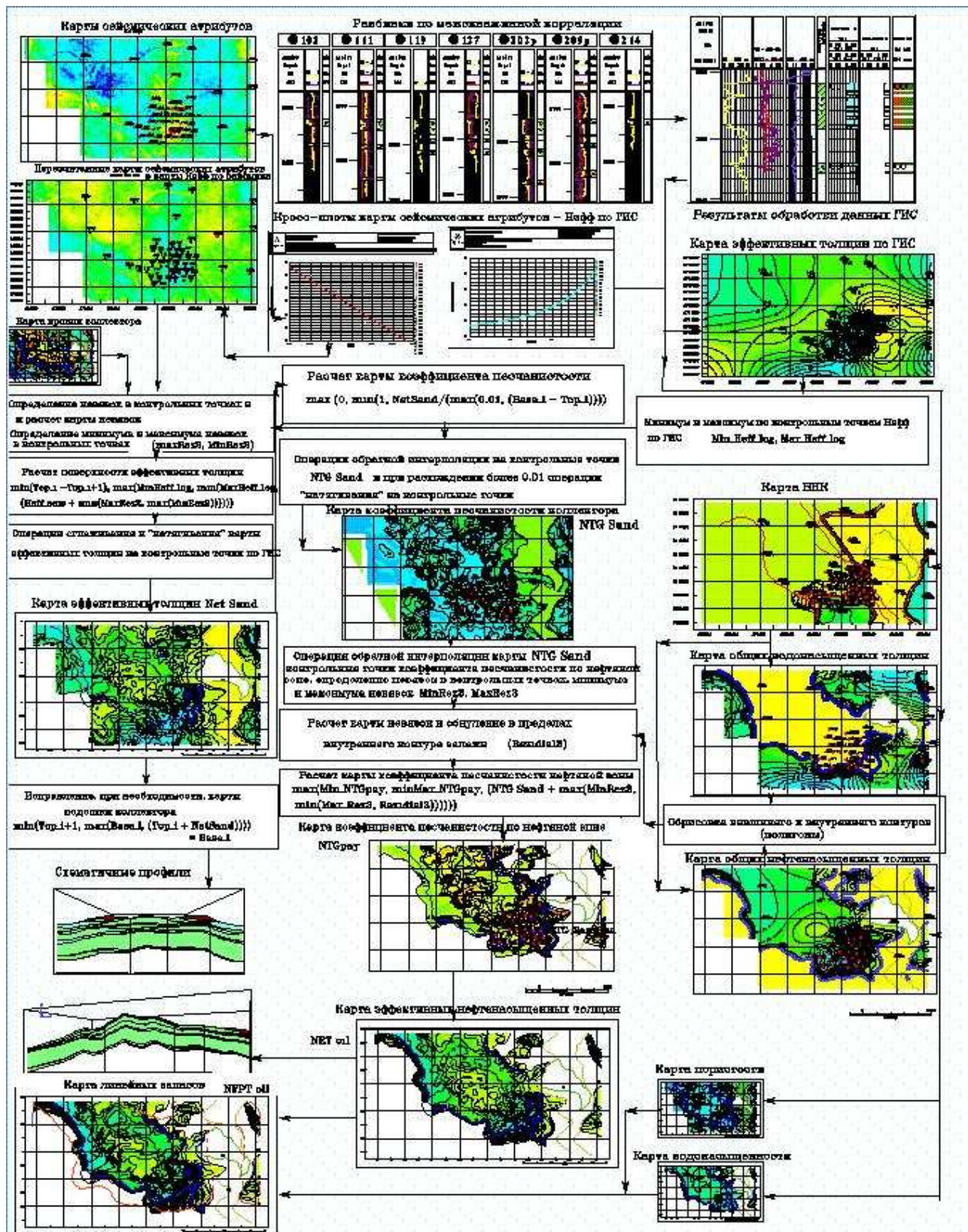
где:  $K_{\text{песч}}^{\text{н}}$  - поверхность коэффициента песчаности по нефтяной части коллектора;  
 $K_{\text{песч}}^{\text{кол}}$  - поверхность коэффициента песчаности коллектора;  
мин.невяз, макс.невяз - соответственно минимальное и максимальное значения невязок в контрольных точках .

Эта формула ограничивает поверхность  $K_{\text{песч}}^{\text{н}}$  нулем и единицей, сохраняет в пределах ЧНЗ поверхность  $K_{\text{песч}}^{\text{кол}}$  и изменяет соответствующим образом поверхность  $K_{\text{песч}}^{\text{н}}$  в ВНЗ.

Полученная поверхность повторно анализируется на наличие невязок с контрольными точками. Если невязка в какой-либо контрольной точке превышает 0.02, то проводится операция “натягивания” поверхности на контрольные точки.

Поверхность эффективных нефтенасыщенных толщин рассчитывается путем перемножения цифровых карт ( $N_{\text{общ.н}} * K_{\text{песч.н}}$ ). Оценка правильности построения этой поверхности проводится путем расчета расхождений между значениями на карте и в контрольных точках  $N_{\text{эфф.н}}$ . Собственно эти контрольные точки для построения не используются. Если расхождения превышают 0,2 м, то поверхность корректируется путем изменения значений в ячейках и тщательного сглаживания по небольшим полигонам в ближайших окрестностях контрольных точек.

Аналогично рассчитываются карты эффективных водонасыщенных и газонасыщенных толщин. Методика построения карт общих и эффективных толщин в целом по коллектору и по отдельным его частям приведена на рис.2.





## 2.4 Построение карт петрофизических параметров

Построение карт петрофизических параметров заключается в проведении площадной интерпретации данных ГИС по петрофизическим уравнениям. Карты пористости и проницаемости получаются путем пересчета рассчитанных карт геофизических параметров по принятым или найденным петрофизическим уравнениям. Используются приемы сходные с приемами скважинной интерпретации данных ГИС. Карты петрофизических параметров рассчитываются отдельно для нефте-, газо- и водонасыщенной части коллектора.

### 2.4.1. Построение карты пористости.

Построение карты пористости может также проводится с учетом карт сейсмических атрибутов, если с помощью кросс-плотов проведен анализ корреляционных зависимостей между картами сейсмических атрибутов или их комбинациями и значениями средневзвешенной пористости коллектора в контрольных точках.

По полученным при анализе формулам карты сейсмических атрибутов или их комбинаций пересчитываются в предварительные карты сейсмической пористости  $K_p$  сейсм. Карта сейсмической пористости пересчитывается по следующей формуле:

$$\text{Карта } K_p = \max (K_{p.гр} , \min (K_{p.мах} , (\text{карта } K_p \text{ сейсм} + \min (\text{макс.невяз.}, \max (\text{миним.невяз.}, \text{карта невязок по } K_p ) ) ) ) ,$$

По этой формуле осуществляется привязка сейсмической пористости к контрольным точкам, ограничивается невязка по её минимуму и максимуму, карта пористости ограничивается граничными значениями  $K_p$ , рассчитанными при  $\alpha_{пс.гр}$  и  $\alpha_{пс} = 1$ . Затем рассчитанная поверхность  $K_p$  сглаживается с одновременным "удержанием" её на контрольных точках. Полигоны зон замещения на этой карте ( $K_p=0$ ) наносятся вручную только в окрестностях скважин, где по результатам интерпретации ГИС установлено отсутствие коллектора. Окончательная редакция полигонов зон замещения проводится при окончательной редакции всех карт по конкретному пласту.

### 2.4.2. Построение карты проницаемости.

Ввиду логарифмической зависимости  $K_{пр}$  от  $\alpha_{пс}$  и соответственно от  $K_p$  при расчете карты проницаемости использовать стандартные алгоритмы интерполяции некорректно. При этом карты  $K_p$  и  $K_{пр}$  будут согласованы только в ближайших окрестностях контрольных точек.

Прямой пересчет карт пористости в карты проницаемости по петрофизическим уравнениям геофизика - керн также может привести к ошибкам из-за особенностей осреднения. Для устранения этих особенностей может быть принята следующая методика построения карт проницаемости.

С использованием кросс-плотов находится корреляционная зависимость между средневзвешенной пористостью и средневзвешенной проницаемостью для каждого пласта. Эти зависимости в общем случае отличаются от петрофизических зависимостей, используемых при интерпретации ГИС.

Карта проницаемости рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{пр} = \max (K_{пр.гр} , \min (\text{максим } K_{пр} \text{ по контр.точ.} , (10^{(A+B \cdot K_p + C \cdot K_p^2 + D \cdot K_p^3)}) ) )$$

где  $K_{пр.гр}$  - граничное значение проницаемости при апс.гр;  
максим  $K_{пр}$  по контр.точ - максимальное значение проницаемости по контрольным точкам;  
( $A+B*K_{п1}+C*K_{п2} +D*K_{п3}$ ) - найденная корреляционная зависимость для конкретного пласта.

#### 2.4.3. Построение карты водонасыщенности.

Построение карты водонасыщенности проводится в пределах контуров для каждого пласта (отдельно для разных частей залежи). При этом может быть использован следующий способ, который может быть реализован во многих пакетах для геологического моделирования. Входными поверхностями для этого расчета являются карты кровли и подошвы коллектора, карта пористости, отметка уровня зеркала воды (УЗВ) и статистическая модель распределения водонасыщенности в зависимости от высоты над УЗВ ( $dH_{уЗВ}$ ) и коэффициента пористости. Эта модель носит название модели переходной зоны.

Составление модели реализуется в специализированном кросс-плоте и заключается в следующем:

В стандартом поле шаблона кросс-плота  $dH_{уЗВ} - K_{в}$  наносятся точки по интерпретированным кривым водонасыщенности по тестовому массиву скважин. В тестовый массив включаются все расположенные в ВНЗ скважины, скважины пересекающие нефтенасыщенный коллектор в сводовой части залежи и несколько скважин равномерно распределенных по площади нефтяной залежи.

Все точки кросс-плота разделяются на кластеры по диапазону пористости. Разделение обычно проводится через 1% по пористости.

Для каждого кластера находится корреляционная функция вида

$$K_{в} = f(dH_{уЗВ}, K_{п} = \text{const}).$$

Эти зависимости аппроксимируются формулами вида :

$$K_{в} = K_{во} + (1 - K_{во}) * \exp(A1 * h);$$

$$K_{в} = K_{во} + A1 * \exp(-A2 * h)$$

$$K_{в} = K_{во} + (1 - K_{во}) * \exp(A1 * (h + A2));$$

$$K_{в} = K_{во} + A1 * \exp(-A2 * (h + A3)) ;$$

либо подбирается уравнение уникального вида, либо табулируется по точкам.  $A1, A2, A3$  - коэффициенты уравнений.

При этом в модели на отметке УЗВ при  $dH_{уЗВ} = 0$  водонасыщенность равна 100%. При  $dH_{уЗВ} \gg 0$ , т.е. в сводовой части залежи текущая водонасыщенность коллектора приближается к  $K_{во}$ , причем  $K_{во}$  также зависит от пористости и согласуется с соответствующими петрофизическими зависимостями, например, полученными по керну. Принципиально возможно также рассчитывать карту водонасыщенности от уровня водонефтяного контакта.

Модель и вид уравнений сохраняется в базе данных системы и используется для последующего уточнения при бурении новых скважин и последующих расчетов водонасыщенности.

По используемому алгоритму в каждой ячейке карты для конкретного коллектора определяется интервал  $dH_{\min}$  и  $dH_{\max}$  ( по подошве и кровле коллектора), величина пористости и рассчитывается среднеинтегральное значение водонасыщенности в этом диапазоне  $dH_{\text{узв}}$  по соответствующей кривой на модели переходной зоны.

При окончательной редакции карта водонасыщенности стандартизируется по статистической корреляционной зависимости между цифровой картой водонасыщенности по модели переходной зоны и средневзвешенными значениями водонасыщенности по скважинам. Если корреляционная зависимость проходит не под углом  $45^\circ$ , то находится линейная переходная функция **вида**  $K_v = A * K_v(\text{по модели}) + B$  и карта  $K_v$  по модели пересчитывается по формуле:

**$K_v \text{ испр} = \max(\text{минимум } K_v, \min(\text{максимум } K_v, (A * K_v.\text{мод} + B) ) )$ ,**

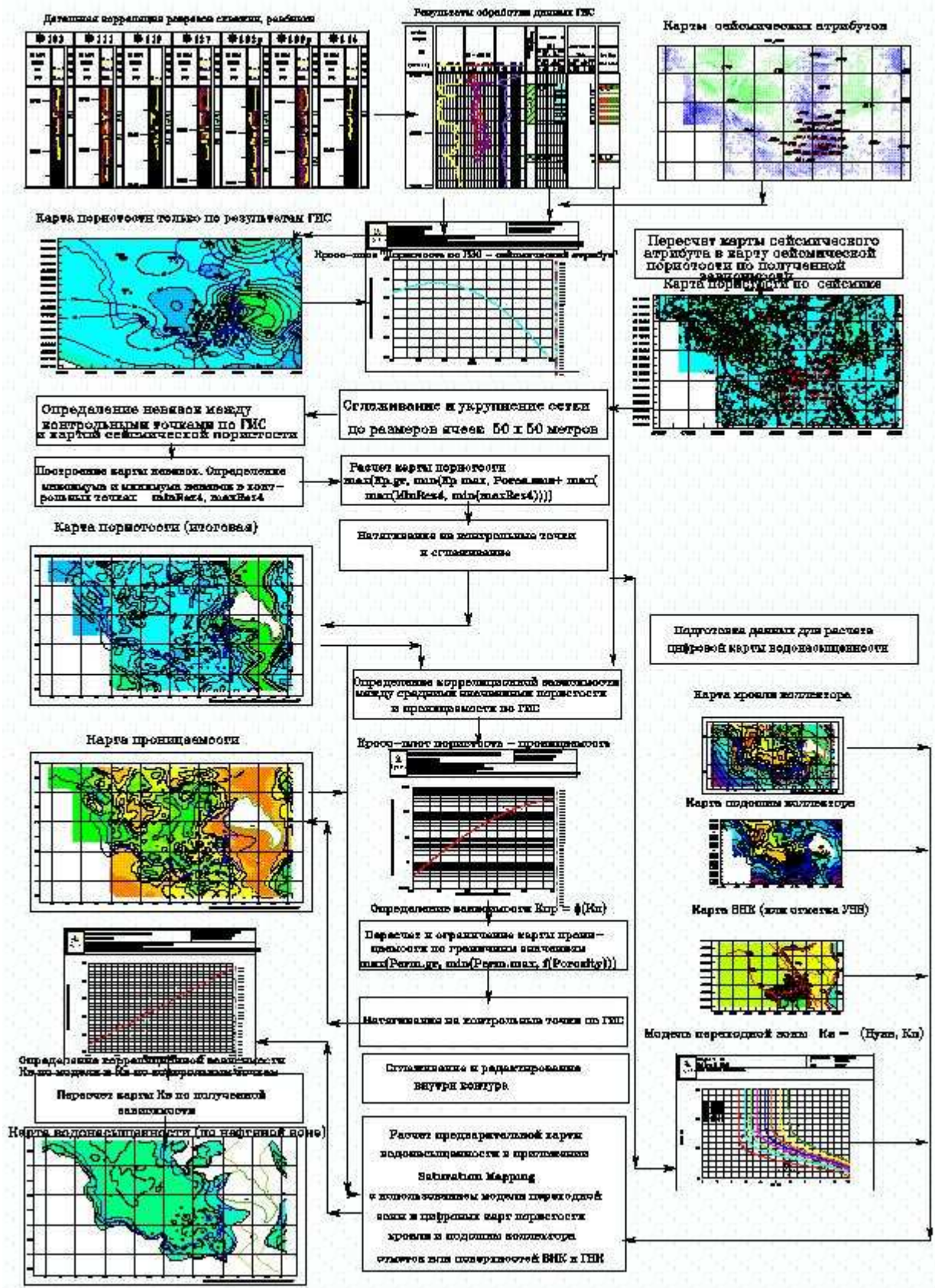
где - минимум  $K_v$  - минимальное значение водонасыщенности в пределах контура нефтеносности при максимальной пористости;

- максимум  $K_v$  -  $K_v$  при минимальной пористости в окрестностях контакта;

-  $K_v.\text{мод}$  - поверхность водонасыщенности, полученная путем расчета по модели.

Такой способ построения карт водонасыщенности позволяет уменьшить влияние неверных определений водонасыщенности по УЭС, привлекать к построению карты те скважины, где определение водонасыщенности не было проведено ввиду отсутствия достоверных данных по удельному сопротивлению, и корректно рассчитать карту с учетом возрастания водонасыщенности к внешнему контуру и её уменьшения к сводовым частям залежи. Схема технологии построения цифровых карт петрофизических параметров приведена на рис.3.

В заключение проводится подсчет запасов отдельно по полигонам чисто нефтяных зон (ЧНЗ), водо-нефтяных зон (ВНЗ) и газо-нефтяных зон (ГНЗ). Подсчет запасов проводится с использованием карт эффективных нефтенасыщенных толщин, пористости и нефтенасыщенности (1- $K_v$ ). При расчете используется объемный метод. По каждому полигону рассчитывается площадь полигона  $S$ , объем нефтенасыщенного коллектора, объем порового пространства нефтенасыщенного коллектора, объем линейных запасов нефтенасыщенного коллектора с одновременным определением средних параметров. Соответственно производится расчет карты линейных запасов.



## **Выводы.**

1. Построение геологической модели при редкой сети разведочных скважин необходимо проводить по данным ГИС, сейсморазведки и прогнозным предварительным картам, построенным с использованием принципов седиментологического анализа. Для прогнозирования эффективных толщин коллектора следует использовать цифровые карты динамических параметров по сейсморазведке.
2. Для 3-х мерного гидродинамического моделирования необходимый набор карт должен состоять из карт, рассчитанных отдельно по газовой, нефтяной и водяной частям циклов, зональных интервалов или пластов.
3. При построении геологической модели с последовательным залеганием нескольких стратиграфических интервалов кроме стандартных алгоритмов интерполяции по контрольным точкам следует использовать набор логических формул, позволяющих заложить основные принципы геометризации многопластовых залежей.
4. При построении карт петрофизических параметров возможно использование петрофизических уравнений путем пересчета цифровых карт геофизических параметров в цифровые карты петрофизических параметров. При этом зональное осреднение можно проводить только по геофизическим параметрам.
5. При построении карт водонасыщенности следует использовать модель переходной зоны, представляющую набор зависимостей  $K_v = f(dN_{узв}, K_p, K_{пр})$ , полученную путем анализа результатов послойных или поточечных определений  $K_v, K_p, K_{пр}$  по результатам ГИС по представительному массиву скважин.