

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4. РАСЧЕТ КУБОВ СВОЙСТВ

### **Цель работы:**

Провести интерполяцию скважинных данных в межскважинное пространство.

### **Задачи:**

1. Расчет куба литологии.
2. Расчет куба песчаности.
3. Расчет куба пористости.
4. Расчет куба проницаемости.
5. Создание флюидных контактов.
6. Расчет геометрических свойств.
7. Расчет куба нефтенасыщенности.

### **Упражнение 1. ФАЦИАЛЬНОЕ (ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ) МОДЕЛИРОВАНИЕ**

После перемасштабирования выполняется интерполяция скважинных данных в межскважинное пространство и рассчитываются кубы свойств – фаций, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности.

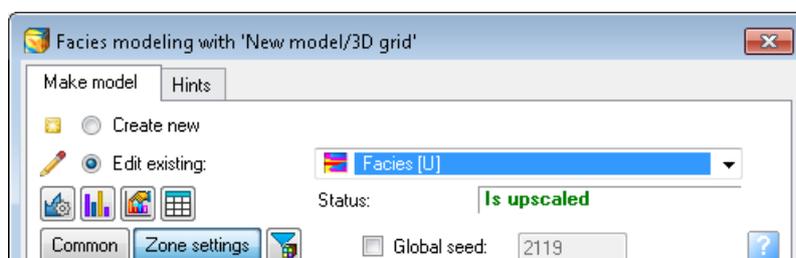
Литологическое, или фациальное моделирование представляет собой моделирование дискретного параметра – фации. К дискретным, относятся количественные признаки, которые могут принимать только отдельные значения, без промежуточных значений между ними. Дискретные признаки, как правило, целочисленные.

Выбор алгоритма моделирования производится геологом исходя из общих представлений об условиях седиментации, с учетом сравнения количественных оценок результатов построения с данными по скважинам. Зоны распространения коллекторов и неколлекторов должны вырисовываться в физически реальную картину, отражающую геологическое строение данного месторождения.

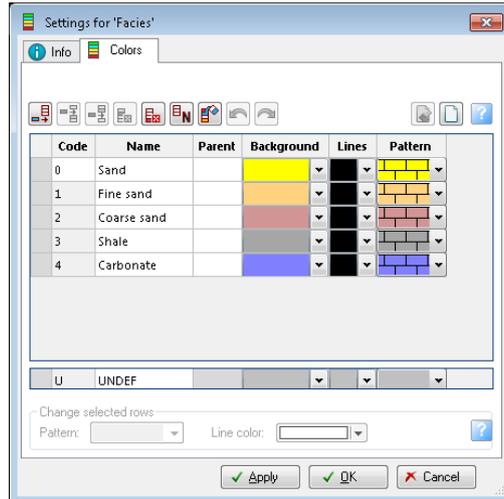
Для большего приближения к реальному объекту используются разные способы влияния на интерполяцию, например создание трендовых параметров. В качестве вертикального тренда обычно используется ГСР, горизонтального – карта песчаности. Трендовые карты обычно строят по скважинным данным на этапе проведения корреляции разрезов скважин.

Открываем диалоговое окно *Facies modeling* (панель *Process* → папка *Property Modeling*).

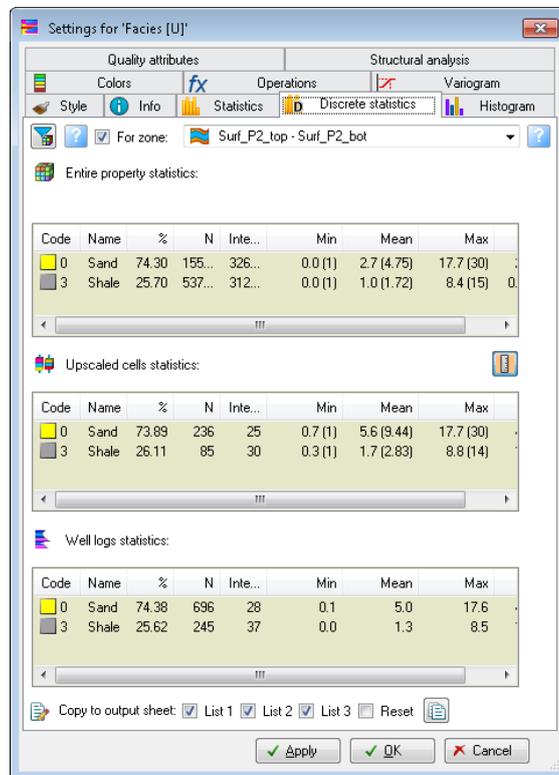
Во вкладке *Make model* расположены основные настройки для моделирования фаций.



 *Show color table* – Открывает окно настроек для фаций.



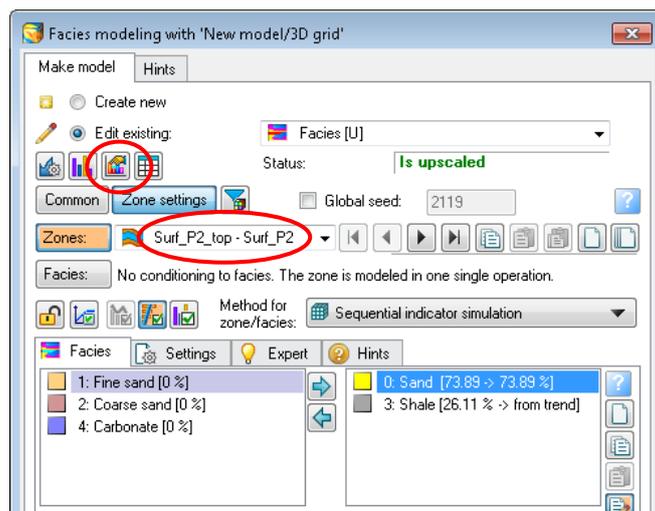
 **Show discrete statistics** – Открывает окно статистики для активного свойства.



Вкладка **Common tab** – содержит общие настройки для моделирования фаций.  
 Вкладка **Zone settings tab** – основной диалог для моделирования фаций. Для доступа в этот диалог нажмите иконку .

В строке **Zones** выбираем зону 1 – **Surf\_P2\_top - Surf\_P2\_bot** (пласт P2).

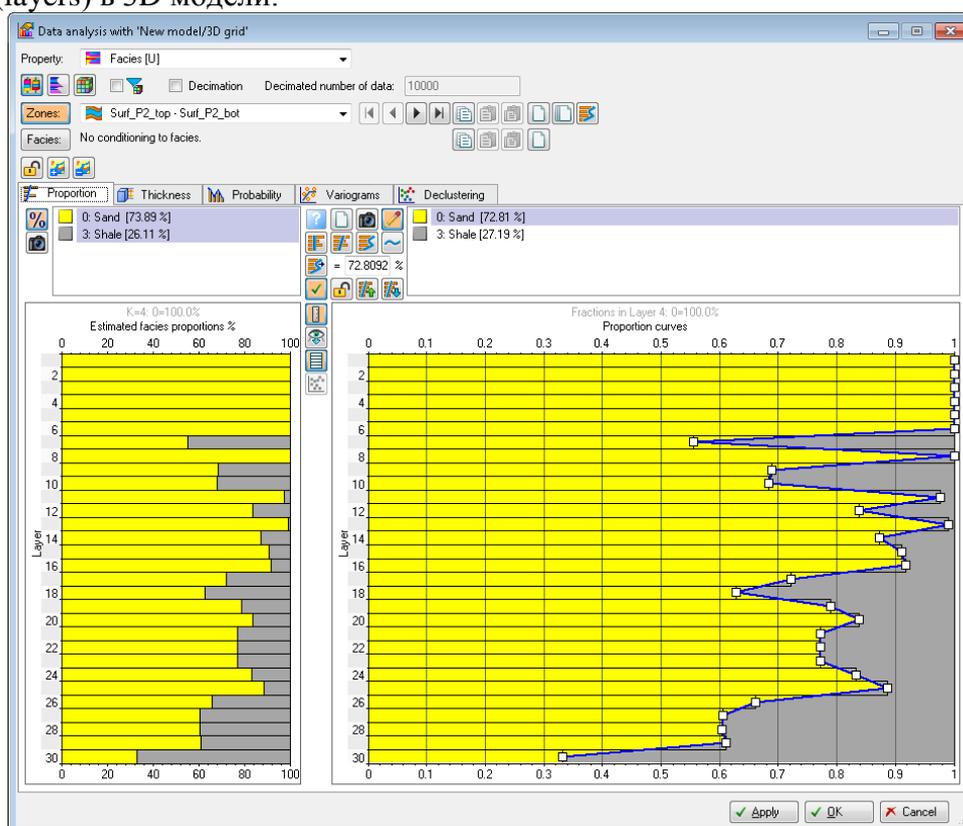
Из списка фаций (левое окно) с помощью голубой стрелки перетаскиваем в правое окно моделируемые фации (в нашем случае – песчаники и глины).



Для создания вертикального тренда используем диалог *Data analysis*, который открывается нажатием на иконку  *Show data analysis dialog*.

Окно содержит вкладки – *Proportion*, *Thickness*, *Probability*, *Variogram*. По умолчанию открывается вкладка *Proportion*.

Вкладка *Proportion* позволяет вычислить в интерактивном режиме количественную вертикальную изменчивость в процентах различных фаций по слоям (layers) в 3D модели.



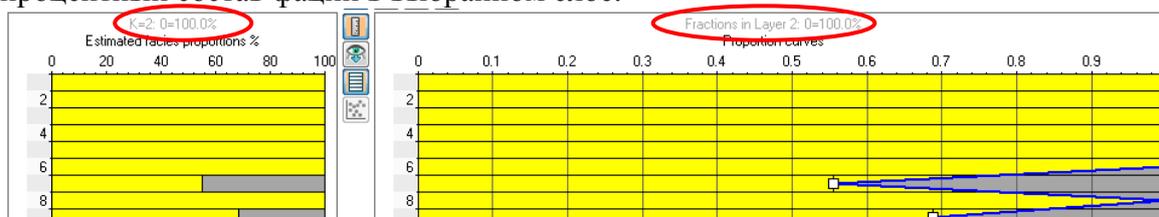
Вкладка состоит из двух окон.

Левое окно *Estimated facies proportions* показывает долю фаций оцененных из выбранных входных данных (upscaled, logs или property) в одной зоне или всех зон. Над этим окном, расположена таблица с названиями фаций и их процентным

составом. Вы можете выбрать определенный набор фаций для отображения в окне *Estimated facies proportion*. По умолчанию выбираются все фации. Так же можно выбрать для отображения удельный вес в процентах (%) или количество образцов (N).

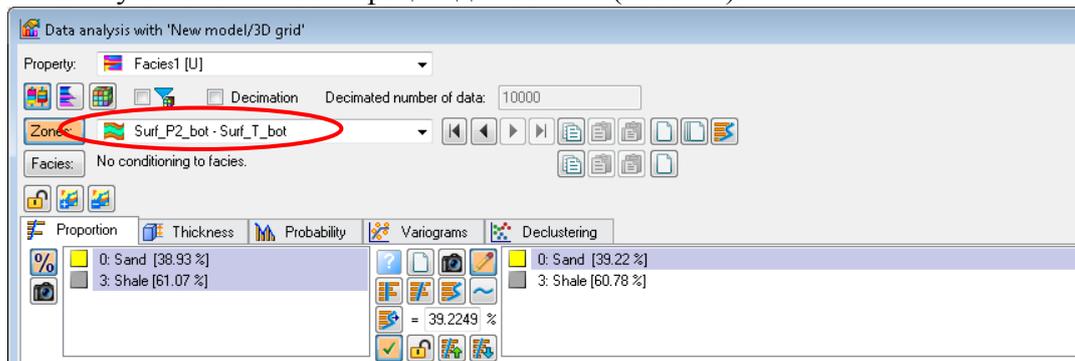
В правом окне *Proportion curves* отображается гистограмма для выбранных фаций. Вычисленный, процентный состав для каждой фации, отображается в таблице выше этого окна.

В верхней части окон при перемещении курсора по слоям отображаются процентный состав фаций в выбранном слое.



После завершения статистических расчетов по зоне 1 нажимаем *Apply*.

Далее, в строке *Zone* выбираем *Surf\_P2\_bot - Surf\_T\_bot* и рассчитываем вертикальную изменчивость фаций для зоны 2 (пласт T).



Нажимаем *OK*.

Для использования полученных зависимостей в качестве вертикальных трендов при моделировании фаций в окне *Facies modeling* нажмите иконку *Use the vertical proportion curves from Data analysis* и *Use estimated facies proportions from Data analysis*.

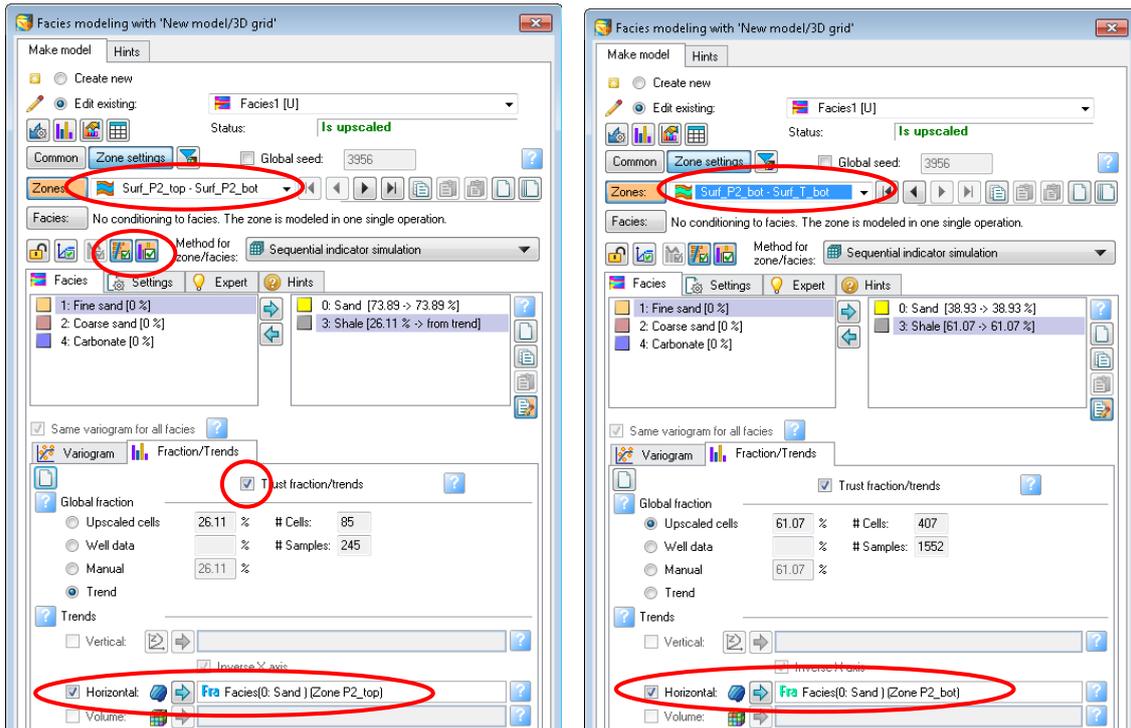
Перейдите на вкладку *Fraction/trends* и скопируйте в строку *Horizontal* карту песчаности пласта P2 – *Facies(0: Sand ) (Zone P2\_top)* из панели *Input*, которую мы будем использовать как горизонтальный тренд при моделировании фаций.

Нажимаем *Apply*.

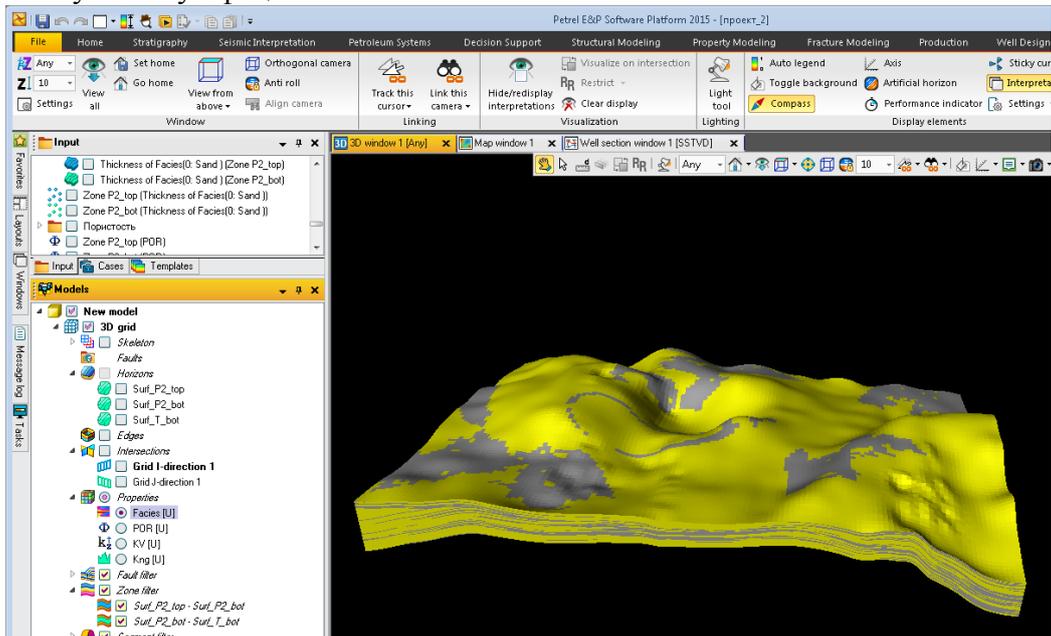
Далее, в строке *Zone* выбираем *Surf\_P2\_bot - Surf\_T\_bot* и аналогично задаем настройки для второй зоны (пласт T):

Нажимаем иконки для использования вертикального тренда;

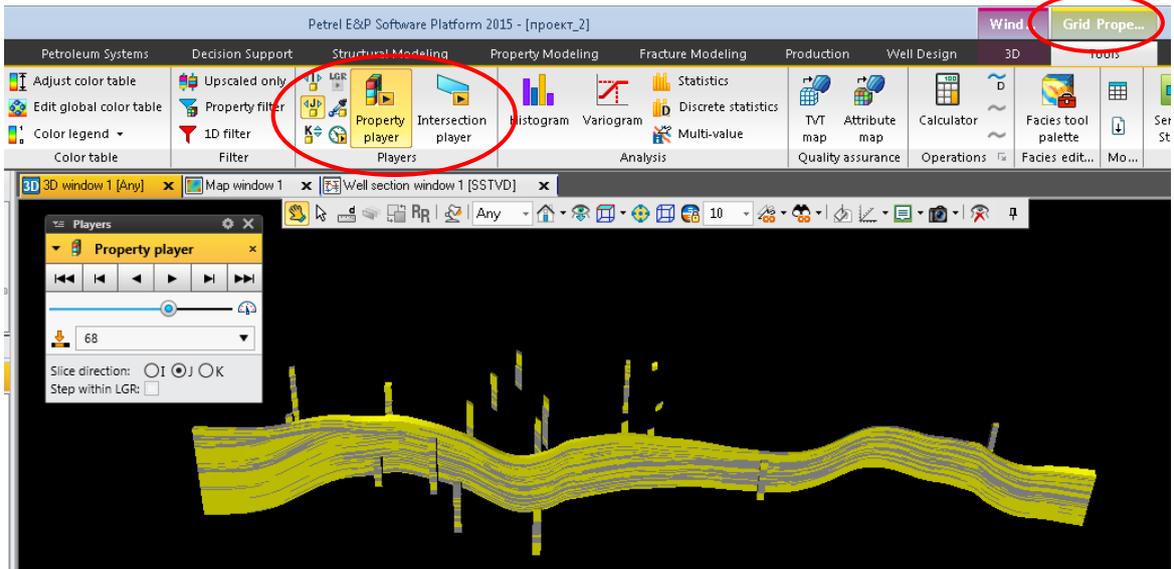
В вкладке *Fraction/trends* в строке *Horizontal* копируем карту песчаности для пласта T – *Facies(0: Sand ) (Zone P2\_bot)* из панели *Input*.



**OK.**  
Получаем куб фаций.



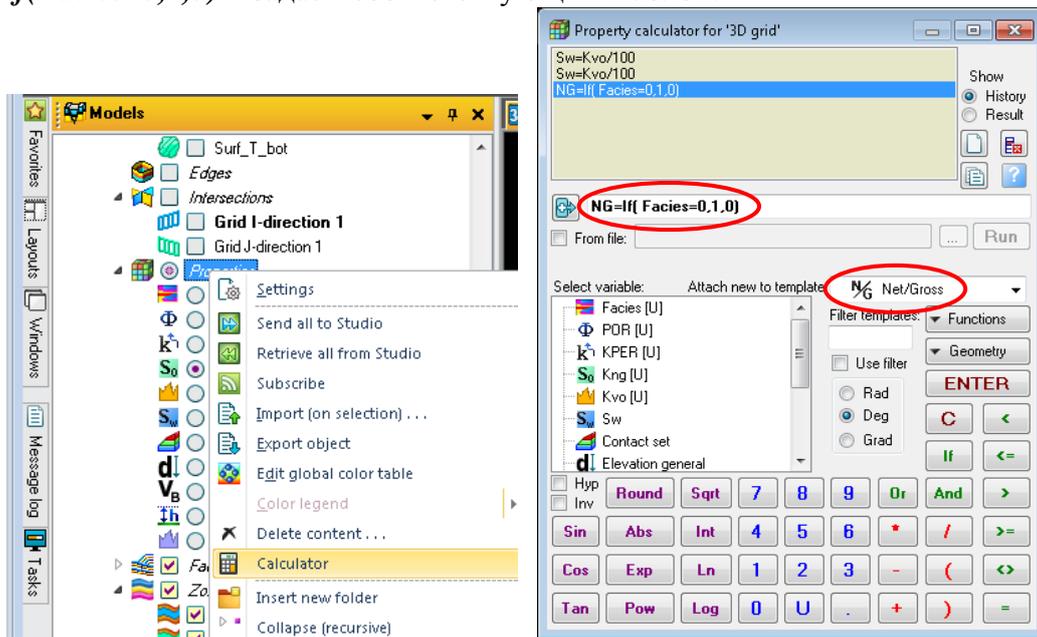
Для просмотра вертикального или горизонтального сечения (направление I, J или K) куба фаций, откройте контекстное меню **Grid Property** и в группе **Player**, и нажмите на соответствующий инструмент.



### Расчет куба песчаности

По кубу литологии рассчитывают куб песчаности, который необходим в дальнейшем для подсчета запасов.

Правым кликом на папке **Property** (панель **Models**) открываем калькулятор. В калькуляторе вводим формулу для расчета коэффициента песчаности  $NG=If(Facies=0,1,0)$  и задаем соответствующий шаблон.



## Упражнение 2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

С учетом пространственных закономерностей распределения каждой фации, строятся непрерывные кубы пористости, проницаемости и водонасыщенности (нефтегазласыщенности), которые должны достоверно воспроизвести пространственное распределение петрофизических свойств для последующего гидродинамического моделирования.

В качестве исходных данных для построения куба **пористости** используются:

- результаты интерпретации ГИС (РИГИС),
- куб литологии,
- геологические закономерности вертикальной и горизонтальной изменчивости пористости: трендовые карты и кубы, ГСР, гистограммы, полигоны зон замещения и выклинивания разных типов фаций, уравнения зависимостей.

Следует учитывать, что средние значения пористости в ячейках сетки в коллекторе должны превышать граничные значения  $K_p$  в коллекторе, определенное по данным ГИС. В неколлекторах значения  $K_p$  принимаются условно равными 0 или приравняются значению меньше  $K_{p.гр}$ .

$$K_p = 0, \text{ или } K_p < K_{p.гр}$$

**Коэффициент проницаемости** не является подсчетным параметром. Однако для выполнения последующего гидродинамического моделирования требуется предоставить оценку проницаемости коллекторов по ГИС, показать сопоставимость этого свойства с керном, ГДИ скважин.

Проницаемость по ГИС для гидродинамических расчетов нужна в качестве начального приближения, затем она уточняется гидродинамикой при проведении адаптации фильтрационной модели, исходя из динамических свойств пород и технологических условий добычи УВ.

Для неколлекторов не рекомендуется задавать нулевую проницаемость, т.к. при гидродинамическом моделировании часто выясняется, что неколлектора хоть и не содержат запасы УВ, тем не менее, участвуют в процессах фильтрации флюидов. В этом случае необходимо чтобы неколлектора имели проницаемость меньше граничной, но больше нулевой.

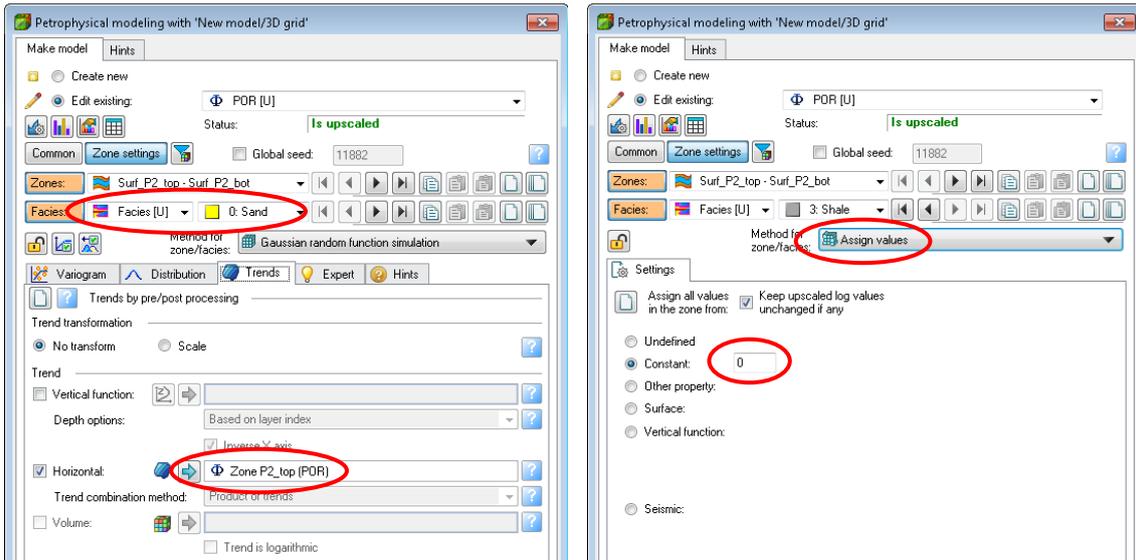
$$0 < K_{пр} < K_{пр.гр}$$

### Моделирование пористости

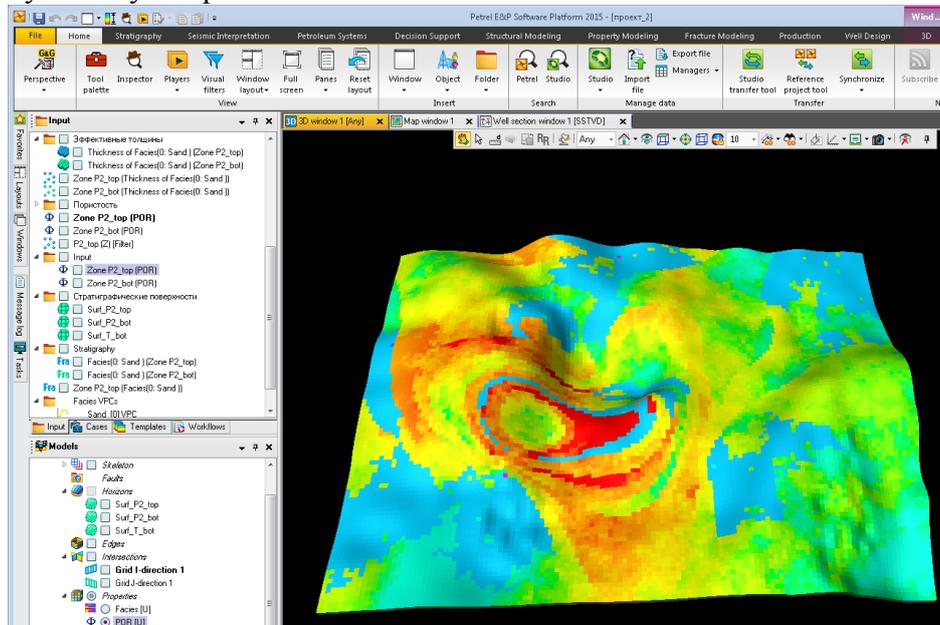
Открываем диалоговое окно *Petrophysical modeling* (панель *Process* → папка *Property Modeling*).

Во вкладке *Make model* выбираем моделируемое свойство – **POR**, нажимаем иконку *Facies* и задаем соответствующие настройки для разных фаций.

Для моделирования пористости в песчаниках (коллектор) метод моделирования оставляем по умолчанию (**Gaussian random function simulation**), а в качестве горизонтального тренда используем карту пористости, рассчитанную по данным ГИС. Для глин (неколлектор) – задаем значение от 0 до 0,1 (предел коллектора) или всем неколлекторам присваиваем значение  $K_p = 0$ .



**OK.**  
Получаем куб пористости.

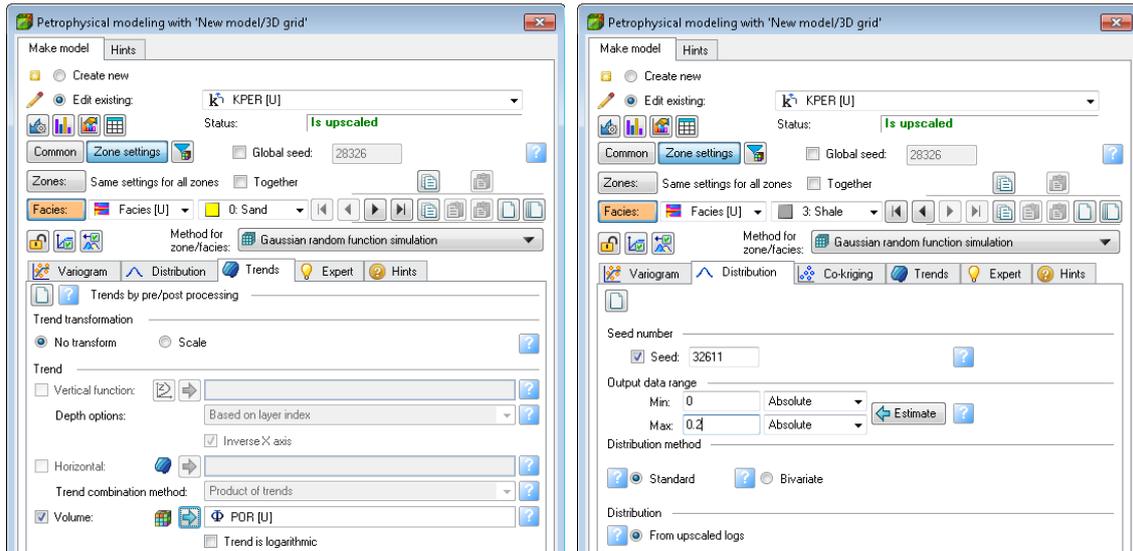


### Моделирование проницаемости

Открываем диалоговое окно *Petrophysical modeling* (панель *Process* → папка *Property Modeling*).

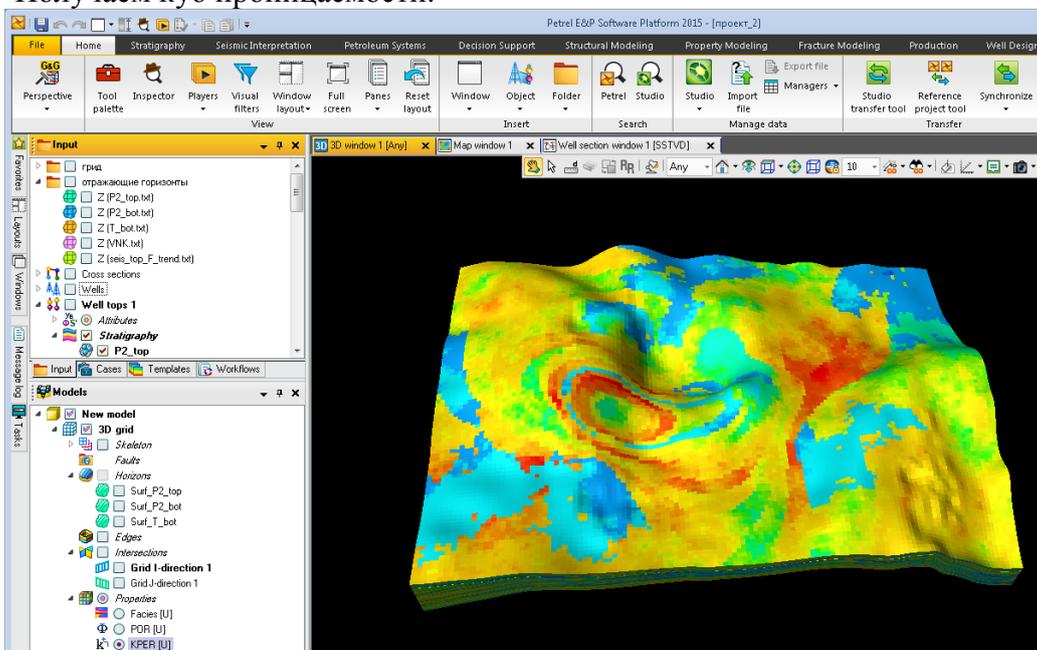
Во вкладке *Make model* выбираем моделируемое свойство – проницаемость, нажимаем иконку *Facies* и задаем соответствующие настройки для разных фаций.

Для песчаников в качестве тренда можно использовать куб пористости. В глинах – задаем значения от 0 до граничного значения коллектора.



OK.

Получаем куб проницаемости.



### Упражнение 3. СОЗДАНИЕ ФЛЮИДНЫХ КОНТАКТОВ

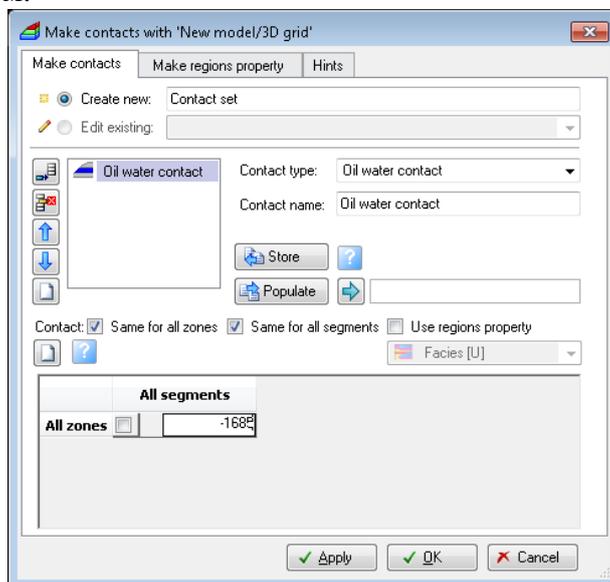
Могут быть заданы любые типы контактов – нефть/газ, нефть/вода и т.д. Эти контакты могут задаваться на основании постоянного значения глубины или могут быть представлены поверхностью – 2D гридом. Контакты могут быть различными для различных зон и сегментов. Можно задать несколько наборов контактов, и каждый набор может содержать ряд различных типов контактов.

Все наборы контактов будут храниться в папке *Fluid Contacts* (панель *Models*). Двойной клик на процессе *Make Contacts* в папке *Corner point gridding*.

В появившемся диалоговом окне *Make Contacts with "New model/3D grid"* выделите газонефтяной контакт – *Gas Oil Contact* и удалите его с помощью

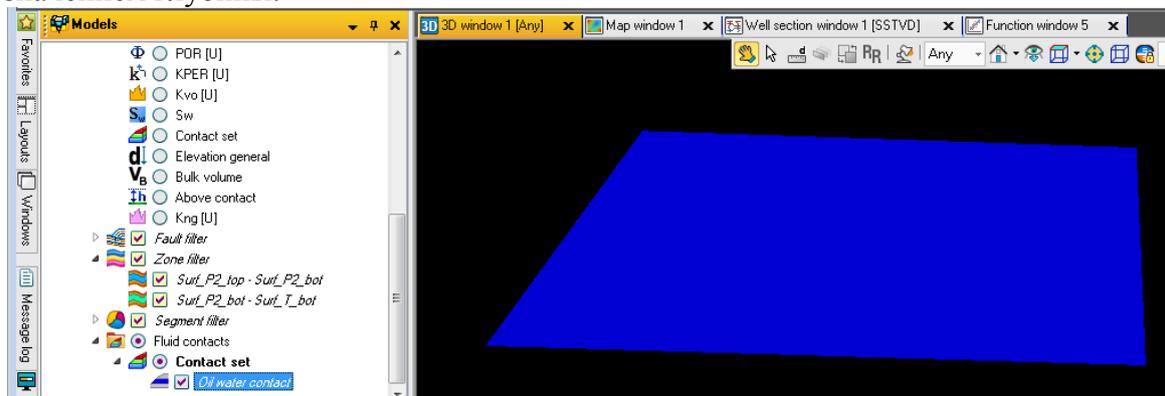
пиктограммы *Delete selected contact* (в данной работе будем создавать только водонефтяной контакт).

Теперь выделите *Oil Water Contact*. В поле *All segments* введите абсолютную отметку ВНК -1683 м.



Нажмите **OK**.

В данном случае контакт выглядит как плоская поверхность с постоянным значением глубины.



#### Упражнение 4. ГЕОМЕТРИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

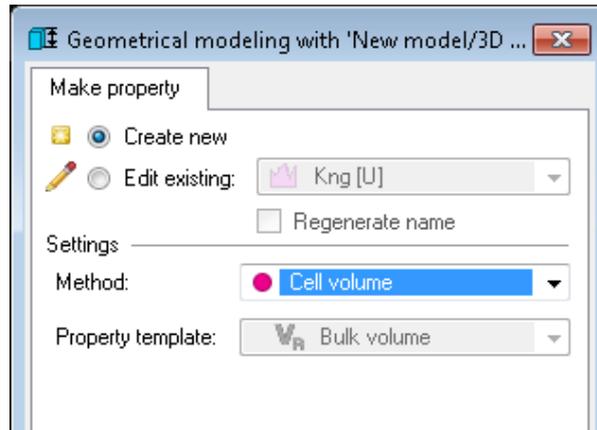
Геометрические свойства – это свойства создаваемые использованием определенных заранее переменных параметров системы, таких как *Cell Height* (высота ячейки), *Bulk Volume* (общий объем), *Depth* (глубина), *Above Contact* (высота над контактом). Эти свойства строятся на основе геометрических свойств самих ячеек грида, расстояния до других объектов и т.д. и могут быть важными при подсчете запасов и в математических операциях с петрофизическими свойствами (например, для преобразований водо- и нефтенасыщенности)

## Создание геометрического свойства Bulk Volume (общий объем породы)

Двойной клик на процессе *Geometrical Modeling* в *Property Modeling* на панели *Input*.

Для создания нового свойства выберите *Create new*, если требуется перезаписать существующее свойство выберите *Edit existing*.

В строке *Method* выберите *Cell Volume* (рассчитывается общий объем каждой ячейки в 3D гриде).



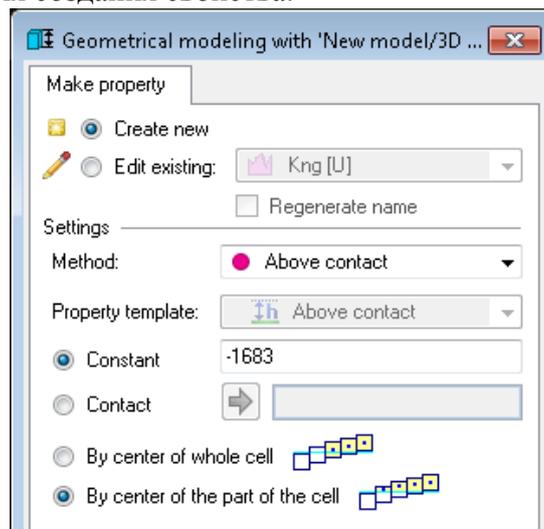
Нажмите **OK**, чтобы сгенерировать свойство.

## Создание геометрического свойства Above Contact (высота над контактом)

Двойной клик на процессе *Geometrical modeling*. В диалоговом окне в графе *Method* выбираем *Above contact*. Для задания контакта либо ставим константу, представляющую собой глубину контакта, либо при помощи голубой стрелки перекидываем поверхность контакта (папка *Fluid contacts*→*Contact set*→*Oil water contact*).

Метод выбираем – *By center of the part of the cell above contact*.

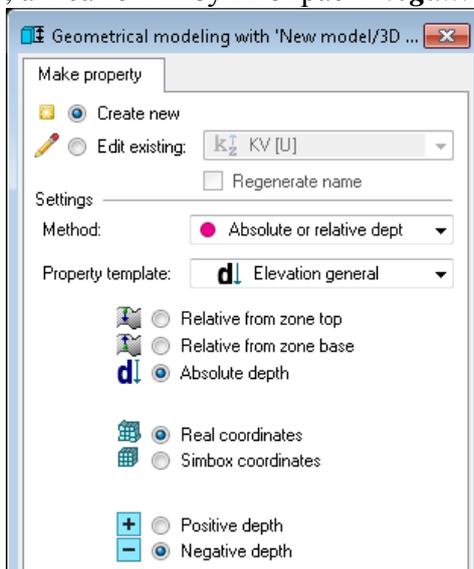
Нажимаем **OK** для создания свойства.



## Создание геометрического свойства Absolute or Relative Depth

### (абсолютная глубина)

Двойной клик на процессе *Geometrical modeling*. В диалоговом окне в графе *Method* выбираем *Absolute or relative depth*. В графе *Property template* оставляем по умолчанию *Elevation general*, еще ниже выбираем *Absolute depth*, *Real coordinates* оставляем по умолчанию, а в самом низу выбираем *Negative depth*. Нажимаем *OK*.

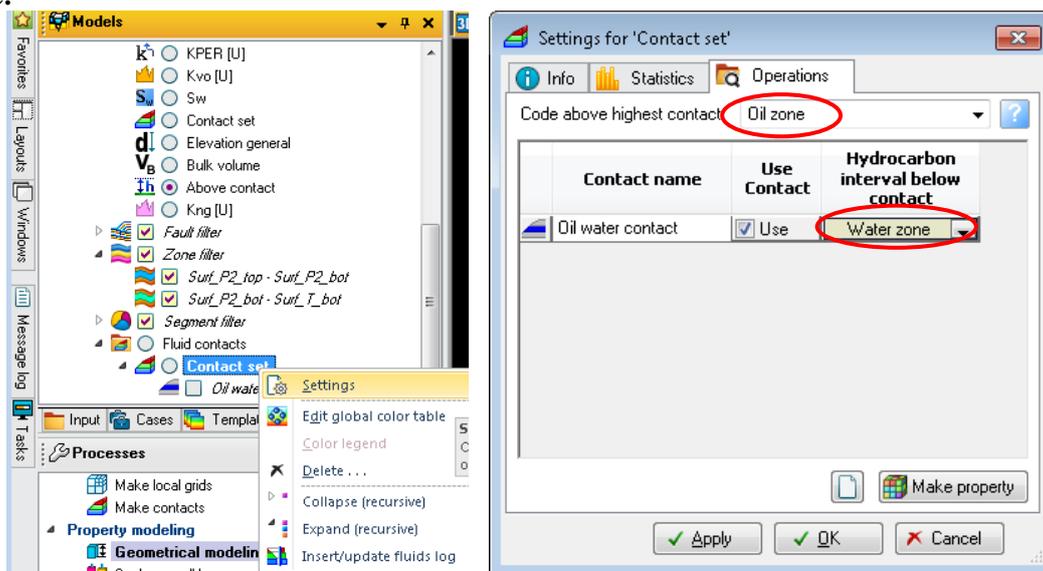


### Создание геометрического свойства Contact Set (флюидный контакт)

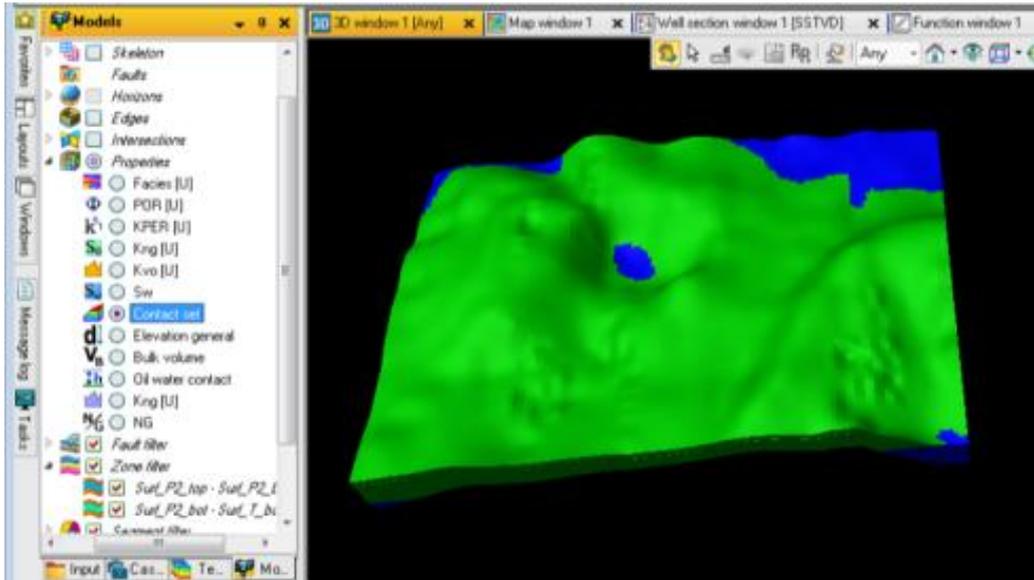
Эта операция позволяет создать свойство, где ячейкам задается код, исходя из расположения относительно углеводородных контактов.

На панели *Models* кликните ПКМ на *Contact set* (папка *Fluid contacts*) и выберите *Setting*. В появившемся окне откройте вкладку *Operation*.

Выберите *Oil zone* как код выше контакта, ниже контакта установите – *Water zone*.



Нажмите *Make Property* и новая модель свойств с именем *Contact set* будет добавлена в папку *Properties*.

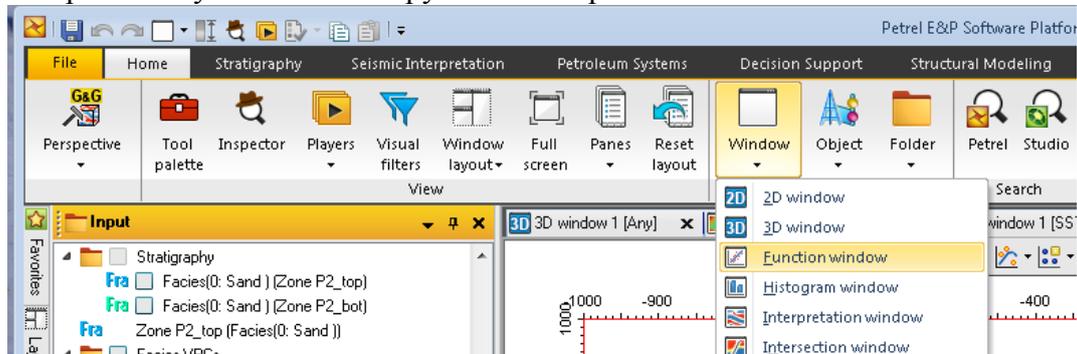


## Упражнение 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

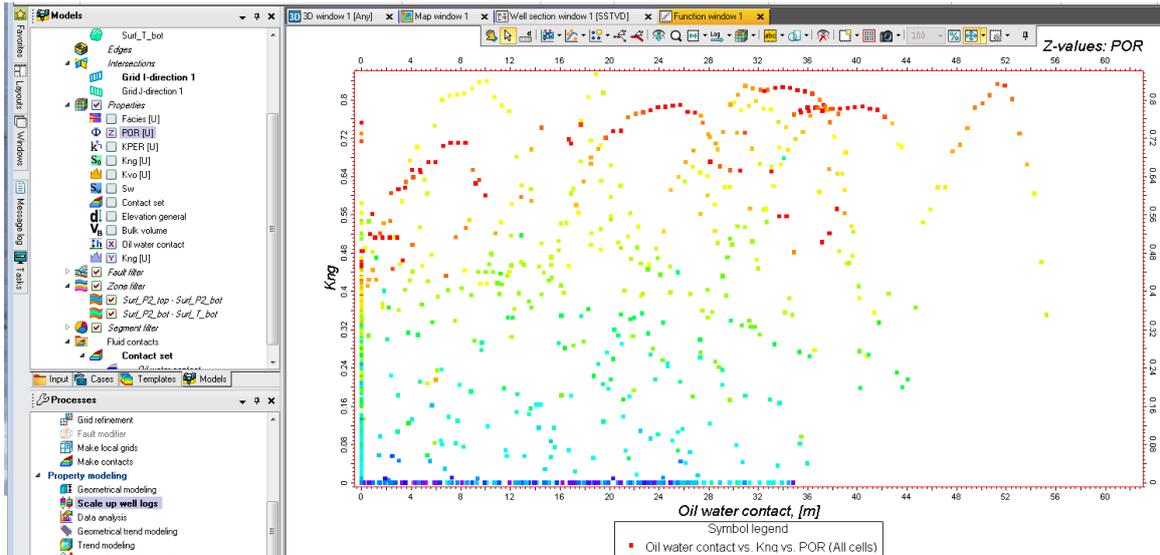
Для построения куба водо- (нефтегазо)насыщенности используются зависимости водо- (нефтегазо)насыщенности от коэффициента пористости и высоты интервала относительно ВНК или уровня зеркала воды.

### Создание функции между высотой над контактом и нефтенасыщенностью для разных интервалов пористости

Через главную панель инструментов откройте новое окно **Function Window**.



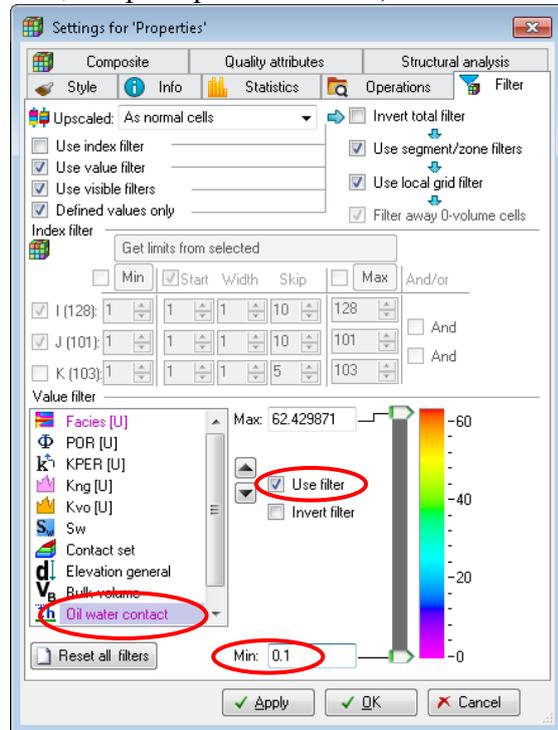
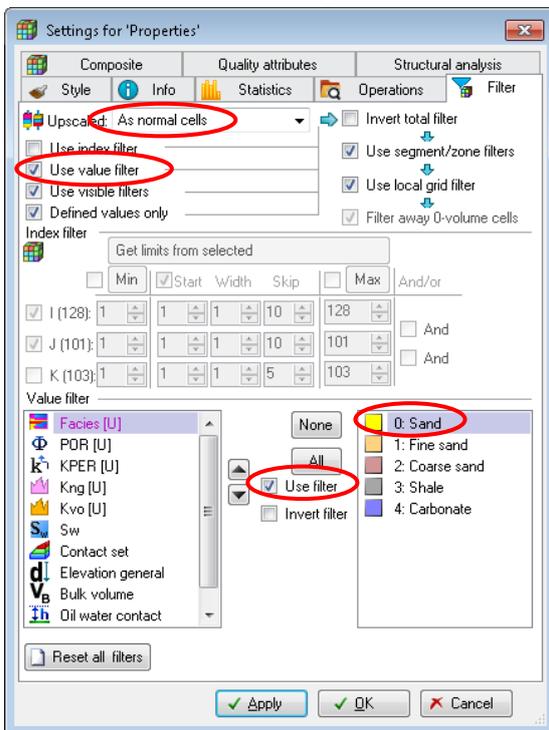
В окне **Function** по оси X отобразите свойство «над контактом», по оси Y – нефтенасыщенность **King**, в качестве Z (для раскраски) включите пористость **POR**.



Необходимо рассчитать зависимость между высотой над контактом, нефтенасыщенностью и пористостью.

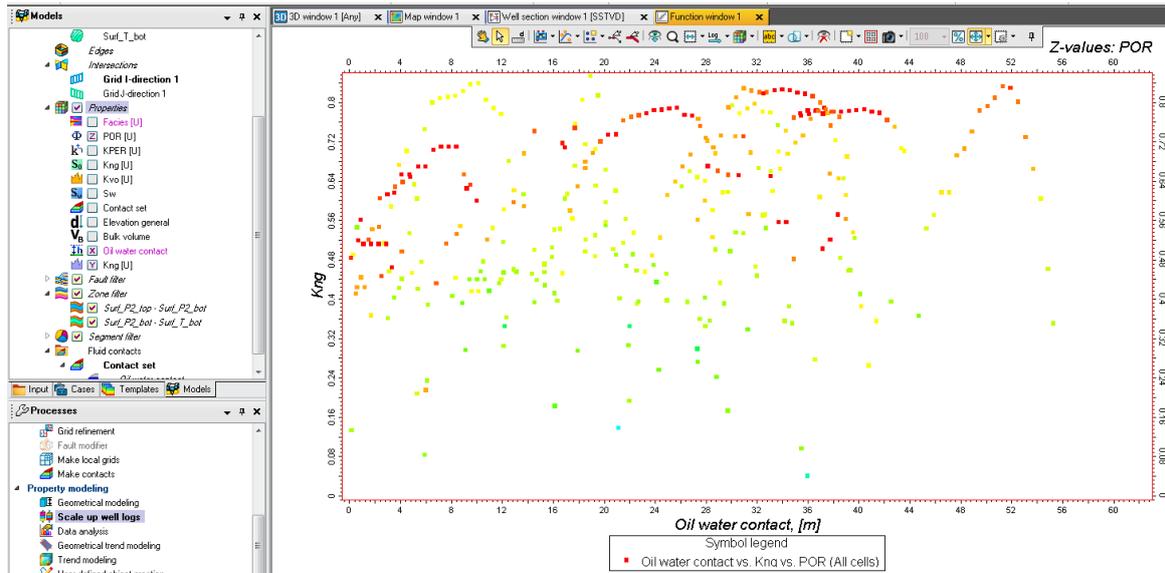
Для того чтобы информация была только для коллекторов, и только тех, которые выше контакта, используем фильтр – ПКМ на папке *Properties* → *Settings* → *Filter*.

Ставим галочку рядом с *Use Value Filter*; выбираем *As normal cells*; а затем поочередно фильтруем по фациям (только для коллектора) и по *Above contact* (минимальное значение должно быть больше 0, например 0.1 или 0.01).

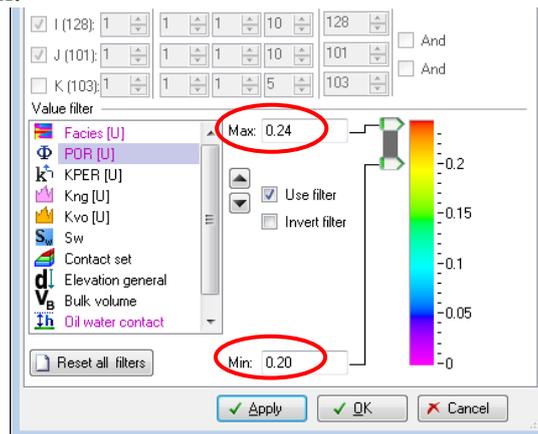


Нажимаем *Apply*.

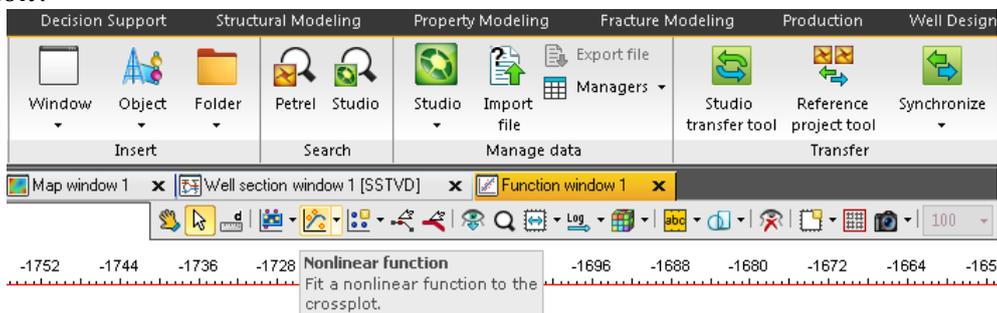
В результате получим следующее:

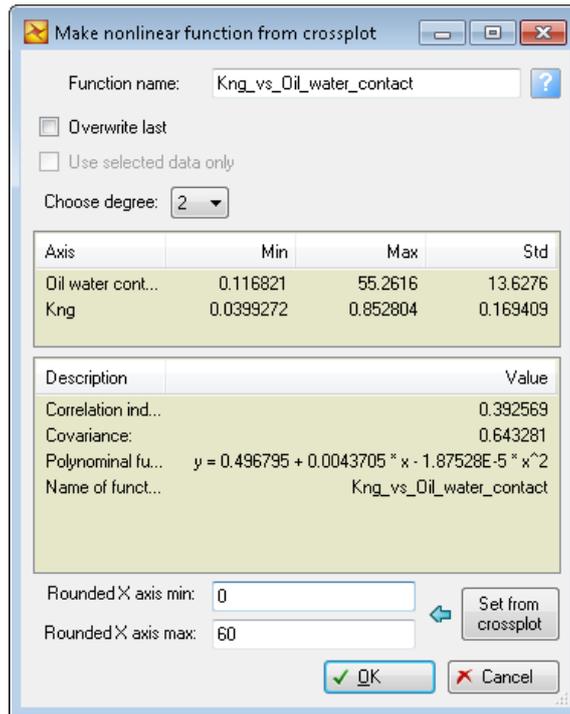


Зависимости между абсолютной глубиной и нефтенасыщенностью рассчитываются для разных интервалов пористости (например, 0,24-0,20; 0,20-0,16 и менее 0,16). Поэтому нужно включить фильтр поочередно для выбранных интервалов пористости.



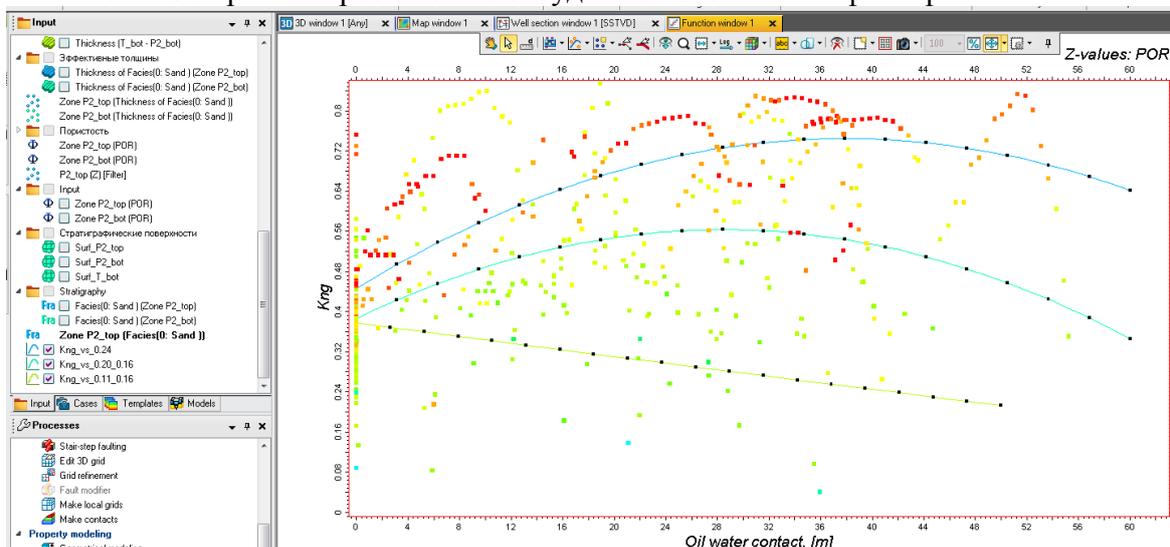
При открытом окне *Function window* нажать на инструмент *Nonlinear Function*.





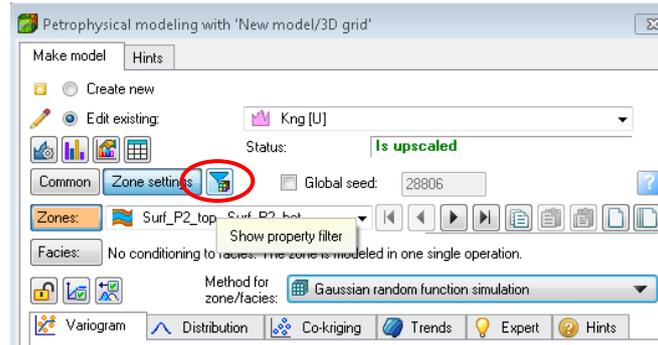
На панели **Input** появится рассчитанная функция. Переименуем ее в **Kng\_vs\_0.24\_0.20**.

Аналогично рассчитываем зависимости для остальных интервалов пористости. После завершения расчетов не забудьте отключить все фильтры.

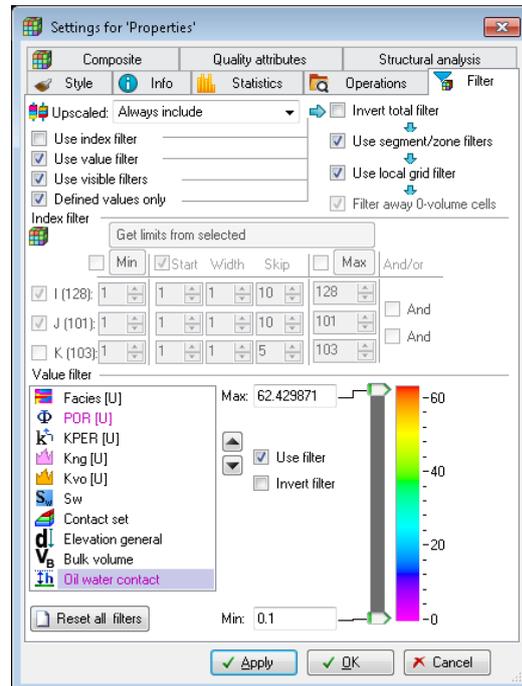
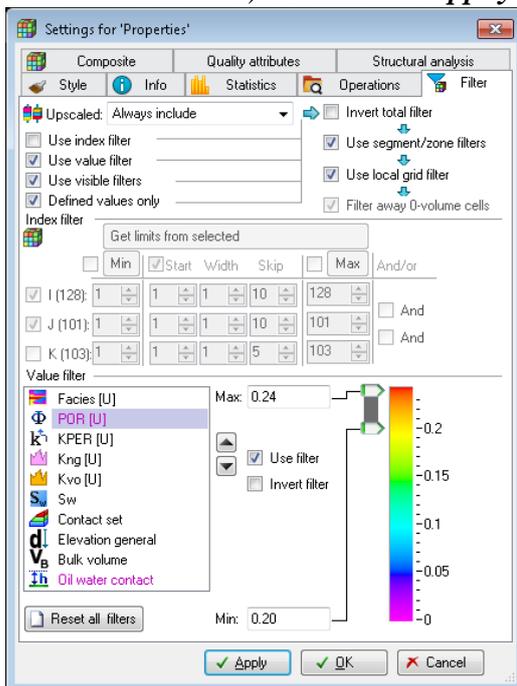


### Расчет куба нефтенасыщенности

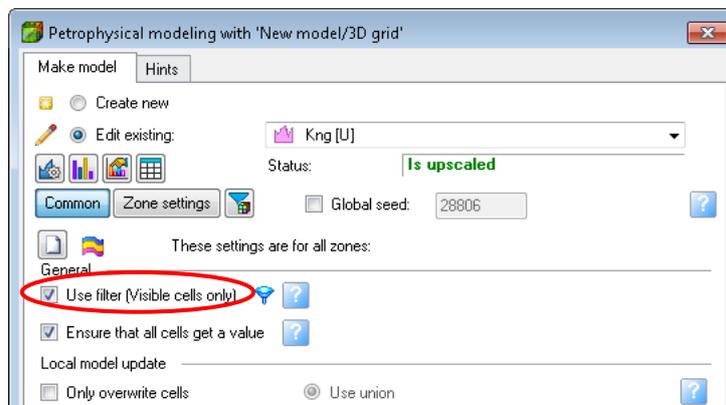
В окне 3D отобразите любое свойство, моделирование которого уже завершено, например куб пористости. Открываем диалоговое окно процесса **Petrophysical Modeling**. Нажимаем иконку – **Show property filter**.



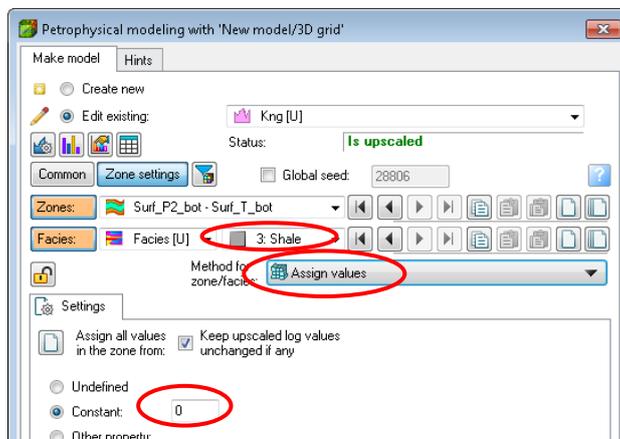
И в открывшемся окне поочередно включаем фильтр для интервала пористости 0,24-0,20 и для свойства *Above contact* (устанавливаем минимальное значение 0.1 или 0.01). Нажимаем *Apply*.



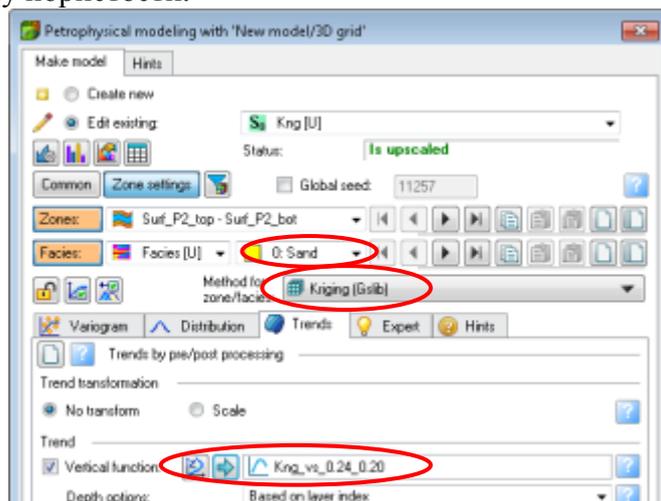
Во вкладке *Common* (окно *Petrophysical Modeling*) поставьте галочку рядом с *Use filter*.



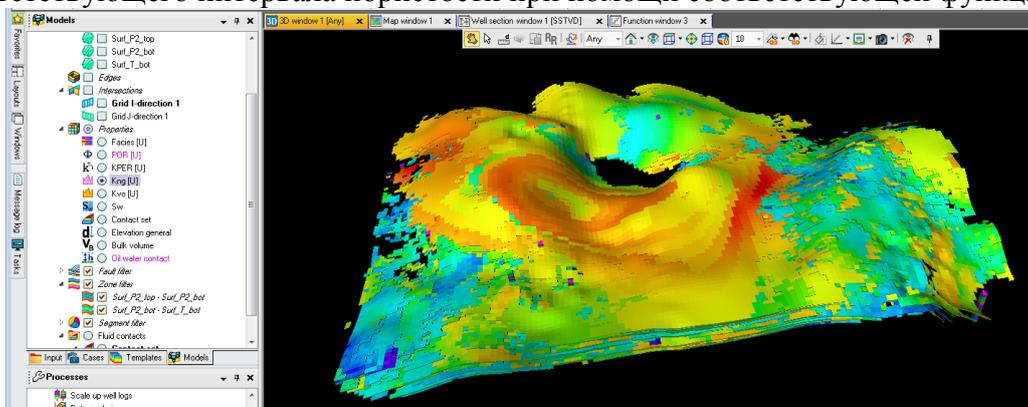
Во вкладке **Zone Settings** для каждой зоны задайте следующие установки: для неколлектора (*Shale*) выбрать метод **Assign Values** (присвоение значений) и **Constant=0**.



Для коллектора выбрать метод, например, **Kriging by Gslib**. В установках для Крайгинга во вкладке **Trends** нужно поставить галочку рядом с **Vertical function** и при помощи голубой стрелки перекинуть функцию из панели **Input**, относящуюся к первому интервалу пористости.



После нажатия на **Apply** нефтенасыщенность моделируется для соответствующего интервала пористости при помощи соответствующей функции.



Затем, по окончании процесса моделирования первого интервала пористости фильтруем следующий интервал пористости (0.20-0.16), во вкладке *Trends* в окне процесса петрофизического моделирования выбираем следующую функцию (и так для всех зон) – нажимаем *Apply* – переходим к следующему интервалу пористости. И так до тех пор, пока интервалы не закончатся. Когда они закончатся – у вас будет надлежащим образом промоделированное свойство нефтенасыщенности.

### **Контрольные вопросы**

1. На чем основано стохастическое моделирование?
2. Методы стохастического моделирования?
3. На чем основано детерминированное моделирование?
4. Методы детерминированного моделирования?
5. Способы влияния на интерполяцию.
6. Что такое ГСР, для чего он используется?
7. Что такое трендовые карты?
8. Основные задачи литолого-петрофизического моделирования.
9. Как проводят моделирование пористости в коллекторах и неколлекторах?
10. Как проводят моделирование проницаемости в коллекторах и неколлекторах?
11. Дайте понятие геометрического моделирования.
12. С какой целью рассчитывают геометрические свойства?
13. По каким данным устанавливают положение ВНК?
14. Что называют уровнем зеркала чистой воды?
15. Что такое модель переходной зоны?
16. Какие зависимости используются для расчета нефтенасыщенности?