

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Практикум по DFN в Petrel 2016 – 2019



Под ред. К. Е. Закревского

Москва

2019

А.А. Козяев, Р.М. Щуковский, К.Е. Закревский

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Практикум по DFN в Petrel 2016 – 2019

Москва

2019

УДК 550.8

ББК 26.3

К59

Авторы:

Козяев А.А., Щуковский Р.М., Закревский К.Е.

К59 Моделирование трещиноватости. Практикум по DFN в Petrel 2016-2019 / Под ред. К. Е. Закревского.–М.: Изд-во МАИ, 2019.- 96с.: ил.

ISBN 978-5-4316-0603-8.

Данная книга представляет собой практическое руководство по выполнению одного из этапов построения цифровой геологической модели сложнопостроенных залежей - созданию дискретной сети трещин (DFN) в объеме резервуара, содержащего углеводороды. Создание сети трещин осуществляется в программном пакете Petrel версии 2016 - 2019.

Книга предназначена для студентов вузов, изучающих в ходе учебного процесса основы цифрового геологического моделирования, а также для специалистов по геологическому моделированию, работающих в регионах с широко развитой трещиноватостью горных пород.

УДК 550.8

ББК 26.3

ISBN 978-5-4316-0603-8

© Козяев А.А., Щуковский Р.М.,
Закревский К.Е., 2019

Издание является некоммерческим и распространяется свободно

Оглавление

1. Краткие сведения о районе работ	4
2. Загрузка данных	8
3. Создание каркаса.....	13
4. Создание кубов литологии и пористости.....	17
5. Визуализация данных о трещинах и разделение их на классы	27
6. Создание куба интенсивности трещин.....	32
7. Создание дискретной сети трещин.....	47
8. Ремасштабирование DFN.....	51
Приложение 1.	
Создание CFN и DFN (continues и discrete fracture network).....	54
Библиографический список к Приложению 1.....	70
Приложение 2.	
Ремасштабирование дискретной сети трещин (DFN) в Petrel.....	76
Библиографический список к Приложению 2.....	84
Приложение 3.	
Калькулятор и атрибуты DFN.....	85
Библиографический список к Приложению 3.....	92

1.Краткие сведения о районе работ

В административном отношении изучаемое нами Верхнепротерозойское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Красноярского края, в 120 км к северу от районного центра с. Богучаны. В географическом отношении район работ расположен в междуречье рек Ангары и Подкаменная Тунгуска (*рис.1.1*).

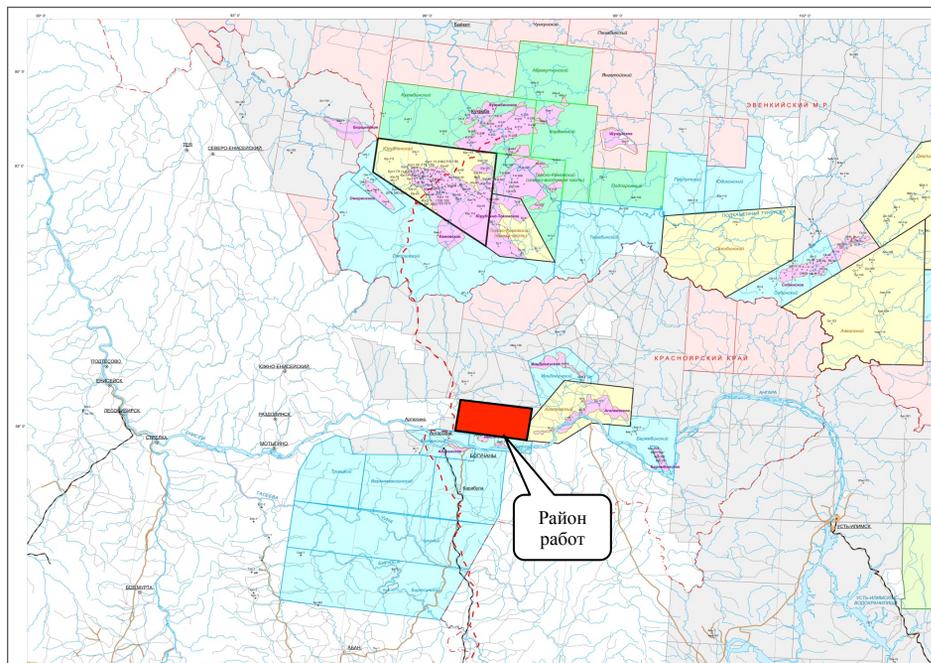


Рис.1.1. Обзорная схема

В тектоническом отношении район исследований расположен в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа: кристаллический фундамент и осадочный чехол. Осадочный чехол платформы, в свою очередь, подразделяется на два структурных яруса: рифейский и венд-девонский, разделенных угловым несогласием.

По верхнему ярусу Верхнепротерозойское месторождение расположено Ангарской зоне складок (*рис.1.2*).

1. Краткие сведения о районе работ

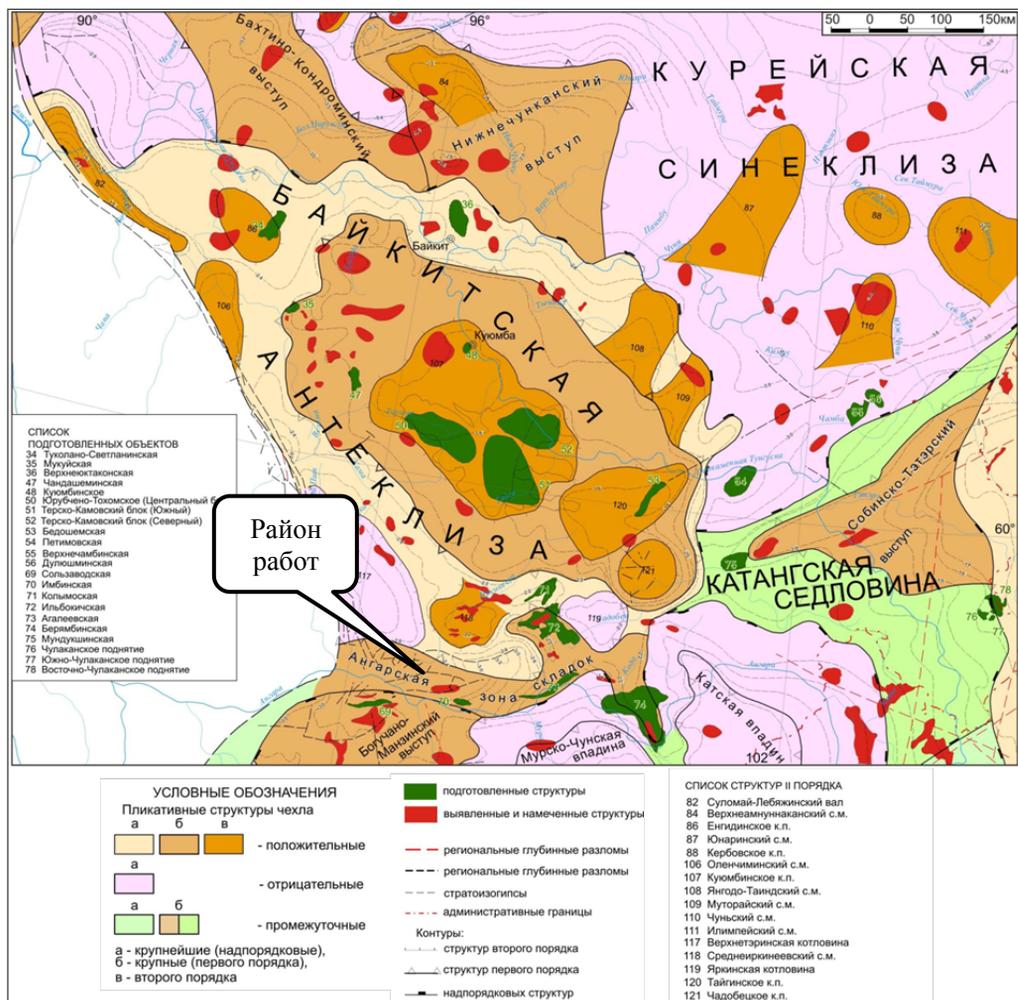


Рис.1.2. Фрагмент тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (под ред. В.С.Старосельцева, 2012)

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие метаморфические образования архейско-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского возрастов. Скважинами, пробуренными в пределах Верхнепротерозойского нефтегазоконденсатного месторождения, вскрыты отложения фундамента, рифея, венда, кембрия и ордовика. В пределах Верхнепротерозойского месторождения продуктивными являются отложения венда и рифея, в которых выделяется ряд продуктивных пластов и горизонтов.

Продуктивность венда на месторождении связана с отложениями оскобинской и ванаварской свит, в составе которых выделяются пласты Б-III, Б-IX и В-I. Отложения оскобинской свиты представлены терригенными и карбонатными породами с коллекторами порового, трещинно-порового типа. Отложения ванаварской свиты представлены терригенными породами с поровым, трещинно-поровым типом коллектора. Вендский интервал разреза здесь рассматриваться не будет.

В разрезе рифейских отложений выделяются три продуктивных горизонта Р0, Р1 и Р2, которые отделены друг от друга копчерской и токурской, преимущественно глинистыми толщами. В том случае, если копчерская толща не является покрывкой, горизонты Р1 и Р2 образуют гидродинамически единый горизонт Р1-2. Коллекторы всех залежей рифейских отложений представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород каверново-трещинного, очень редко каверново-порово-трещинного типа (рис.1.3). По данным определений абсолютного возраста продуктивные рифейские отложения формировались в интервале 950-1350 млн лет.

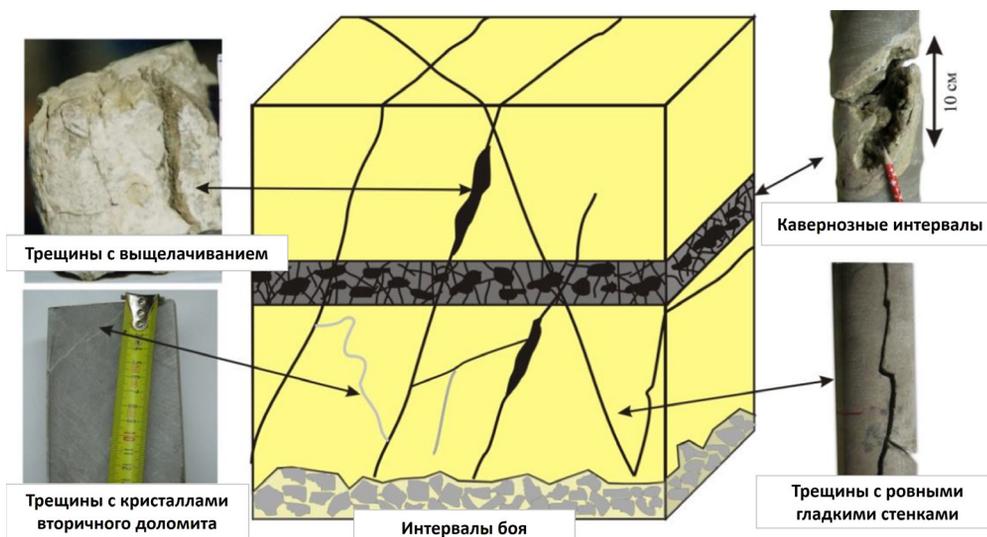


Рис.1.3. Модель коллектора

Основной объем запасов углеводородов содержится в рифейских доломитах. Продуктивны различные толщи рифея, подвергшиеся интенсивному палеогипергенезу в процессе предвендского регионального перерыва, приведшего к формированию каверново-трещинных мало- емких, но высокопроницаемых коллекторов. Пустотное пространство рифейских отложений содержит межкристаллические поры, микро- и макротрещиноватость, каверны, системы интенсивного кавернообразования (интервалы выщелачивания). При этом в большей части разреза пустотность пород не превышает 0,5-5%. В то же время, по результатам испытаний разведочных и эксплуатационных скважин, проницаемость рифейского коллектора может достигать нескольких Дарси.

2. Загрузка данных

Запустите Petrel 2016. Откройте рабочий проект в папке: `_Start_project` (рис.2.1). После того, как вы открыли проект, необходимо загрузить данные сейсморазведки и результаты интерпретации скважинных микросканеров.

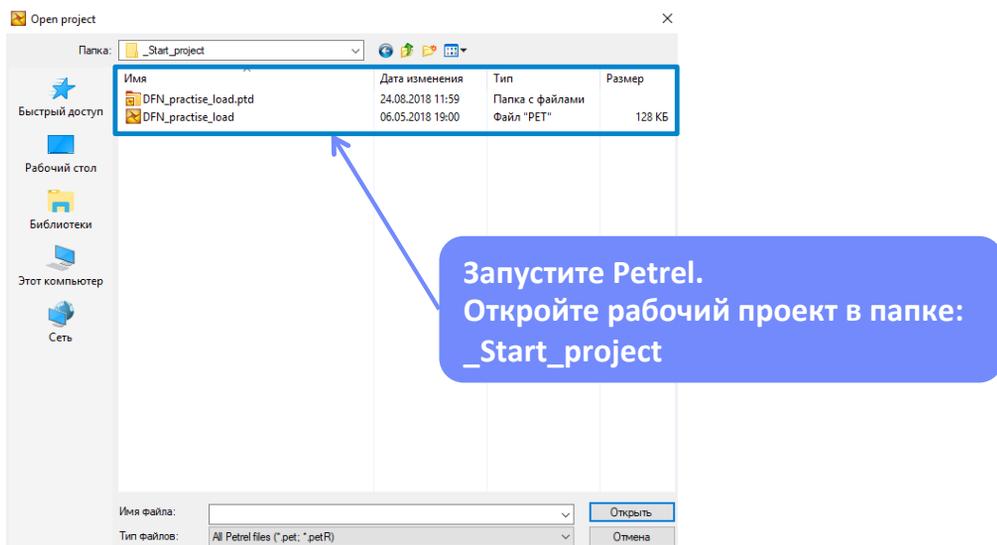


Рис.2.1. Открытие проекта

Для загрузки сейсмических данных перейдите в папку ZGY. В папке находятся реализованные сейсмические кубы в формате ZGY: куб акустического импеданса (AI), куб ПЭРВ (PERV) и куб атрибута Ant tracking. Выберите формат загрузки **Seismic data in ZGY bricked format (*.zgy)** (рис.2.2).

В нашем практикуме мы будем работать без определенной географической системы координат, то есть в условных координатах курса. При загрузке кубов (все кубы в глубинном масштабе, при желании можно указать палетку, соответствующую типу данных для каждого куба) последовательно загружаем каждый куб, настраиваем окно загрузки и нажимаем каждый раз кнопку **OK** или **OK for all** для загрузки сразу всех кубов с выбранными параметрами (рис.2.3).

2. Загрузка данных

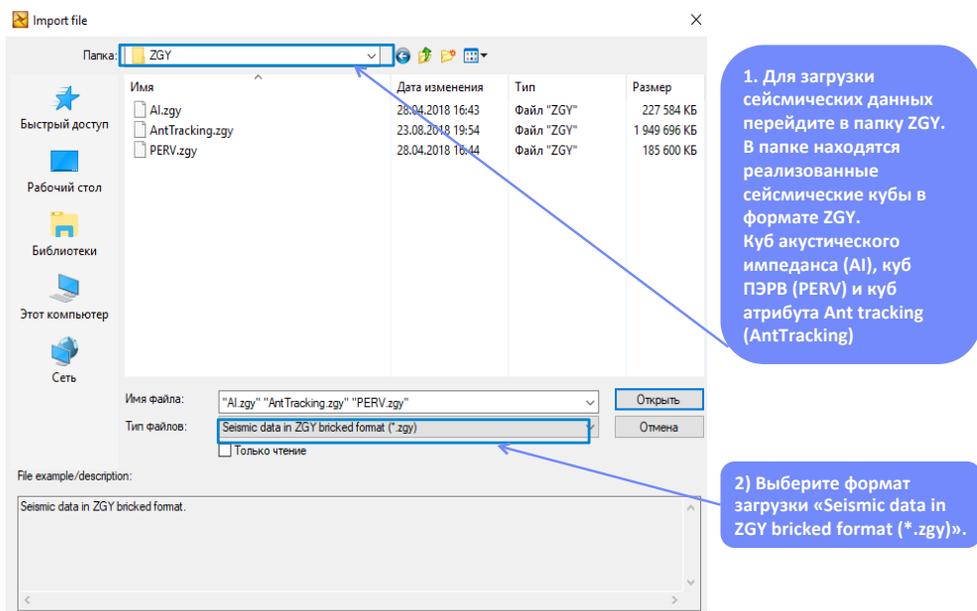


Рис.2.2. Загрузка сейсмических данных

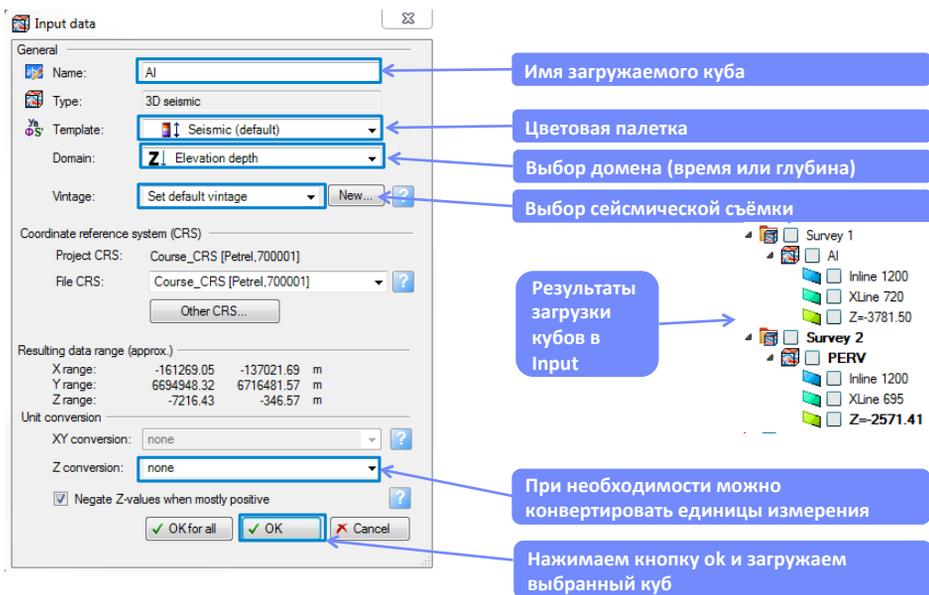


Рис.2.3. Настройка параметров загрузки сейсмических данных

2. Загрузка данных

Далее начинаем загружать результаты интерпретации скважинных микросканеров (имиджеров). Для загрузки данных о трещинах выбираем формат **Point well data format (ASCII)** (рис.2.4).

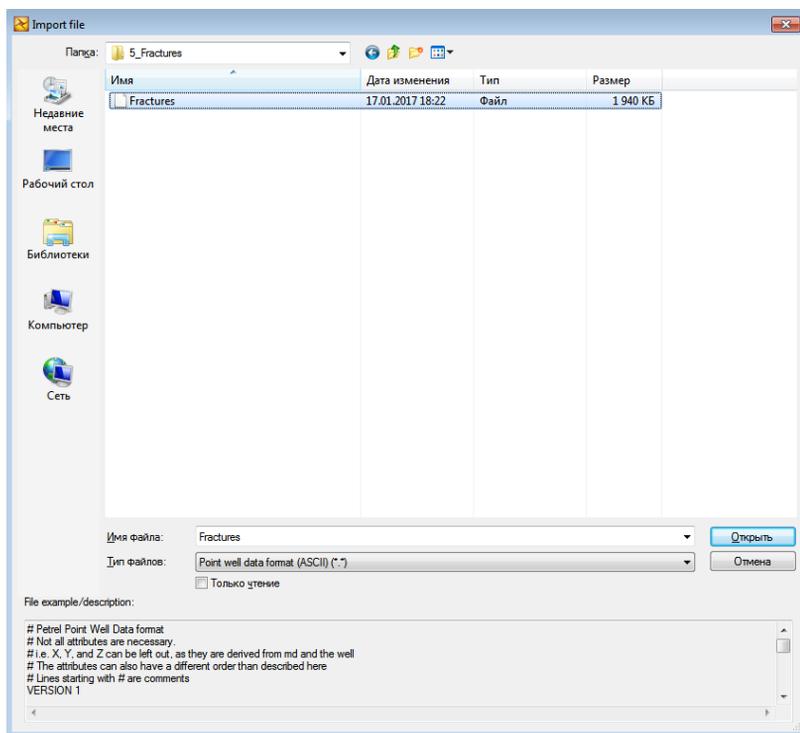


Рис.2.4. Загрузка данных о трещинах

Выбираем параметры загрузки данных. В первых трёх столбцах координаты XYZ для каждой из трещин, в четвёртом - глубина по стволу, в пятом - номер скважины, в шестом - азимут простираения, а в седьмом - угол падения (рис.2.5). Убираем галочку **Negate Z values**. Завершаем загрузку (рис.2.6). В появившемся сообщении о том, что файл содержит информацию о MD и об абсолютных отметках, также нажимаем **ОК**.

2. Загрузка данных

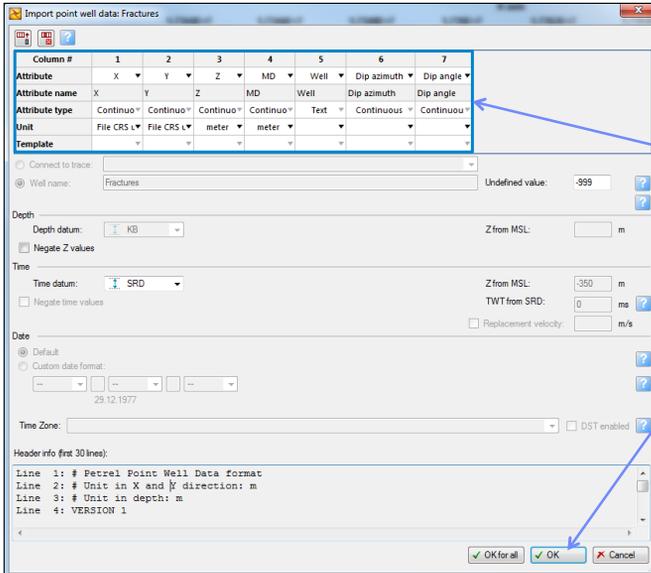


Рис.2.5. Загрузка данных о трещинах – выбор колонок

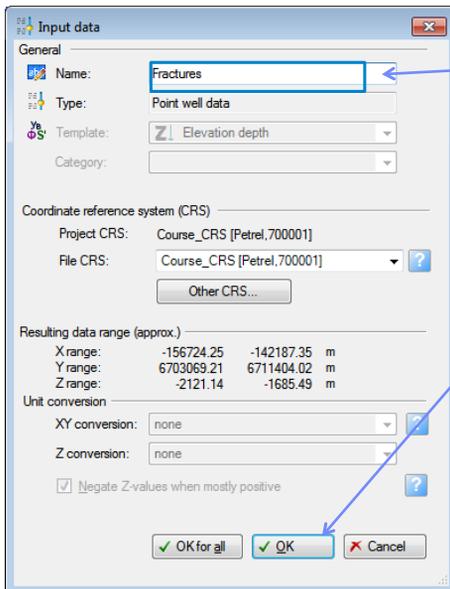


Рис.2.6. Загрузка данных о трещинах – завершение

2. Загрузка данных

Для контроля загрузки визуализируем в трехмерном окне траектории скважин и трещины (рис.2.7). В двумерном окне визуализируем траектории скважин и сейсмический куб, убеждаемся, что их координаты сопоставимы. Сохраняем проект.

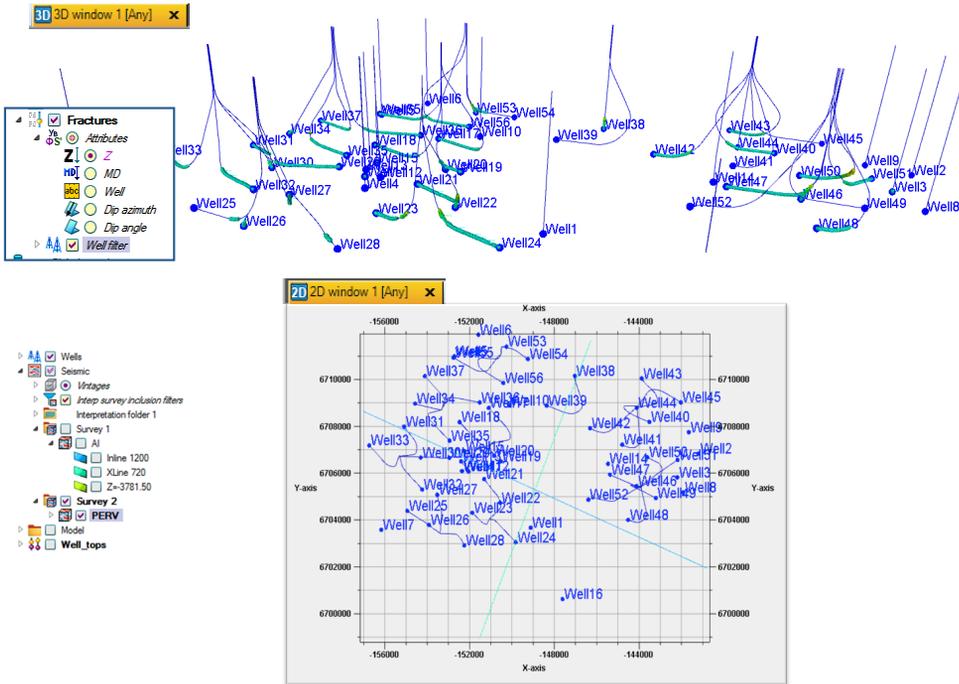


Рис.2.7. Визуализация загруженных данных

3. Создание каркаса

Сначала мы создаём (определяем) модель во вкладке **Models** (рис.3.1). При этом используем полигон «Boundary» как границу структурного каркаса, запустив через правую кнопку мыши **convert to grid boundary**. Следующим шагом создаём 3D-grid с использованием стандартных настроек (процесс **Pillar gridding**).

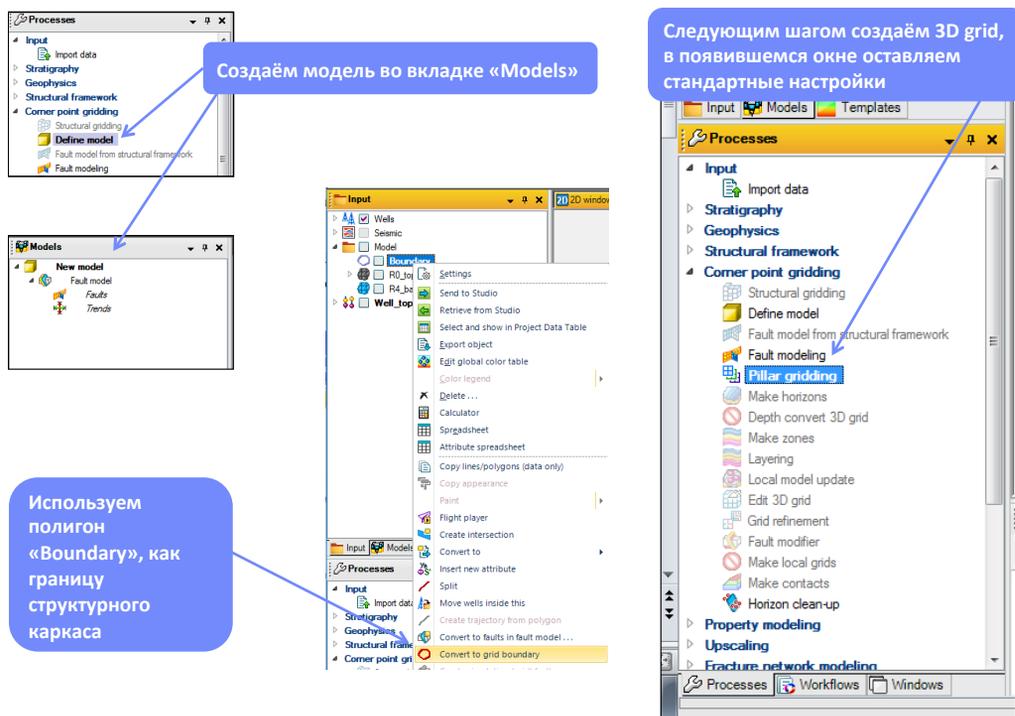


Рис.3.1. Создание модели и 3D-грида

Затем создаём (процесс **Make horizons**) горизонты кровли и подошвы геологической модели (рис.3.2), закидывая их из папки **Model**. Для кровли рифея (R0_top_rifeу) задаём тип горизонта **Erosional**, для подошвы модели оставляем по умолчанию тип **Base**. На случай, если поверхность кровли не сидит на отбивках, в столбце **Well tops** задаем скважинные отбивки, соответствующие этой поверхности («rifey» в контейнере **Well tops**).

3. Создание каркаса

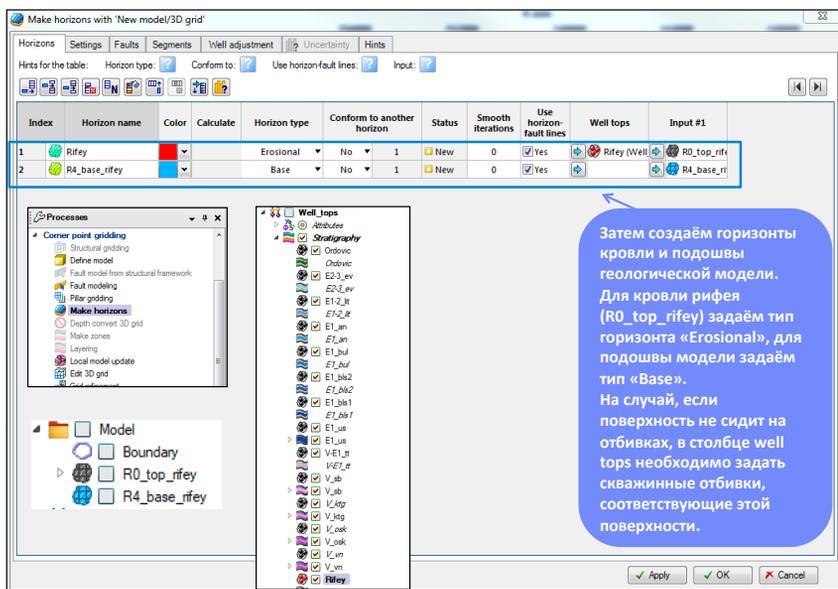


Рис.3.2. Создание горизонтов модели

После этого (процесс **Make zones**) создаём зоны в появившемся окне процесса, оставляя настройки без изменений (рис.3.3).

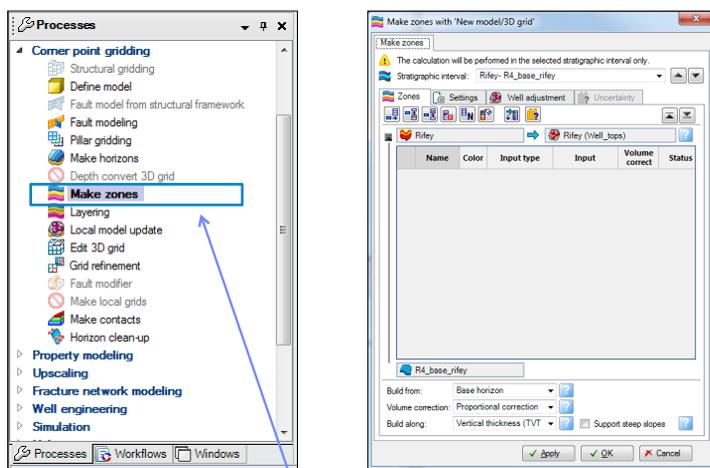


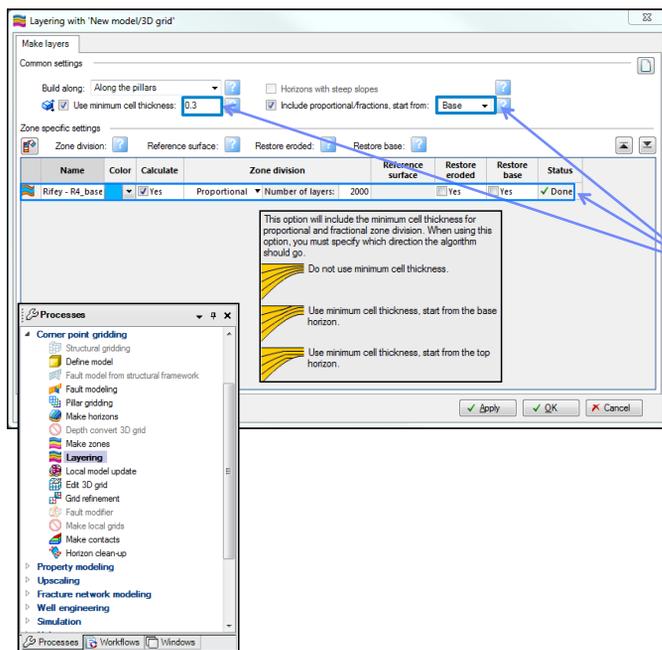
Рис.3.3. Создание зоны модели

3. Создание каркаса

Поскольку в нашем случае у модели будет только одна зона, то данный процесс можно пропустить. В настоящем практикуме этот процесс показан иллюстративно, однако он имеет важную практическую значимость при создании реальных геологических моделей месторождений.

Далее нам необходимо сделать тонкие слои (нарезку) будущей геологической модели с учетом особенностей первичного осадконакопления и последующих геологических процессов (рис.3.4). В процессе **Layering** выбираем метод **Proportional** и количество слоёв 2000, с ограничением минимальной толщины ячеек 0,3 метра.

При этом необходимо поставить галочку **Use minimum cell thickness** и выбрать, откуда будет происходить нарезка слоёв. В связи с тем, что кровля рифея является эрозионной поверхностью для нашего случая наилучшим образом подходит нарезка от подошвы модели.



Далее создаём слои будущей геологической модели. Необходимо выбрать метод «Proportional», количество слоёв 2000, с ограничением минимальной толщины ячеек 0,3 метра. Также, необходимо поставить галочку и выбрать, откуда будет происходить нарезка слоёв. В связи с тем, что кровля рифея является эрозионной поверхностью, в нашем случае наилучшим образом подходит нарезка от подошвы модели.

Рис.3.4. Нарезка слоев модели

3. Создание каркаса

В завершении этапа создаём куб зон и куб прослоев, визуализируем их в трехмерном окне, делаем сечения (рис.3.5).

Сохраняем проект.

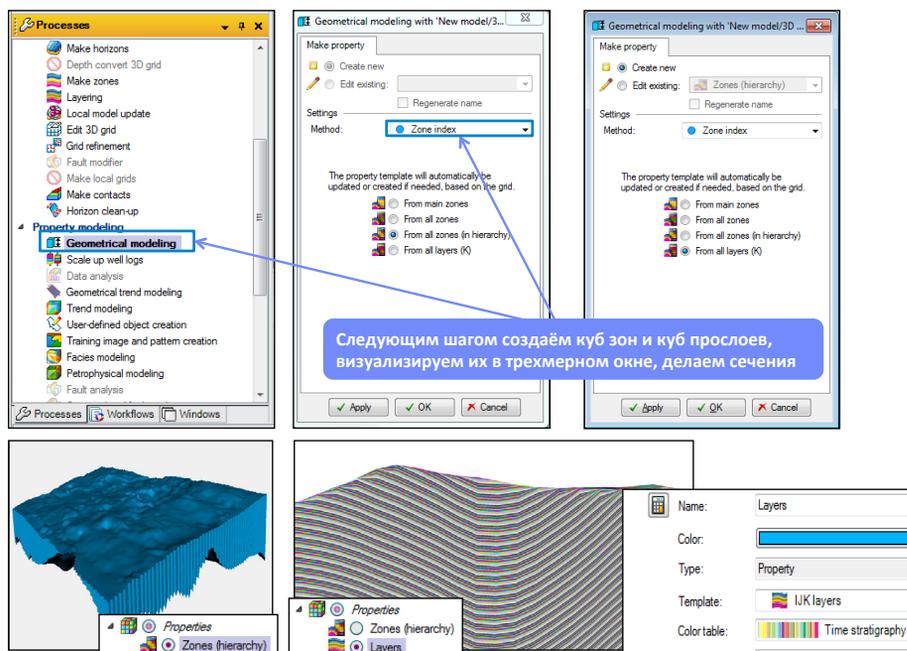
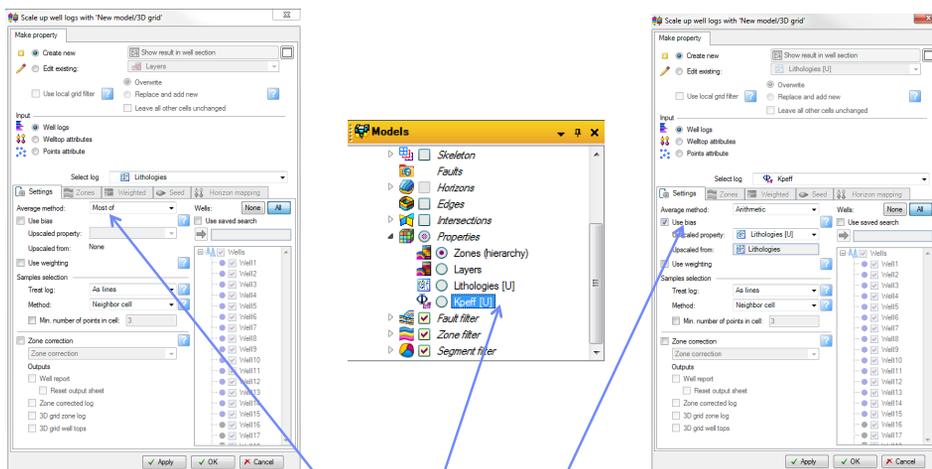


Рис.3.5. Создание куба зон и куба слоев

4. Создание кубов литологии и пористости

Первым шагом перенесем скважинные данные на созданную геологическую сетку.

Откройте процесс **Scale up well logs**, выставите настройки сначала для кривой литологии (рис.4.1) и нажмите кнопку **Apply**, затем выставите настройки для кривой пористости и нажмите кнопку **OK**.



Для кривой литологии в поле Average method выбираем Most of, для пористости – Arithmetic. Для кривой пористости установите флажок Use bias для наиболее репрезентативного значения пористости для данной литологии в текущей ячейке. Проверьте появившееся свойства литологии и пористости в панели Properties нашей геологической модели.

Рис.4.1. Перенос скважинных данных по литологии и пористости на трехмерную сетку геологической модели

Далее перемасштабируем куб акустического импеданса, загруженный нами ранее, который мы будем использовать для определения литофаций по всему объему геологической модели. Откройте процесс **Geometrical modeling** и настройте его, как показано на рис.4.2. Нажмите кнопку **OK**.

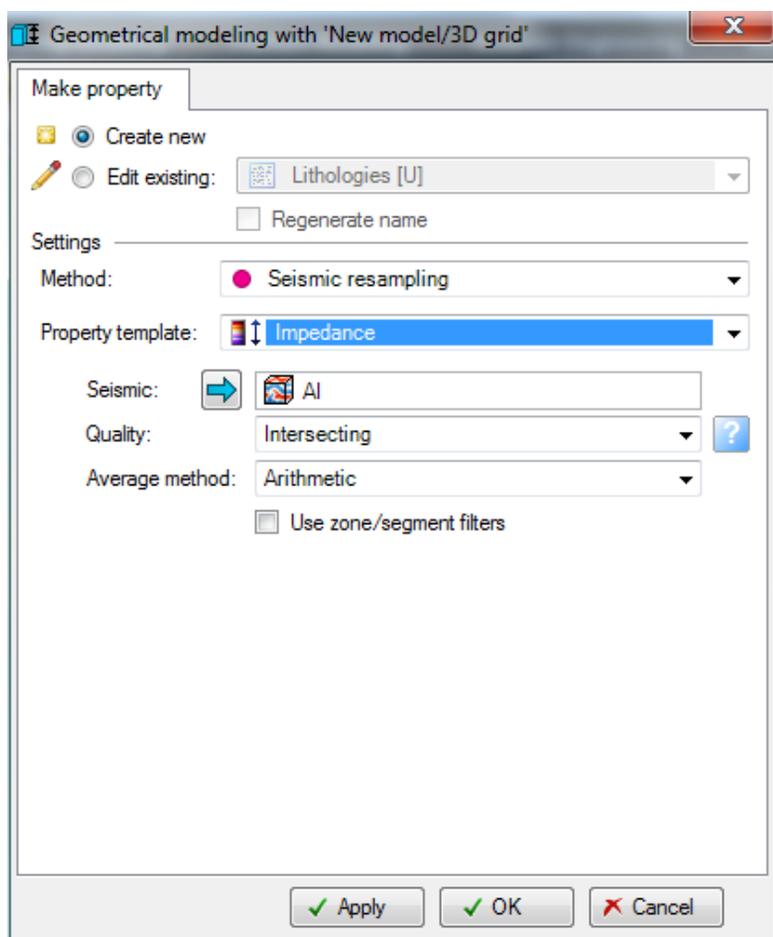
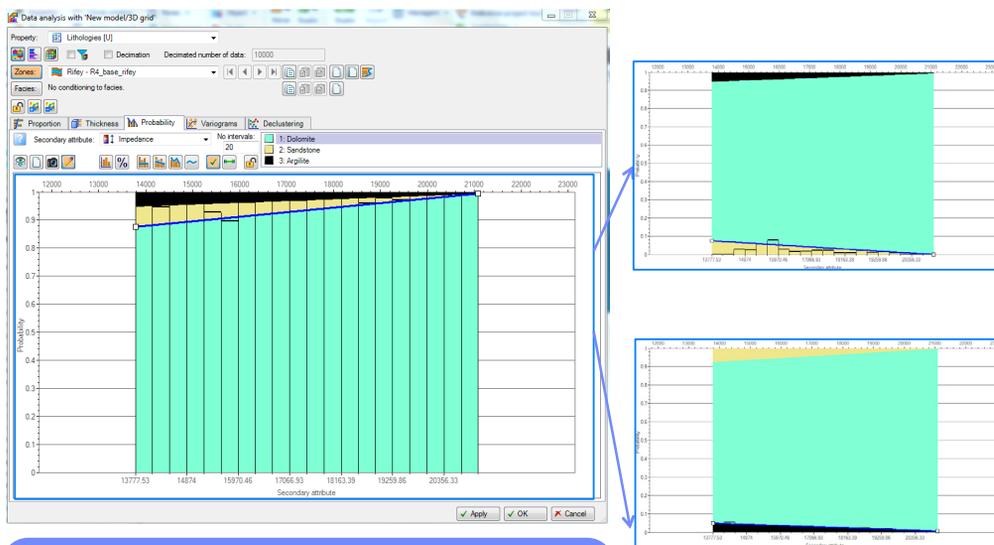


Рис.4.2. Перемасштабирование куба акустического импеданса на трехмерную сетку геологической модели

Прежде чем переходить к последовательному индикаторному моделированию, построим вариограммы для каждой литофации и зададим вероятность наличия той или иной литофации в ячейке в зависимости от значений акустического импеданса.

Откройте процесс **Data Analysis**. Во вкладке **Probability** нажмите на иконку **Fit active/ all curve(s) to a linear regression** . Отредактируйте немного регрессионные кривые для аргиллитов и песчаников, увеличив значение вероятности для низких значений импеданса (рис.4.3).

4. Создание кубов литологии и пористости



Поскольку песчаники и аргиллиты акустически более мягкие горные породы, чем доломит, то предполагается, что вероятность наличия песчаников или аргиллитов будет тем выше, чем ниже значения акустического импеданса, полученного по данным сейсмической инверсии.

Рис.4.3. Зависимость вероятности литофаций от акустического импеданса

4. Создание кубов литологии и пористости

Во вкладке **Variograms** попробуйте самостоятельно подобрать вариограммы для каждой из литофаций или воспользуйтесь готовыми настройками, как показано на *рис.4.4*.

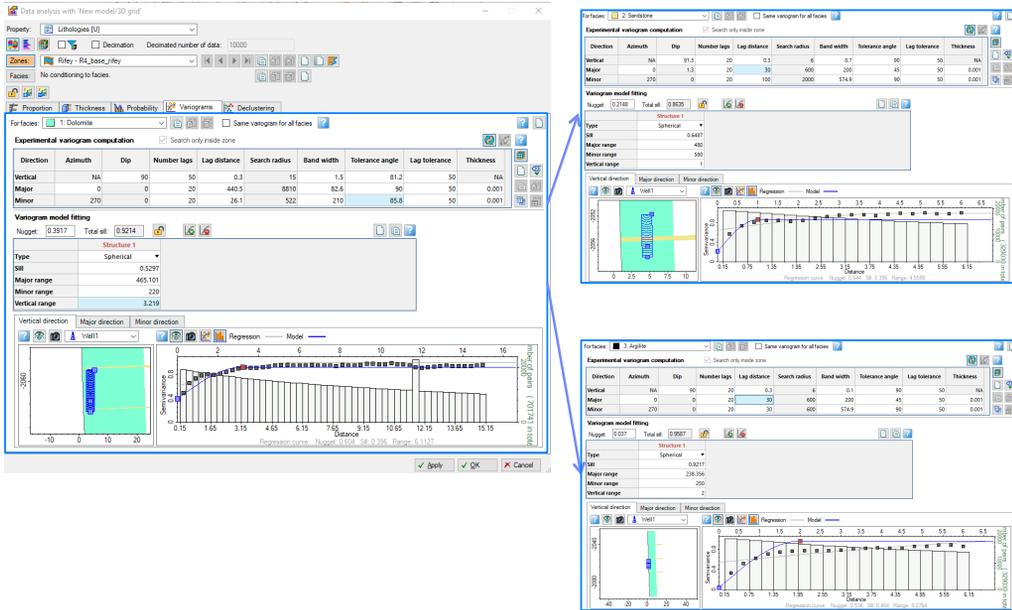


Рис.4.4. Определение вариограмм для каждой из литофаций

Далее откройте процесс **Facies modeling**. Настройте окно, как показано на *рис.4.5*. Нажмите на иконки **Use the variograms from Data Analysis** и **Use the attribute from probability curves from Data Analysis**. Для каждой из литофаций во вкладке **Fraction/Trends** установите флажок **Well data**. Во вкладке **Common** оставьте все настройки по умолчанию.

Как правило, при создании куба литологии рассчитывают несколько реализаций, а затем их осредняют для получения более устойчивого и гладкого распределения литофаций. В нашем случае вся толща практически полностью представлена доломитами, поэтому ограничимся одной реализацией. Нажмите кнопку **ОК**. Расчёт куба литологии может занять некоторое время.

Сохраните проект.

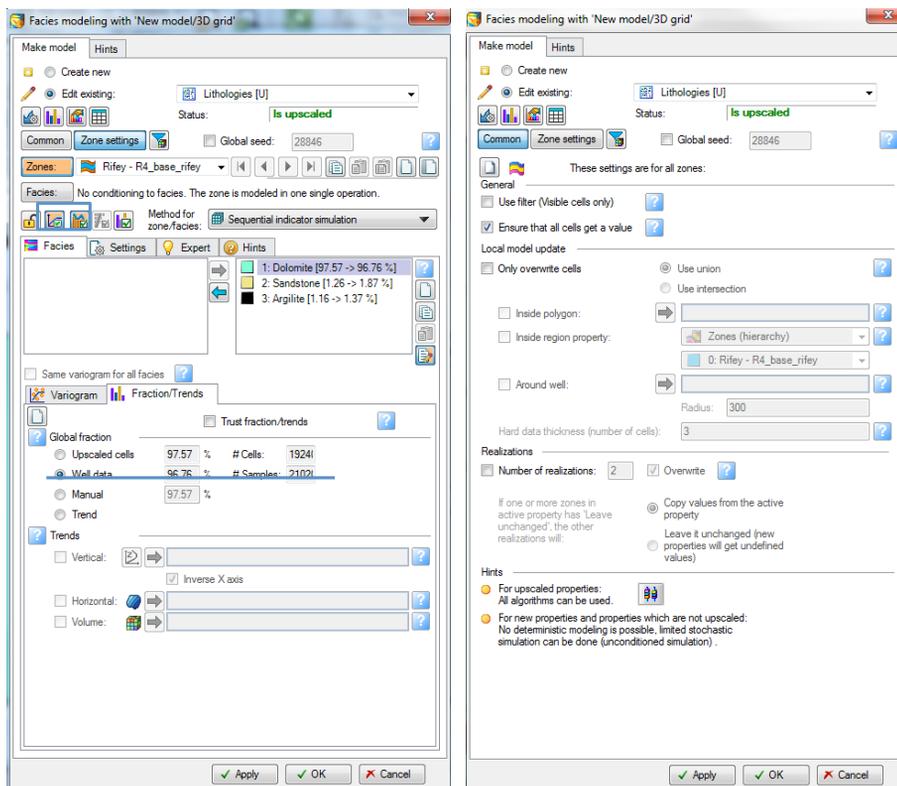


Рис.4.5. Настройки параметров **Facies modeling** для создания куба литологии

Далее перейдем к моделированию пористости. Для начала загрузим прогнозную карту пористости, полученную в результате инверсии сейсмических данных. Нажмите **Ctrl+I** и выберите в папке **2_Surfaces** карту **Kreff_seismic**, тип файла укажите **CPS-3 grid** (рис.4.6).

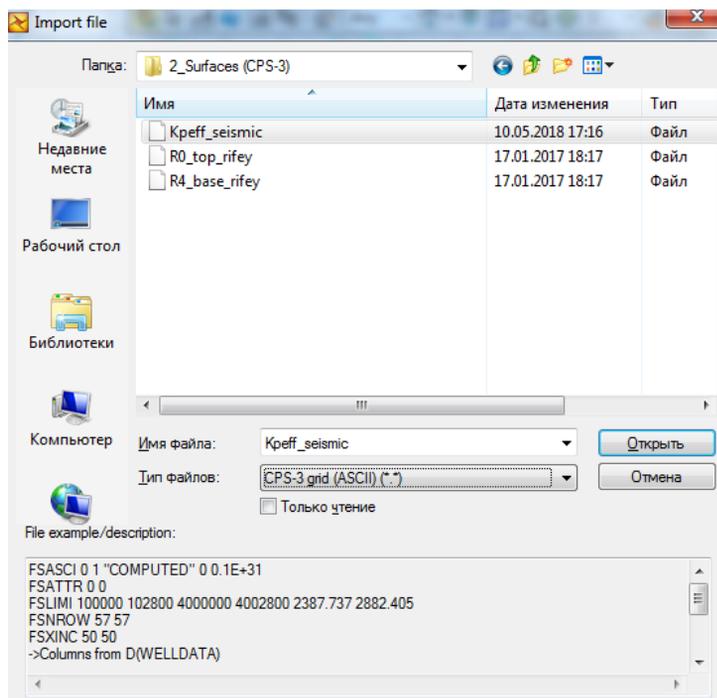


Рис.4.6. Загрузка прогнозной карты пористости

Следующим шагом определим тренд изменения пористости с глубиной. Создайте новое **Function window** (вкладка **Home – Window- Function window**). Отобразите по оси **X – Layers**, по **Y- Kreff**, по **Z- Lithologies**. Далее отфильтруем значения литологии для доломитов, а также пористость от 0 до 0.08, поскольку высокие значения пористости содержат лишь некоторые пропластки, представленные преимущественно песчаниками.

Нажмите быстро два раза ПКМ на папке **Properties** и настройте в закладке **Filters** соответствующие фильтры по значению. Аппроксимируем полученный кросс-плот линейной функцией (рис.4.7). В панели **Input** появится соответствующая функция **Kreff_vs_Layers**.

После создания функции сбросьте все фильтры, нажав **Reset all filters**.

4. Создание кубов литологии и пористости

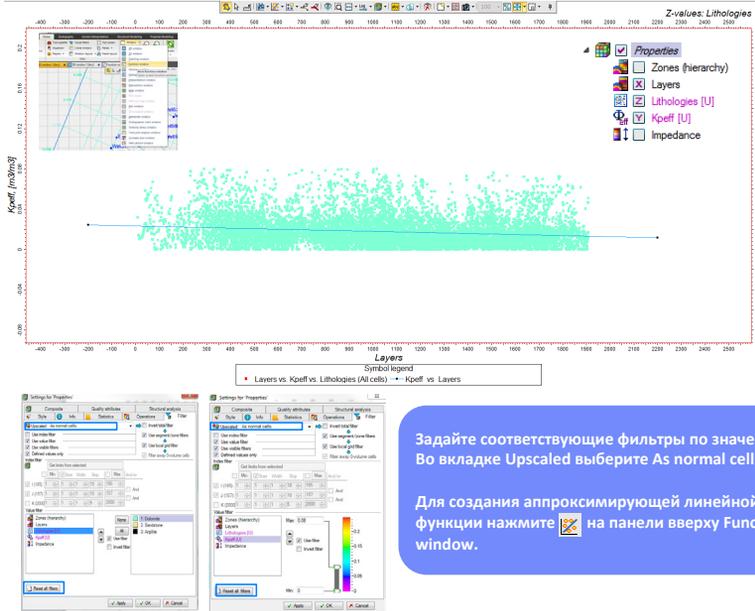
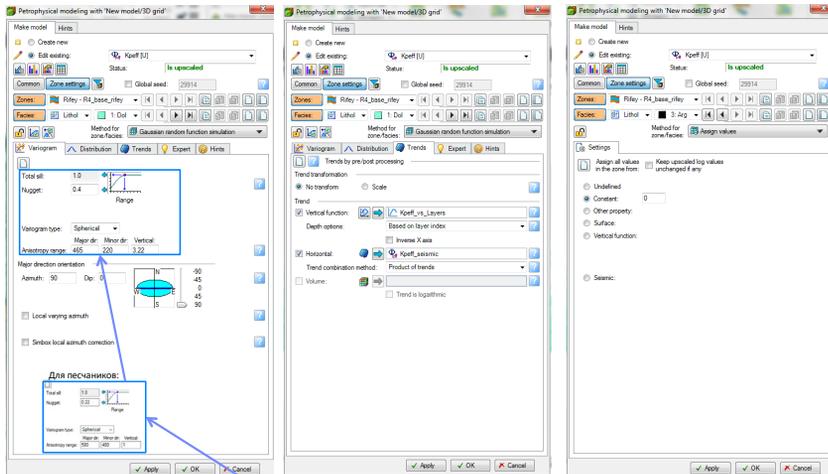


Рис.4.7. Создание тренда изменения пористости с глубиной



Для доломитов и песчаников установите радиус вариограммы по аналогии с кубом литологии. Во всех остальных вкладках оставьте настройки по умолчанию.

Рис.4.8. Настройки Petrophysical modeling для создания куба пористости

Для создания куба пористости откройте процесс **Petrophysical modeling**. Во вкладке **Common** оставьте все без изменений. Установите настройки последовательно для каждой из литофаций, как показано на *рис. 4.8*.

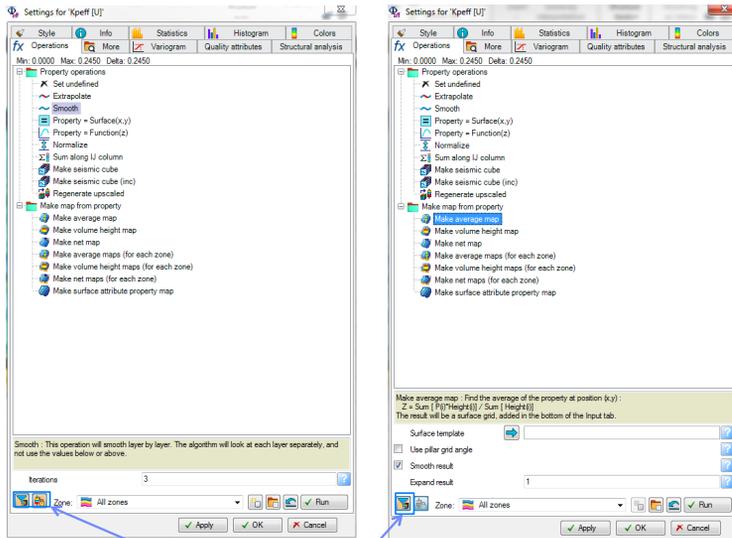
Для доломитов дополнительно во вкладке **Trends** задайте вертикальный и горизонтальный тренды. Во вкладке **Distribution** для пород коллекторов нажмите кнопку **Estimate** в меню **Output data range**, **Distribution method** оставьте **Standard**, а в меню **Distribution** выберите распределение **Normal** и также нажмите кнопку **Estimate**. Для аргиллитов выберите алгоритм **Assign values** и установите значение, равное нулю. Радиус вариограмм будем использовать по аналогии с кубом литологии. Для тренировки можете самостоятельно построить соответствующие вариограммы в процессе **Data Analysis**. Нажмите кнопку **OK**.

Сгладим полученный результат, уменьшив тем самым стохастический шум. Создайте фильтр по коллектору, так же, как мы делали в этой главе фильтр для доломитов, добавив еще ячейки с песчаником. Настройте окно в соответствии с *рис. 4.9* и нажмите кнопку **Run**. Попутно создадим карту средней пористости для нашей модели. В том же окне настроек для свойства пористости нажмите **Make average map**, убедитесь, что фильтр активен и опять нажмите кнопку **Run**. В панели **Input** появилась карта **Average map for Kpeff/All**, настройте для нее палитру в настройках карты и визуализируйте в 2D window. Сравните полученный результат с *рис. 4.10*.

Сохраните проект.

Для визуализации созданных кубов пористости и литологии создадим соответствующие разрезы в **Intersection window**. Нажмите ПКМ на папку **Intersections** во вкладке **Models**, далее **Insert intersection plane**. Созданная линия разреза автоматически отобразится в **2D window**. Создайте новое **Intersection window** и отобразите в нем созданную линию разреза, а также попеременно кубы пористости и литологии. Линию разреза можно редактировать, нажав кнопку **Manipulate plane** . Обратите внимание, что в **Intersection window** разрез в интерактивном режиме отображается по уже отредактированной линии разреза (*рис. 4.11*). Сохраните проект.

4. Создание кубов литологии и пористости



Установите активными иконки для применения фильтра и сохранения значений в исходных (апскейленных) ячейках

Рис.4.9. Настройки для сглаживания куба пористости и создания карты средней пористости

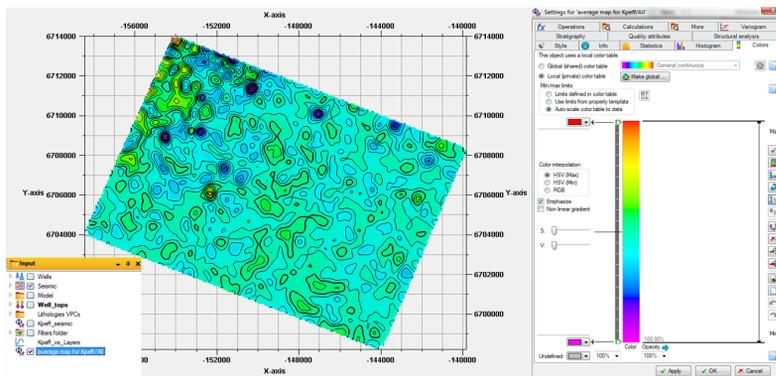


Рис.4.10. Визуализация карты средней пористости

4. Создание кубов литологии и пористости

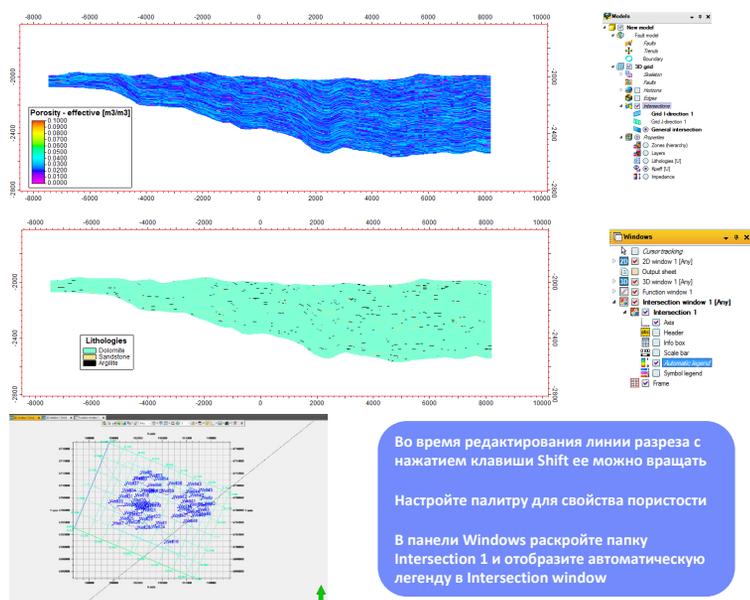


Рис.4.11. Визуализация разрезов кубов пористости и литологии в Intersection window

5. Визуализация данных о трещинах и разделение их на классы

В предыдущей главе мы загрузили результаты интерпретации скважинных микросканеров в виде точечных данных о трещиноватости. Как и другие точечные данные, например, скважинные отбивки, данные о трещинах могут быть визуализированы в табличном виде.

Нажмите ПКМ на **Fractures – spreadsheet** (рис.5.1).

	X	Y	Depth	MD	Well	Dip azimuth	Dip angle
31017	-152349.98	6706088.52	-2046.35	2291.83	Well11	300.77	64.60
31018	-152349.98	6706088.52	-2046.53	2292.01	Well11	296.82	39.98
31019	-152349.98	6706088.52	-2046.57	2292.05	Well11	283.92	40.82
31020	-152349.98	6706088.53	-2047.53	2293.01	Well11	161.01	81.98
31021	-152349.98	6706088.53	-2047.96	2293.44	Well11	224.24	81.44
31022	-152349.98	6706088.53	-2048.04	2293.52	Well11	207.37	78.31
31023	-152249.64	6706938.40	-2040.81	2354.00	Well15	290.00	72.00
31024	-152249.66	6706938.41	-2042.81	2356.00	Well15	330.00	73.00
31025	-152249.67	6706938.42	-2044.81	2358.00	Well15	338.00	70.00
31026	-152249.68	6706938.44	-2046.81	2360.00	Well15	2.00	80.00
31027	-152249.69	6706938.45	-2048.81	2362.00	Well15	98.00	70.00
31028	-152249.71	6706938.46	-2050.81	2364.00	Well15	110.00	61.00
31029	-152249.72	6706938.47	-2052.81	2366.00	Well15	118.00	60.00
31030	-152249.73	6706938.49	-2054.81	2368.00	Well15	212.00	53.00
15593	-150172.16	6707826.14	-1992.50	2745.83	Well17	320.90	86.42
15594	-150172.31	6707826.36	-1992.63	2746.12	Well17	313.84	88.28
15595	-150172.90	6707827.27	-1993.17	2747.33	Well17	323.93	88.37
15596	-150173.18	6707827.70	-1993.42	2747.90	Well17	323.53	67.36
15597	-150175.55	6707831.35	-1995.52	2752.73	Well17	307.38	63.27
15598	-150175.93	6707831.95	-1995.86	2753.52	Well17	282.45	66.33
15599	-150176.28	6707832.49	-1996.16	2754.23	Well17	81.08	54.31
15600	-150176.55	6707832.91	-1996.40	2754.79	Well17	309.90	64.82
15601	-150176.61	6707833.00	-1996.45	2754.90	Well17	313.67	69.08
15602	-150179.23	6707837.14	-1998.71	2760.30	Well17	323.67	82.57
15603	-150179.29	6707837.23	-1998.76	2760.42	Well17	319.60	82.87
15604	-150179.44	6707837.47	-1998.89	2760.73	Well17	327.38	77.75
15605	-150180.06	6707838.44	-1999.41	2762.00	Well17	234.31	75.74
15606	-150180.53	6707839.18	-1999.80	2762.96	Well17	183.40	78.81
15607	-150180.59	6707839.27	-1999.85	2763.07	Well17	12.92	72.74
15608	-150181.16	6707840.16	-2000.32	2764.23	Well17	334.18	81.71
15609	-150181.64	6707840.92	-2000.72	2765.22	Well17	331.41	64.27
15610	-150181.75	6707841.09	-2000.81	2765.44	Well17	316.73	88.16
15611	-150181.83	6707841.21	-2000.87	2765.59	Well17	303.92	85.30
15612	-150182.35	6707842.03	-2001.30	2766.65	Well17	325.15	77.27
15613	-150182.86	6707842.82	-2001.72	2767.68	Well17	56.60	84.56
15614	-150183.23	6707843.41	-2002.02	2768.44	Well17	335.34	65.65
15615	-150183.31	6707843.54	-2002.09	2768.61	Well17	321.14	60.42
15616	-150184.15	6707844.84	-2002.76	2770.30	Well17	249.09	87.56
15617	-150185.24	6707846.54	-2003.63	2772.50	Well17	173.89	57.16

Рис.5.1. Данные о трещинах в табличном виде

В **Well section window** данные о трещинах могут быть визуализированы с помощью **Tadpole track** и **Polar frequency plot track**.

Для этого создайте новое окно **Well section window** и визуализируйте скважины well 22 и well 35.

Откройте настройки шаблона визуализации (**Template settings**) скважинных данных нажатием горячей клавиши «Т» на клавиатуре или соответствующей иконки на рабочей панели сверху окна. Настройте шаблон, как показано на *рис.5.2*. В настройках для **Polar frequency plot track** во вкладке **style** выберите цвет **as distribution frequency** и установите флажок **strike presentation**, а во вкладке **Intervals** выберите **From well tops**. Настройки **Tadpole track** оставьте по умолчанию.

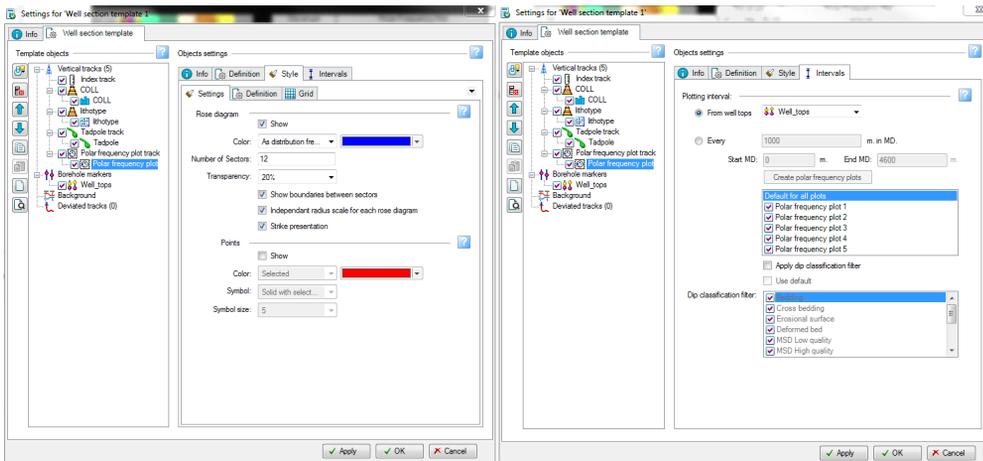


Рис.5.2. Настройка well section template

Опция **strike presentation** позволяет показать на розах-диаграммах направление простирания трещин. Сравните полученный результат с *рис.5.3*.

Для построения роз-диаграмм по всему массиву скважинных данных используйте **Stereonet window**.

Создайте новое окно **Stereonet window** и отобразите в нем данные о трещинах **Fractures**. В настройках для **Fracture** во вкладке **style** в подвкладке **Common** установите **color - as attribute, size - 2**. В подвкладке **Stereonet** поставьте галочку **Rose diagram show** (*рис.5.4*).

5. Визуализация данных о трещинах и разделение их на классы

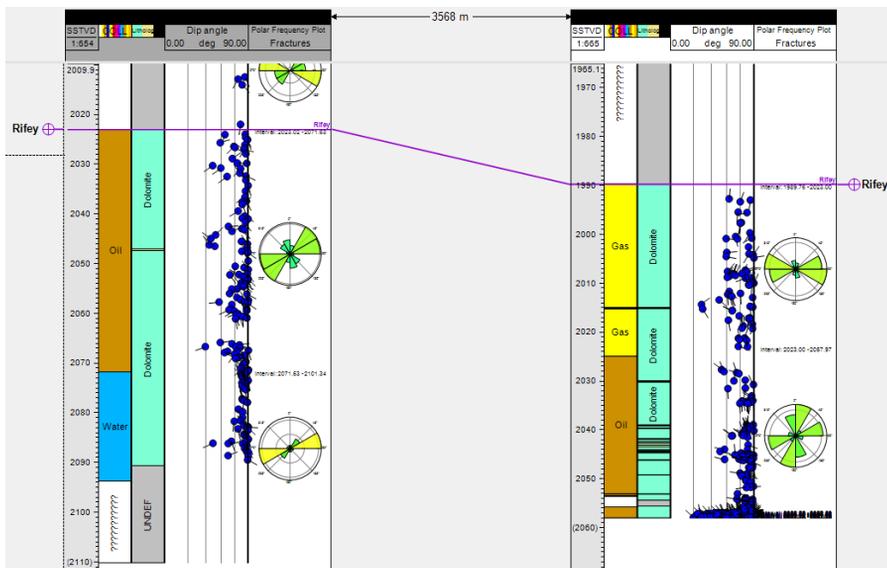


Рис.5.3. Визуализация данных о трещинах в Well section window

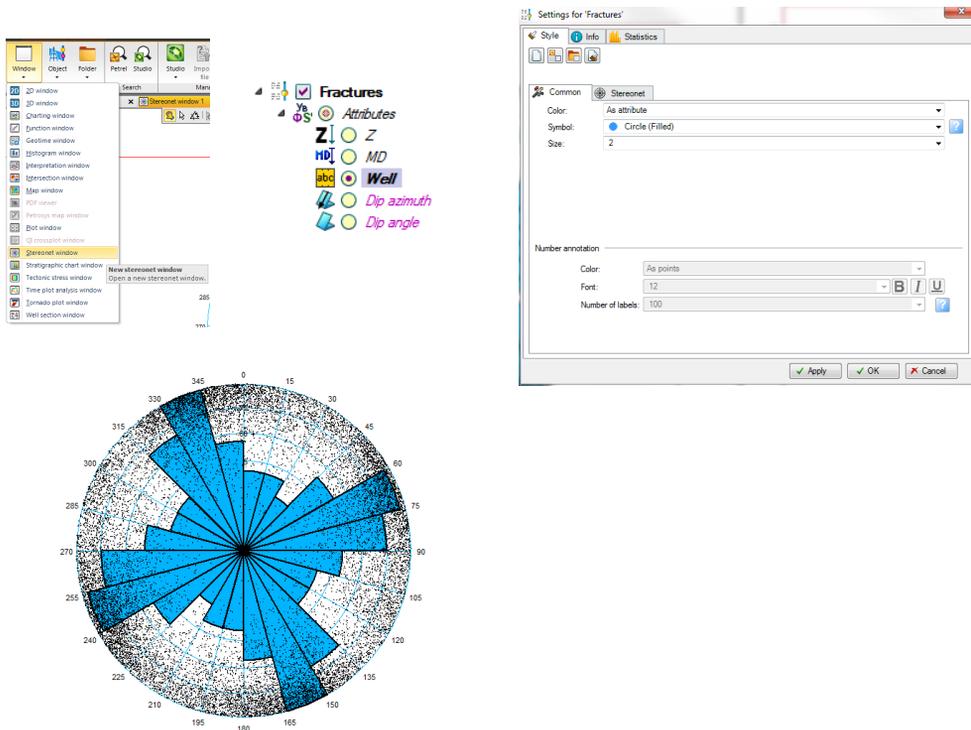


Рис.5.4. Визуализация данных о трещинах в Stereonet window

На розе-диаграмме азимутов простираения трещин (рис.5.4), выделенных по ГИС, отчетливо можно выделить два направления трещиноватости. Разделим данные по трещинам на классы исходя из азимута простираения трещин:

1. Создайте новый атрибут трещин дискретного типа и назовите его Frac_Set, установив соответствующий шаблон и палитру (рис.5.5).
2. Нажмите ПКМ на Frac_Set, далее **Create filter**.
3. В окне **Stereonet window** щелкните пиктограмму **Select using freehand draw**, в интерактивном режиме выделите первый класс трещин, как показано на рис.5.5.
4. Далее нажмите ПКМ на созданный фильтр и **Assign a new value to the filtered points**.
5. Аналогичным образом выделите второй класс. Сделайте атрибут Frac_Set активным в **Stereonet window**. Сравните полученный результат с рис.5.5.

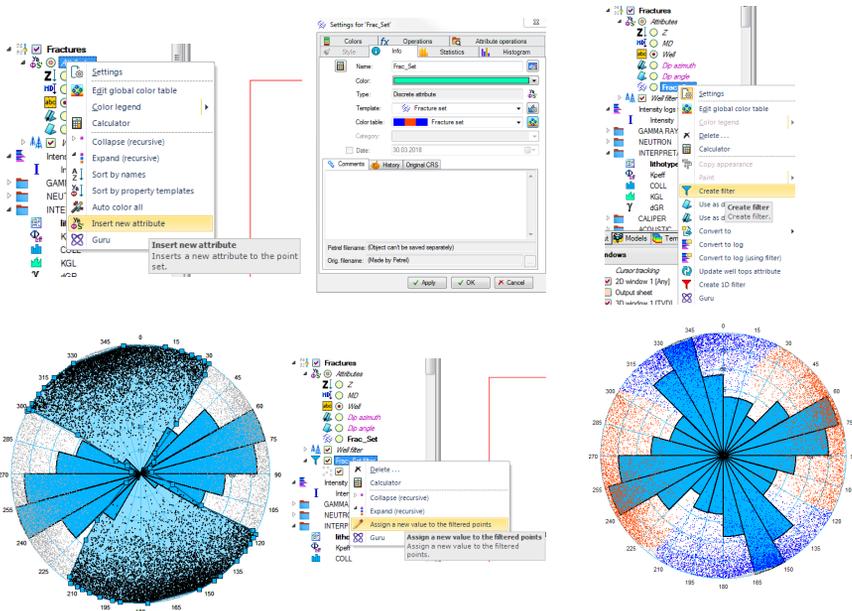


Рис.5.5. Разделение трещин на классы интерактивным способом

Также можно разделить трещины на классы с помощью калькулятора:

- Нажмите ПКМ на Fractures далее Calculator
- Скопируйте в калькулятор следующее выражение:
$$\text{Frac_Set} = \text{if}((\text{Dip_azimuth} > 30 \text{ And } \text{Dip_azimuth} < 120) \text{ Or } (\text{Dip_azimuth} > 210 \text{ And } \text{Dip_azimuth} < 300), 1, 2)$$

Визуализируйте полученный результат в **Stereonet window** и сравните с *рис.5.6*.

Сохраните рабочий проект.

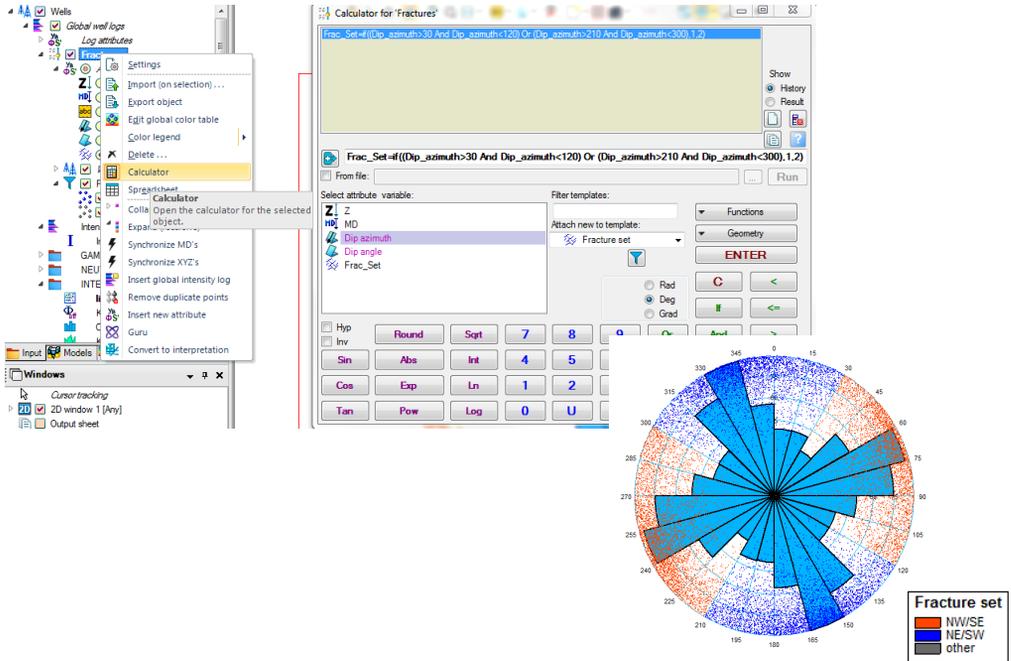


Рис.5.6. Разделение трещин на классы с помощью калькулятора

6. Создание куба интенсивности трещин

Расчет кривых интенсивности трещин по точечным данным в скважинах, а затем моделирование куба интенсивности (густоты) трещин является важнейшим этапом при создании геологической 3D-модели месторождения с трещинным коллектором. При создании трехмерной геологической модели крайне важно в каждой точке рассматриваемого пространства рассчитать параметр объемной интенсивности (P_{32}), определяющий площадь трещин, приходящуюся на единицу объема (рис.6.1).

Размерность измеряемой величины				
0	1	2	3	
P_{00}				0
P_{10}	P_{10}			1
P_{20}	P_{21}	P_{22}		2
P_{30}	P_{31}	P_{32}	P_{33}	3

Размерность пространства, в котором производятся измерения

линейная плотность трещин P_{10} - число пересекаемых трещин на метр
 площадьная плотность трещин P_{21} - суммарная длина трещин на метр квадратный
 объемная плотность трещин (густота) P_{32} - суммарная площадь трещин на метр кубический

Рис.6.1. Классификация интенсивности трещин

Интенсивность в **Petrel** рассчитывается как производная от суммарного каротажа:

$$\text{intensity}(\text{md}) = (\text{cumulative}(\text{md} + \text{w}/2) - \text{cumulative}(\text{md} - \text{w}/2)) / \text{w},$$

где w – длина скользящего окна вдоль ствола скважины, а **cumulative** - суммарный каротаж (суммарное количество трещин вдоль ствола

скважины до текущего значения MD). Длина скользящего окна определяет степень детальности рассчитываемого каротажа интенсивности и зависит, как правило, от литологических ритмов, расстояния между наблюдаемыми трещинами.

Анализ кривой суммарного каротажа может показать наличие тех или иных зон, различных по своим механическим свойствам.

В **Petrel** рассчитать каротаж интенсивности можно нажатием ПКМ на точечные данные о трещинах, далее **Insert global intensity logs**. В настройках необходимо указать тип рассчитываемой кривой, желаемый шаг дискретизации, а также длину скользящего окна. При выключенной опции **Correct for borehole deviation** будет рассчитана обычная кривая интенсивности P_{10} , с включенной опцией рассчитывается сначала кривая P_{10} , однако она будет умножена на соответствующие весовые коэффициенты, определяемые отношением ствола скважины и трещины в пространстве (суммарный каротаж при включенной опции также умножается на весовые коэффициенты). Данная кривая в **Petrel** классифицируется как P_{10c} и может быть сопоставлена с кривой P_{32} с некоторыми допущениями.

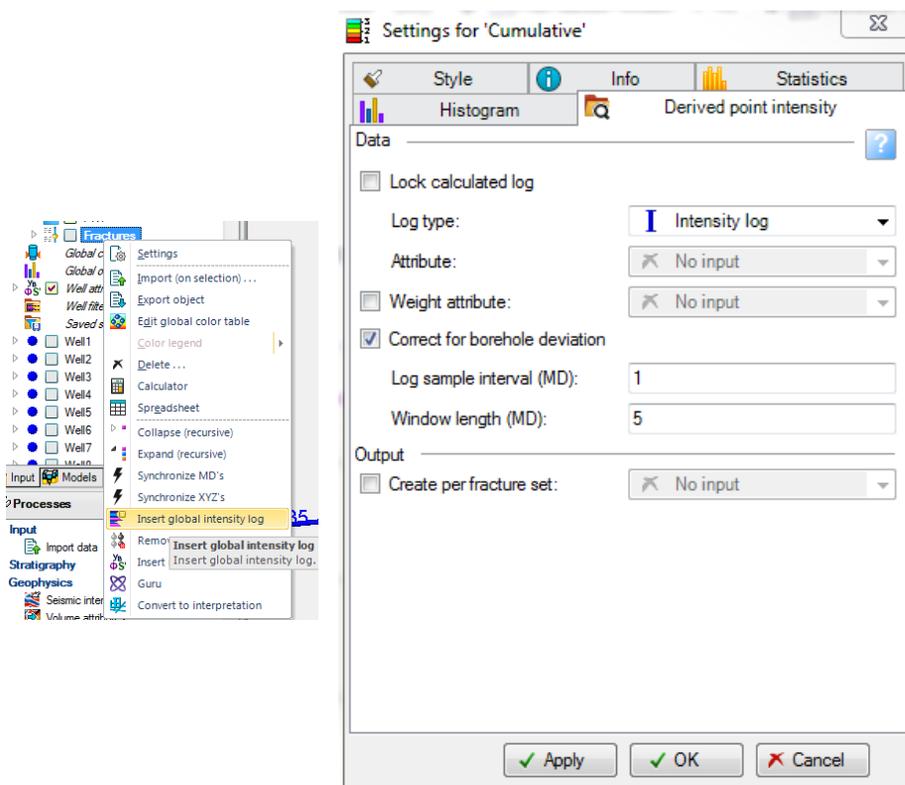


Рис.6.2. Настройки для суммарного каротажа и интенсивности

В качестве тренировки попробуйте рассчитать каротажи интенсивности и суммарные каротажи с учетом поправки за инклинометрию в скважинах и без учета (рис.6.2). По суммарному каротажу можно провести предварительный анализ, выделив зоны механических свойств пород на качественном уровне. Визуализируйте рассчитанные каротажи в **Well section window** и сравните полученный результат (рис.6.3).

6. Создание куба интенсивности трещин

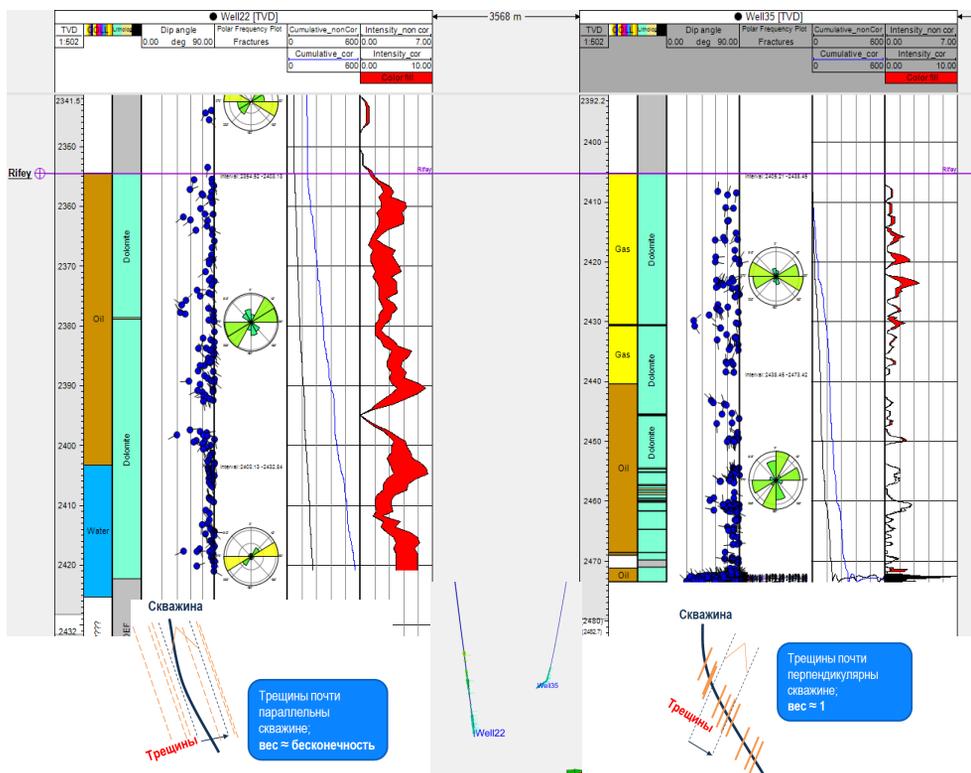


Рис.6.3. Сравнение картографий интенсивности P_{10} и P_{10c}

Обратите внимание, что в вертикальной скважине №22 значения интенсивностей с поправкой за траекторию и без учета отличаются более, чем в три раза, а в скважине №35 менее чем в два раза, причем разница становится минимальной при резком увеличении угла отхода ствола скважины от вертикали. Данный факт легко объясним углом падения трещин (рис.6.4) - вертикальные скважины практически параллельны направлению трещиноватости.

Здесь мы не будем разбивать моделируемый интервал на дополнительные зоны механических свойств, а каротажи интенсивности будем рассчитывать в модуле **Estimate fracture density**.

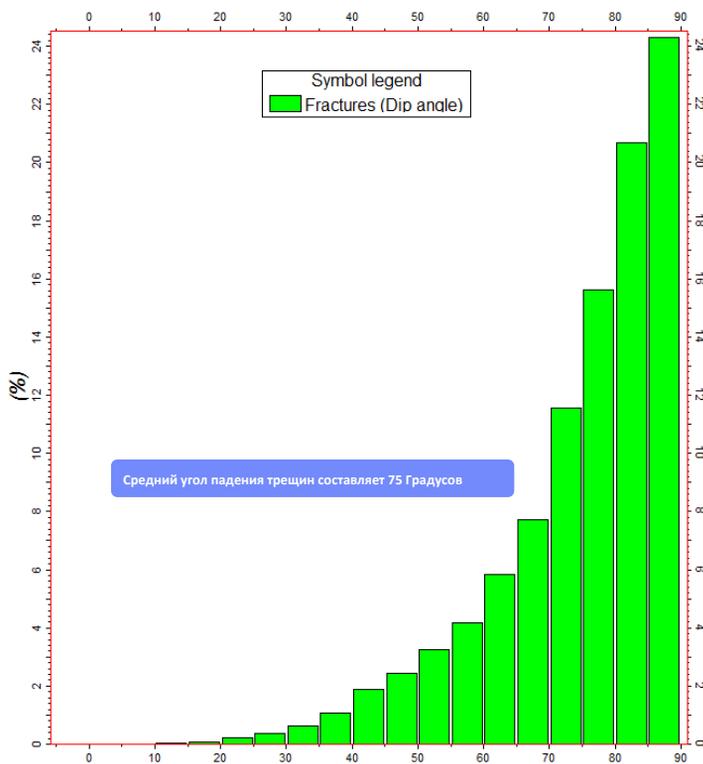


Рис.6.4. Гистограмма угла падения трещин

Данный модуль сразу рассчитывает кривые P_{32} и позволяет оценить их неопределённость, а также позволяет рассчитывать кривые в каждой моделируемой зоне отдельно, не внося дополнительных искажений. Дополнительно можно задать интерпретируемые интервалы скважинных микросканеров, что позволяет отделить зоны с нулевой интенсивностью от непроинтерпретированных зон.

Откройте процесс **Estimate fracture density** и настройте окно, как показано на *рис.6.5*. В качестве каротажа, соответствующего проинтерпретированным интервалам, будем использовать кривую MD, созданную из атрибутов трещин. Раскройте папку **Attributes** во **Fractures** и нажмите ПКМ на атрибут MD, далее - **convert to log**.

6. Создание куба интенсивности трещин

В папке **Global well logs** должен появиться каротаж с именем MD (Fractures), который в непроинтерпретированных интервалах имеет неопределённые (undefined) значения. Визуализируйте полученные каротажи в **Well section window** (рис.6.6).

The image displays the 'Estimate fracture density' workflow in a software interface. It includes a 'Processes' panel on the left, a main workflow window with 'Parameters' and 'Output' tabs, and a 'Data analysis' window showing a histogram of fracture intensity.

Annotations in blue boxes provide instructions:

- Выберите точечные данные о трещинах (Select point data about fractures)
- Каротаж, соответствующий проинтерпретированным интервалам данных микросканеров (Logarithm corresponding to interpreted intervals of microscanner data)
- Расчитаем кривые интенсивности согласно выделенным ранее классам трещин (Calculate intensity curves according to previously selected fracture classes)
- Границы механических зон соответствуют границам модели (Mechanical zone boundaries correspond to model boundaries)
- Отключаем все опции во вкладке Output, так как неопределённость мы оценивать не будем (Disable all options in the Output tab, as we will not evaluate uncertainty)
- Скользящее окно оценим как треть от средней мощности пропластка трещиноватых пород, таким образом выбранной детальности будет достаточно, чтобы уловить изменение интенсивности в этом пропластке (Sliding window will be evaluated as one-third of the average thickness of fractured rock, so the selected detail will be sufficient to capture intensity changes in this layer)

Thickness (m)	Frequency
0-5	15
5-10	10
10-15	5
15-20	3
20-25	2
25-30	1
30-35	1
35-40	1
40-45	1
45-50	1
50-55	1
55-60	1
60-65	1
65-70	1
70-75	1
75-80	1
80-85	1
85-90	1
90-95	1
95-100	1
100-105	1
105-110	1
110-115	1
115-120	1
120-125	1
125-130	1
130-135	1
135-140	1
140-145	1
145-150	1
150-155	1
155-160	1
160-165	1
165-170	1
170-175	1
175-180	1
180-185	1
185-190	1
190-195	1
195-200	1
200-205	1
205-210	1
210-215	1
215-220	1
220-225	1
225-230	1
230-235	1
235-240	1
240-245	1
245-250	1

Рис.6.5. Настройки процесса Estimate fracture density

6. Создание куба интенсивности трещин

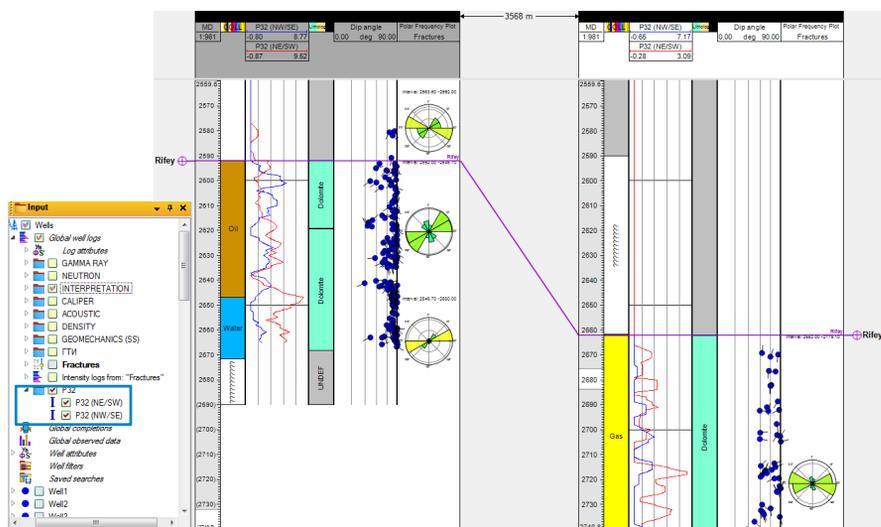


Рис.6.6. Кривые интенсивности P_{32}

На следующем этапе нам необходимо смоделировать кубы интенсивности для каждого класса и типа трещин отдельно. Для начала осредним рассчитанные каротажи на геологическую сетку нашей модели по аналогии с кубами пористости и литологии. Запустите процесс **Scale up well logs** и последовательно осредните каждый из созданных каротажей интенсивности с идентичными настройками, как показано на рис.6.7.

В качестве метода осреднения выберем **Harmonic mean**, поскольку метод работает со свойствами с логнормальными распределениями, а также часто применяется для однородных слоев в вертикальном направлении относительно напластования, что характерно для субвертикальных трещин изучаемого нами месторождения.

Сохраните рабочий проект.

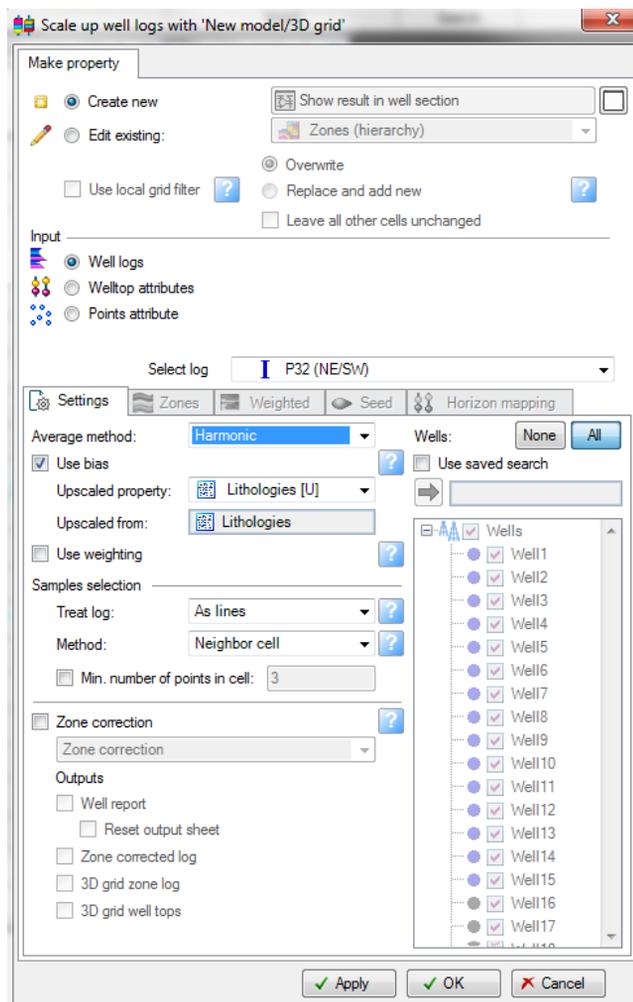


Рис.6.7. Настройки процесса Scale up well logs для осреднения каротажей интенсивности

Далее создадим трендовые кубы для свойств интенсивности двух классов трещин.

Возможно, что используемой вами лицензии **Petrel** модуль **Automatic fault extraction** недоступен. В этом случае импортируйте полигоны NESW_top и NWSE_top из папки Data/1_Polygons (CPS-3), выбрав формат загрузки cps-3 lines. Переходите далее к процессу **Geometrical modeling** (рис.6.12).

Запустите процесс **Automatic fault extraction**. В качестве входных данных укажите куб Ant tracking, загруженный нами в самом начале. Выберете набор настроек **Normal confidence** (рис.6.8). В панели **Input** должна появиться папка **Fault patch folder**. Визуализируйте в 3D-окне патч поверхностей нарушений, извлеченный из сейсмического атрибута. Откройте настройки патчей нарушений и во вкладке Operation в качестве верхнего и нижнего пределов укажите кровлю и подошву моделируемого интервала из папки **Model**.

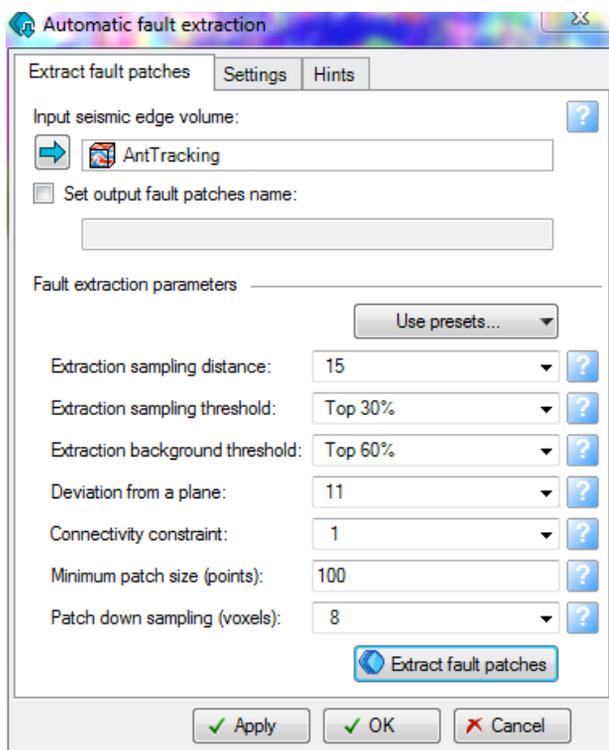


Рис.6.8. Настройки процесса Automatic fault extraction

Нажатием кнопки **Cut** оставим только поверхности в изучаемом интервале разреза (рис.6.9). Откройте **Stereonet window** и отобразите в нем патчи нарушений, сравните ориентацию «нарушений», выделенных по сейсмическому атрибуту (рис.6.9), со скважинными данными о трещинах (см. рис.5.6).

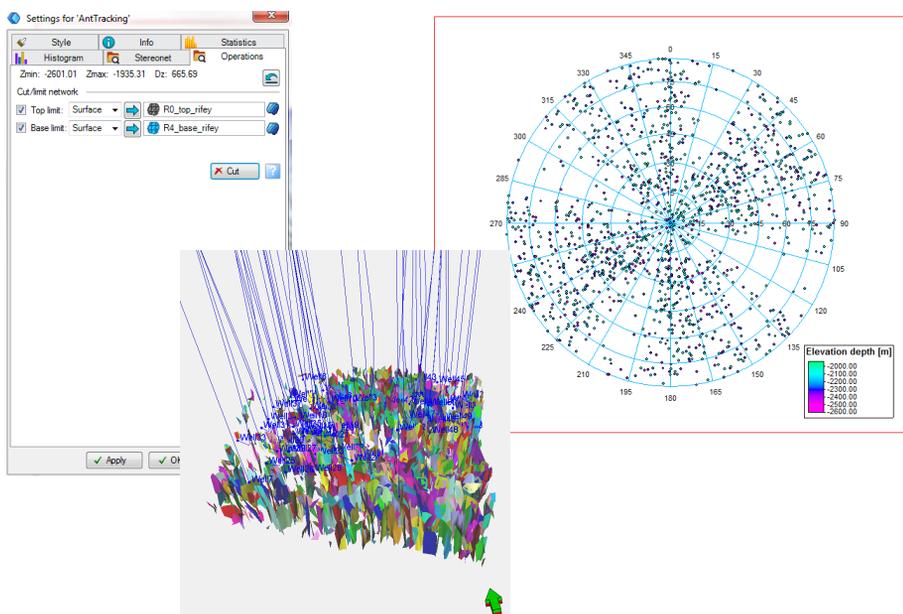


Рис.6.9. Поверхности «нарушений», извлеченные из атрибута Ant tracking

Создайте два новых набора патчей нарушений. Откройте настройки патчей Ant tracking. Во вкладке **Histogram** отфильтруем мелкие нарушения по атрибуту **Surface Area** (выделенные розовым столбцы гистограммы отключают соответствующие нарушения из рассмотрения), а во вкладке **Stereonet** отфильтруем патчи нарушений по азимуту (аналогичным образом отключаются из рассмотрения сектора сетки, выделенные серым). Для фильтрации патчей нарушений необходимо нажать ЛКМ непосредственно на столб гистограммы или на сектор круговой диаграммы и нажать кнопку **Apply**. Результат фильтрации можно сразу увидеть в 3D-окне.

Далее нажмите ПКМ на наборе **Ant tracking**, нажмите *select all fault patches* и *copy selected fault patches*. Вставьте скопированные патчи нарушений в созданный новый набор **Fault Patches 1** (ПКМ – *paste fault patches*). Аналогичным образом вставьте патчи, отфильтрованные во вкладке **Stereonet** с противоположным азимутом падения, в новый набор **Fault Patches 2** (рис.6.10). Переименуйте новые патчи согласно направлениям простирания трещин в NWSE и NESW соответственно. Убедитесь, что в настройках каждой из патчей (кликнете два раза ЛКМ на набор нарушений) установлен template **Elevation depth**.

6. Создание куба интенсивности трещин

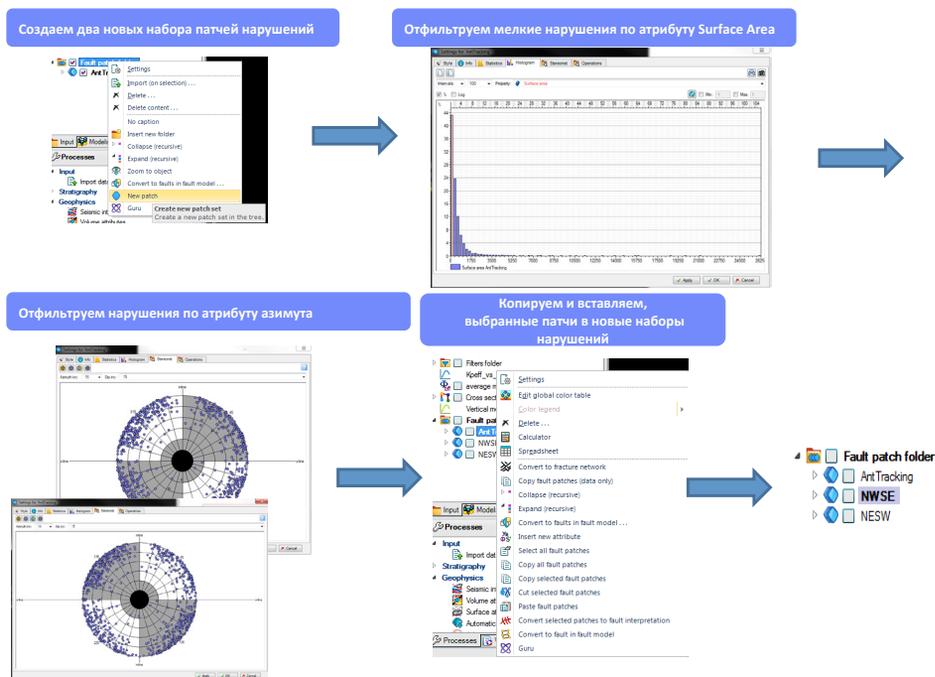


Рис.6.10. Создание двух наборов нарушений, соответствующих выделенным классам трещин

Нажмите ПКМ на набор патчей NWSE (рис.6.11), нажмите **select all fault patches (1)** и **convert to fault in fault model (2)**. Во вкладке Models в папке Fault model нажмите ПКМ на **Faults**, далее **convert to faults polygons (3)** и **delete content (4)**. Переименуйте папку с полигонами в NWSE. Повторите аналогичные действия с набором патчей NESW. В результате получено два набора полигонов нарушений, соответствующих выделенным направлениям трещиноватости. В нашем случае трещины субвертикальные, поэтому нет принципиальной разницы, какой набор полигонов будет использован (top, mid или base). Однако в иных случаях может быть корректнее использовать mid-линию, более точно соответствующую непосредственно пласту.

Запустите процесс **Geometrical modeling (рис.6.12)** и создайте для каждого из наборов полигонов нарушений, соответствующих кровле моделируемого интервала, свойства **Distance to object**, а также перенесите на геологическую сетку сейсмический куб рассеянных волн PERV по аналогии с акустическим импедансом в (см. глава 4, рис.4.2).

6. Создание куба интенсивности трещин

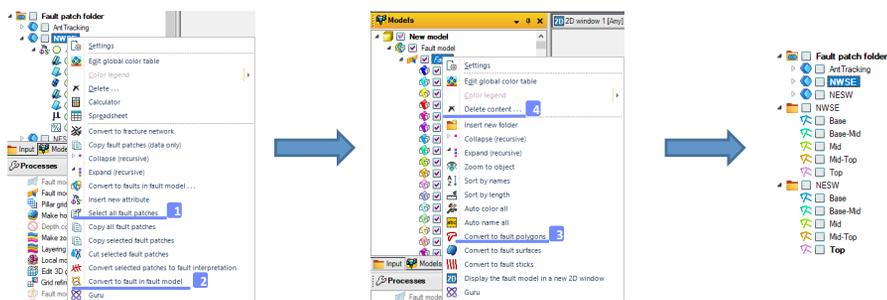


Рис.6.11. Создание двух наборов полигонов нарушений, соответствующих выделенным классам трещин

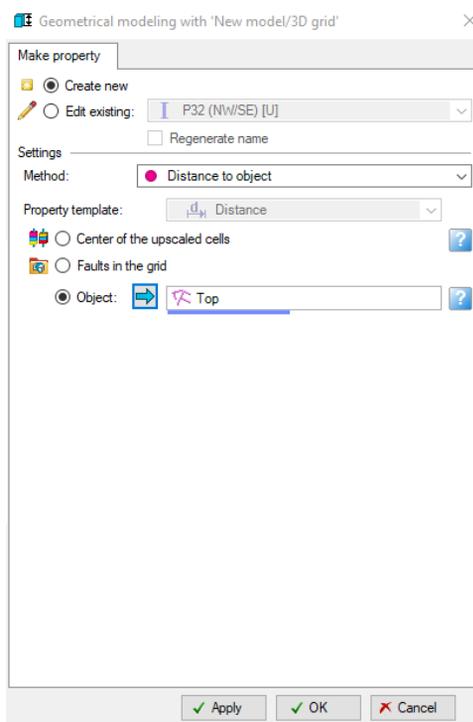


Рис.6.12. Создание кубов расстояний до наборов полигонов нарушений, соответствующих выделенным классам трещин

6. Создание куба интенсивности трещин

Запустите процесс **Trend modeling** с настройками для каждого свойства интенсивности трещин (рис.6.13). Данный процесс позволяет создать трендовый куб путем линейной комбинации из подаваемых на вход свойств. В нашем случае интенсивность трещиноватости прямо пропорциональна амплитудам рассеянных волн, а также обратно пропорциональна от расстояния до выделенных нарушений по сейсмическому атрибуту **Ant tracking**.

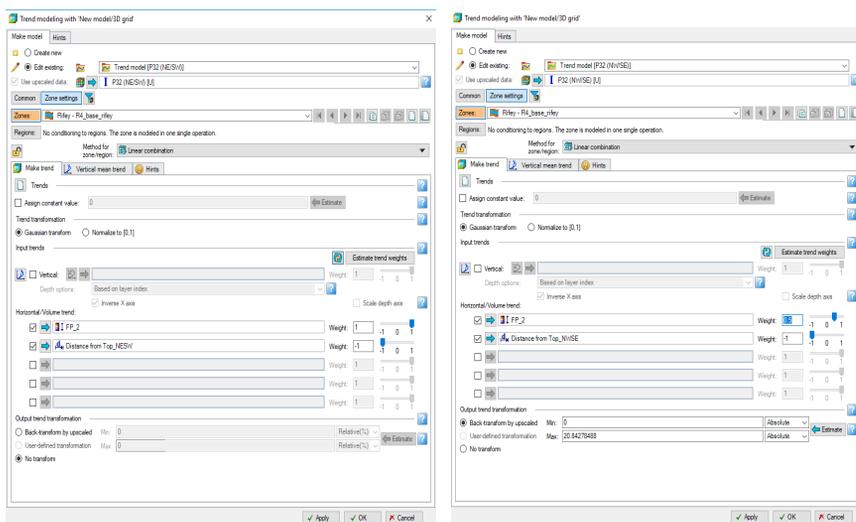


Рис.6.13. Создание трендовых кубов для свойств интенсивности

Обратите внимание, что вес для куба рассеянных волн при моделировании тренда для интенсивности трещин P_{32} (NW/SE) равен 0.5. Дело в том, что для данного направления трещиноватости коэффициент корреляции между амплитудой рассеянных волн и интенсивностью в два раза ниже, чем между интенсивностью и расстоянием до выделенных нарушений. Для интенсивности трещин P_{32} (NE/SW) коэффициенты корреляции сопоставимы. Данный факт можно объяснить более низкими значениями интенсивности для трещин северо-запад-юго-восточного простирания, соответственно, они менее явно могут проявляться в поле рассеянных волн.

Таким образом, мы создали два трендовых куба.

Сохраните рабочий проект.

6. Создание куба интенсивности трещин

Далее будем моделировать кубы интенсивности для каждого класса трещин. Для начала оценим значения интенсивности трещиноватости для песчаников. Для этого нужно настроить фильтры, как показано на *рис.6.14*. При моделировании кубов интенсивности будем использовать стохастическое моделирование для литофации доломитов, константу среднего значения в точках скважин – для песчаников, константу, равную нулю – для аргиллитов.

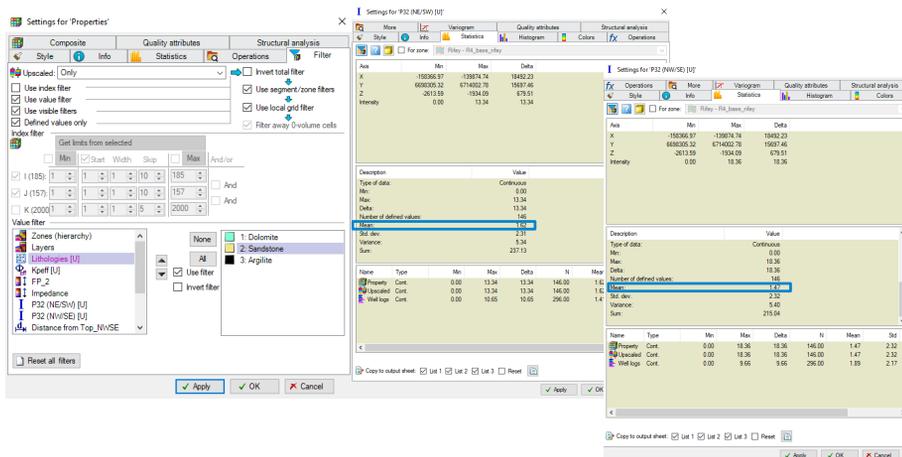


Рис.6.14. Определение среднего значения интенсивности трещиноватости для песчаников

Запустите процесс **Petrophysical modeling** с настройками так, как это показано на *рис.6.15*. Радиус вариограммы можете оценить самостоятельно, воспользовавшись **Data analysis**, как мы делали ранее, или же воспользуйтесь предложенными значениями. Для литофаций песчаников и аргиллитов выберите метод **Assign values** и установите соответствующие значения (среднее – для песчаников, ноль – для аргиллитов). Отобразите в 3D-окне смоделированный куб. Полученный результат можно немного сгладить (*рис.6.16*).

Смоделируйте аналогичным образом куб интенсивности для второго класса трещин.

Сохраните рабочий проект.

6. Создание куба интенсивности трещин

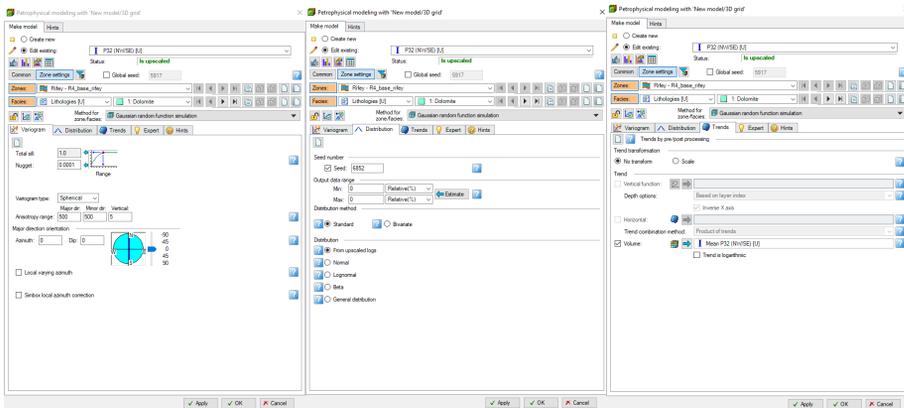


Рис.6.15. Настройки Petrophysical modeling для создания куба интенсивности

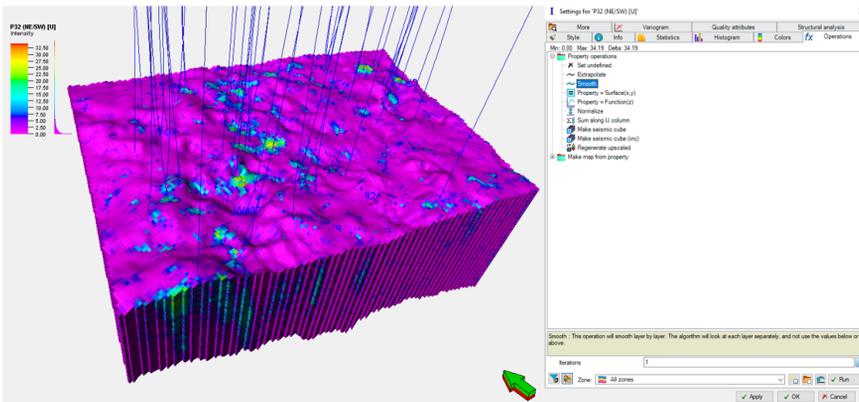


Рис.6.16. Финальный куб интенсивности трещин северо-восток - юго-западного простирания и настройки сглаживания

7. Создание дискретной сети трещин

При построении модели сети трещин будем использовать стохастический подход, при котором необходимо статистически описать основные параметры трещиноватости. Такие параметры, как ориентация трещин и их интенсивность, мы уже определили по скважинным данным. Геометрические параметры трещин – длина (протяженность) трещин и апертура (раскрытость) – являются при моделировании наиболее неопределёнными и, как правило, требуют привлечения дополнительных материалов.

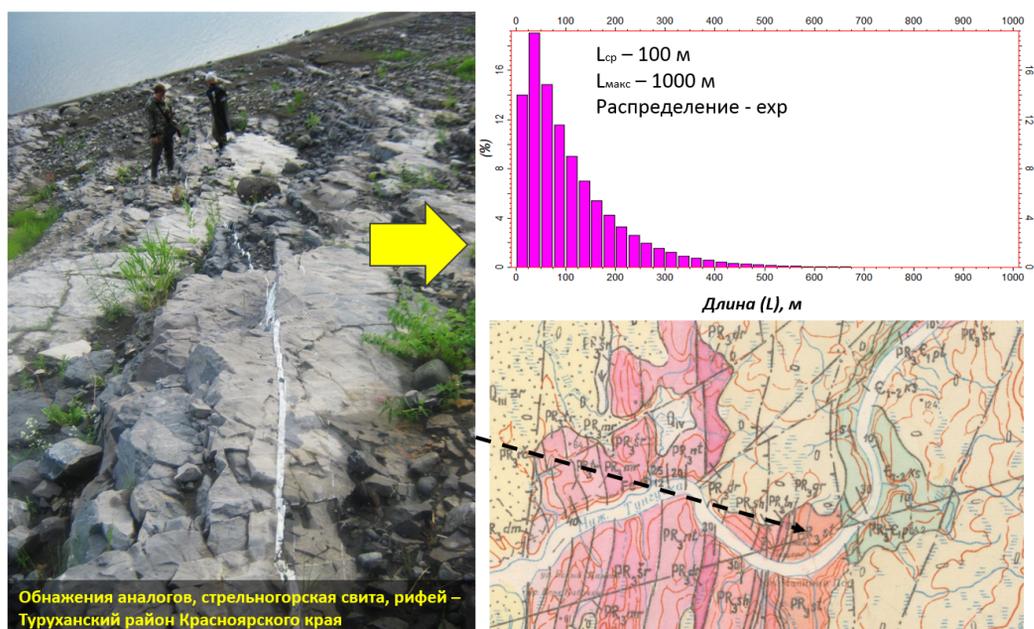


Рис.7.1. Статистика протяженности трещин по обнажениям рифея в регионе

По данным обнажений в изучаемом регионе протяженность трещин составляет сотни метров (рис.7.1). При анализе апертуры трещин сошлемся на статью [Козяев А.А и др. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири, вестник «НК «Роснефть», 2016, вып.42], в которой авторы прогнозируют раскрытость трещин в зависимости от эффек-

тивного давления на стенки трещины. Эффективное давление на стенки трещины складывается из трёх компонент: компоненты горного давления, компоненты бокового давления и компоненты пластового давления. Горное давление было рассчитано исходя из поведения разреза и значений плотности, определённых по плотностному каротажу. Боковое давление рассчитано по формуле А.Н.Динника ($P_{бок} = \sigma \cdot P_{горн} / (1 - \sigma)$, где σ - коэффициент Пуассона, $P_{горн}$ - горное давление).

Коэффициент Пуассона был определён по РИГИС широкополосного акустического каротажа и распределён в пространстве с применением сейсмического тренда V_p/V_s , полученного в результате синхронной инверсии и функционально связанного с коэффициентом Пуассона. Пластовое давление принято константой, определённой по промышленным данным и равной 21 МПа. (рис. 7.2). Рассчитанная таким образом апертура в среднем составила 190 мкм.

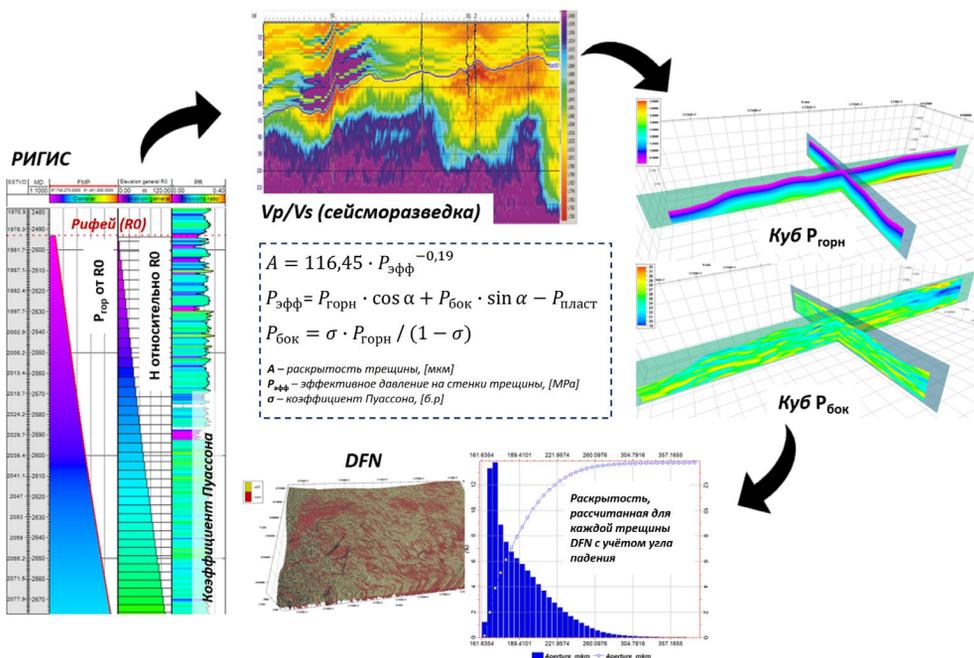


Рис.7.2. Определение апертуры трещин в зависимости от эффективного давления

Запустите процесс **Create fracture network**. Настройте процесс, как показано на *рис. 7.3*. Обратите внимание на вкладке **Geometry** на пункт **Maximum length of implicit fractures**. Дело в том, что Petrel использует гибридную модель трещин, состоящую из дискретной сети (**Discrete fracture network**) и неявной модели трещин (**Implicit fracture model**). Соответственно, параметр **Maximum length of implicit fractures** является пороговым значением, больше которого трещины моделируются в явном виде (DFN), а меньше которого представлены в виде свойств трехмерного грида (IFM).

В нашем практикуме будем использовать пороговое значение, равное 100 м (несмотря на распределение протяженности трещин по данным обнажений), поскольку размер ячейки нашего грида составляет 100x100 м, а также для того, чтобы ускорить расчеты. На практике имеет смысл подбирать максимальный размер неявных трещин исходя из плотности (фактического количества) трещин и производительности компьютера, чтобы за разумное время получать результат с минимальными упрощениями. Повторно запустите процесс **Create fracture network**, на первой вкладке **Distribution** нажмите **Create new set** и укажите куб интенсивности P_{32} (NW/SE), во вкладке **Orientation** измените значение **Mean dip azimuth** на 60, остальные настройки выставьте аналогично предыдущему классу.

Сохраните рабочий проект.

7. Создание дискретной сети трещин

Модель трещин создана. Оцените распределения в настройках смоделированных свойств трещин. Нажатием ПКМ на spreadsheet по дискретной модели можно посмотреть полную статистику по трещинам, смоделированным в явном виде.

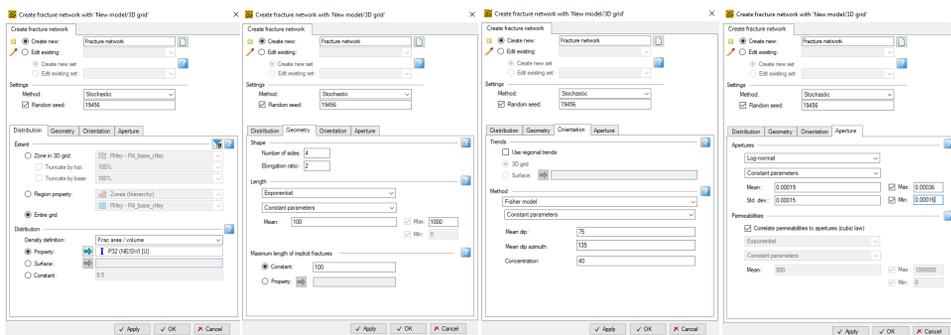


Рис.7.3. Настройки процесса Create fracture network

8. Ремасштабирование DFN

Ремасштабирование DFN является связующим звеном при переходе от дискретной модели сети трещин к сеточной, которая используется в дальнейшем при гидродинамических расчётах.

Существует два основных подхода к ремасштабированию DFN: статистический метод Oda и метод моделирования тока флюида (тензорное ремасштабирование). Второй подход позволяет получить более корректные оценки проницаемости, так как учитывает такой важный параметр как связанность трещин, однако данный подход требователен к вычислительным мощностям и реализуется, главным образом, на небольших моделях с небольшим количеством ячеек. Статистический метод Oda никак не учитывает связанность трещин, однако в Petrel, начиная с 15-й версии, реализован метод Oda corrected, совмещающий два вышеописанных подхода, когда модель ремасштабируется статистическим методом, а затем калибруется на небольшой участок, рассчитанный с применением тензорного ремасштабирования. Более подробно о методах ремасштабирования см. в приложении 2.

В нашем практикуме для ускорения расчётов загрузим новый 3D-грид аналогичный созданному нами ранее, но с более крупными ячейками и меньший по площади. Нажмите ПКМ на **New model** на вкладке **Models** и выберите **Import (on selection)**. Загрузите файл 3D_grid_new из папки 3D_grid_new_upscaled, выбрав тип файла как показано на *рис.8.1*.

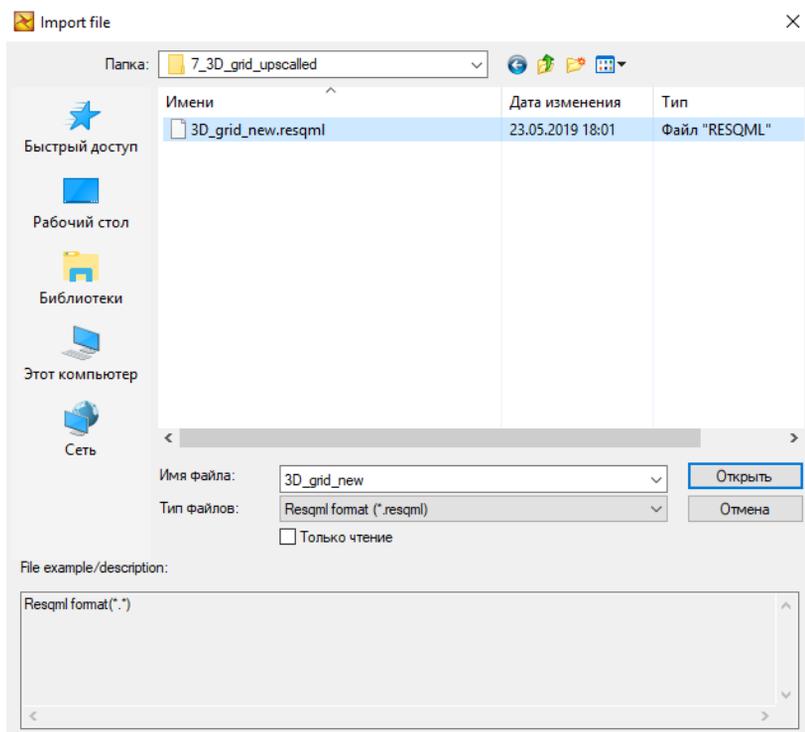


Рис.8.1. Загрузка 3D-грида

Далее переходим непосредственно к ремасштабированию DFN. Запустите процесс **Scale up fracture network properties**, установите настройки, как показано на *рис.8.2*, выполнив расчёты сначала методом Oda, а затем Oda corrected. Сравните распределения полученных значений проницаемости по разным направлениям для двух различных методов, вуалировав их в **Histogram window** (*рис.8.3*).

Расхождения в распределении проницаемости связано с неучётом связанности трещин при выполнении расчётов методом Oda. Как видим, выбор метода ремасштабирования значительно влияет на полученный результат. В общем случае рекомендуется выбирать метод Oda corrected или исходить из сходимости гидродинамической модели с историческими значениями.

Сохраните рабочий проект.

8. Ремасштабирование DFN

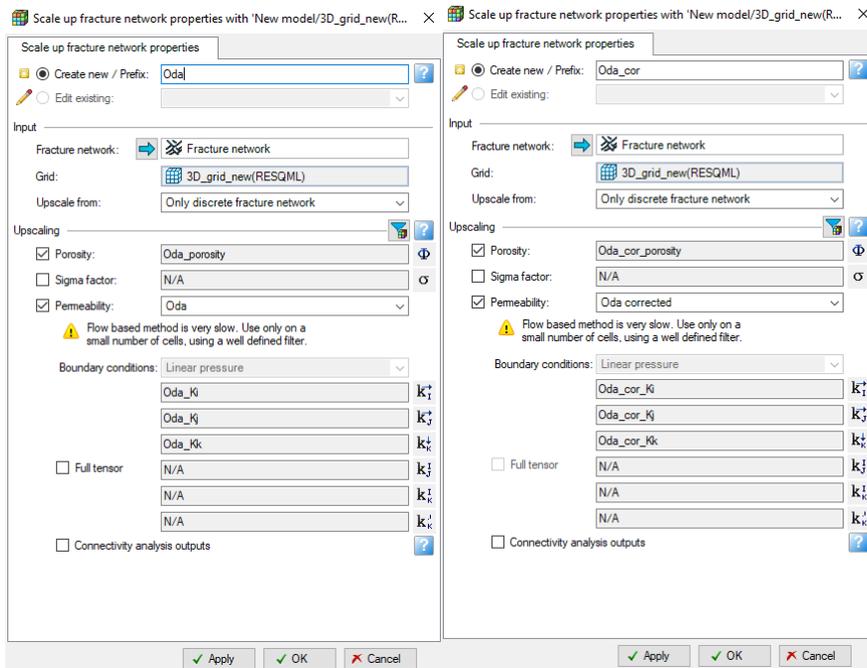


Рис.8.2. Ремасштабирование DFN

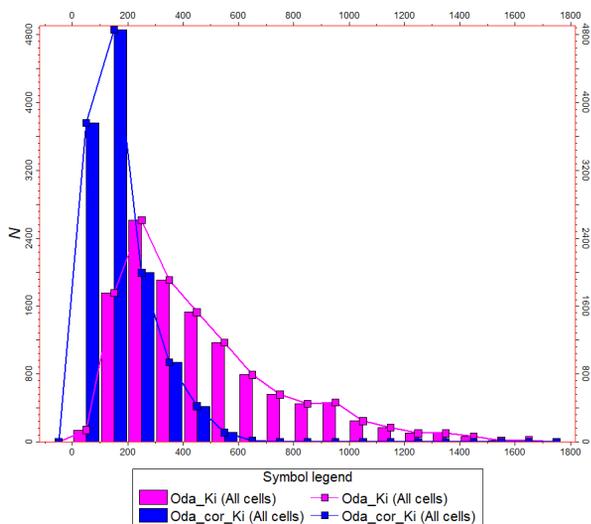


Рис.8.3. Распределение проницаемости вдоль вектора i , рассчитанной методами Oda и Oda corrected

Приложение 1. Создание CFN и DFN (continues и discrete fracture network)

Данное приложение сформировано на основе материалов монографии [Особенности геологического 3D-моделирования карбонатных и трещинных резервуаров, Закревский К.Е., Кундин А.С., 2016].

Моделирование трещиноватых коллекторов через распространение значений скалярной величины интенсивности трещиноватости в ячейках модели называется CFN (Continues Fracture Network). Иногда встречается термин CFM (Continues Fracture Modeling). Моделирование CFN является, как правило, первым этапом работ, на следующем этапе выполняется построение DFN (Discrete Fracture Network), т.е. системы распределения трещин в объеме резервуара в виде объектов (например, уплощенных дисков).

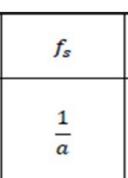
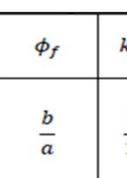
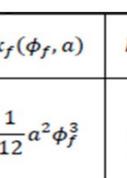
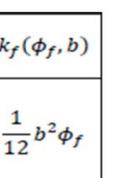
Идеи о прогнозе распространения трещин в межскважинном пространстве резервуара возникли более 20 лет назад. Например, в статье «Three dimensional geologic modelling of a fractured reservoir» S.T.Luthy и G.A.Grover (1995) фактически предлагается концепция создания CFN. В статье рассматривается расчет трехмерного куба интенсивности трещин на основе корреляционных связей между интенсивностью трещин по FMI и пористостью, а также между интенсивностью трещин и кривизной структурной поверхности.

В конце прошлого – начале этого века технология DFN была предложена и отработана американскими и французскими исследователями [Bill Dershowitz, Paul LaPointe и др., 1998; Bernard Bourbiaux, Marie-Christine Cacas, J.C.Sabathier, S.Sarda и др., 1990, 1997, 1998, 2001, 2002]. Затем эта технология была реализована французскими учеными в программе FRACA, которая остается одним из наиболее гибких пакетов моделирования сети трещин. А «движок» программы, разработанной американской компанией Golder Associates, использовался впоследствии при создании модуля DFN в Petrel. Естественно, что различные исследователи предлагают разные улучшения и дополнения технологии создания DFN [Eric V.Niven, Clayton V.Deutsch, 2009].

По сути, DFN – это объектное моделирование, где в качестве объектов

используются плоскости трещин различной частоты встречаемости (плотности), протяженности, ориентации (угол, азимут) и раскрытости (апертуры). Технология DFN позволяет имитировать реальную трещинную среду, создавая плоскости трещин. Из полученной модели трещин затем рассчитываются (перемасштабируются) коллекторские параметры ячеек резервуара с учетом пространственной анизотропии трещин.

Возможен как аналитический (геометрический) расчет свойств резервуара, так и численный (flow based). На *рис.П.1.1* приведены расчеты пористости и проницаемости сети трещин при различных величинах раскрытости и плотности трещин.

Структура трещин	Сеть трещин	f_s	ϕ_f	$k_f(\phi_f, a)$	$k_f(\phi_f, b)$
Слон		$\frac{1}{a}$	$\frac{b}{a}$	$\frac{1}{12} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$
Столбы		$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{24} b^2 \phi_f$
		$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$
Кубы с одной непроницаемой плоскостью трещины		$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$
		$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$
Кубы		$\frac{2}{a}$	$\frac{3b}{a}$	$\frac{1}{162} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{18} b^2 \phi_f$

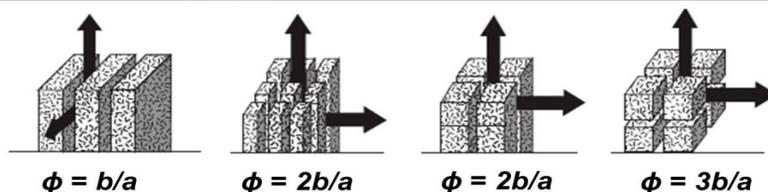


Рис.П.1.1. Расчет пористости ϕ и проницаемости k простых геометрических систем трещин в зависимости от значений ширины трещин a и размера блоков b (по Луи Райсс, 2012)

Из аналитических способов наиболее популярен расчет свойств на основе метода, который предложил Ода около 30 лет назад [Oda M., 1985]. При этом предполагается, что система трещин является связанной (пересекающиеся трещины). Можно использовать и формулы Ромма [Ромм Е.С., 1966; Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Чашков А.В., 2011; Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П., 2007]. Часто различие в величинах K_{pr} , получаемых при разных способах расчета вследствие ошибок, совершаемых при расчетах, весьма значительно [Черницкий А.В., 2002].

В результате перемасштабирования создаются свойства пористости трещин, тензора проницаемости и сигма-фактора σ – параметра, характеризующего скорость массообмена между трещинами и матрицей. В практике работ используется и гибридный способ, когда напрямую создается модель наиболее крупных трещин в виде дискретных объектов (DFN), система мелких трещин моделируется неявным образом (IFM) в виде изменения кубов ФЕС. Затем эти две модели объединяются в одну модель и выполняется перемасштабирование [Faical Ben Amor и др., 2014].

На *рис.П.1.2* приведена схема действий при создании CFN [Creties Jenkins, Ahmed Ouenes, Abdel Zellou, Jeff Wingard, 2009]. Основное в этой схеме – поиск «драйверов», которые позволили бы осуществить обоснованный прогноз интенсивности трещин. Это могут быть как сейсмические атрибуты, например импеданс, так и геомеханические, например соотношение главных нормальных напряжений σ_1/σ_3 [Mahdi Hammad, Abdulhamed Shahlol и др., 2010; Кашников Ю.А., Шустов Д.В. и др., 2013]. Подробно останавливаться на технологии CFN не будем, так как она в упрощенной укороченной форме повторяет схему создания DFN, которую рассмотрим далее.

Однако отметим два отличия от технологии DFN. Во-первых, CFN может быть как трехмерной, так и двумерной [Creties Jenkins и др., 2009; Riadh Bejaoui, Ryadh Ben Salem и др., 2010]. Во-вторых, CFN

можно создавать путем осреднения ансамбля реализаций, что невозможно для объектного метода создания DFN [Ghafoor Karimi и др., 2013].

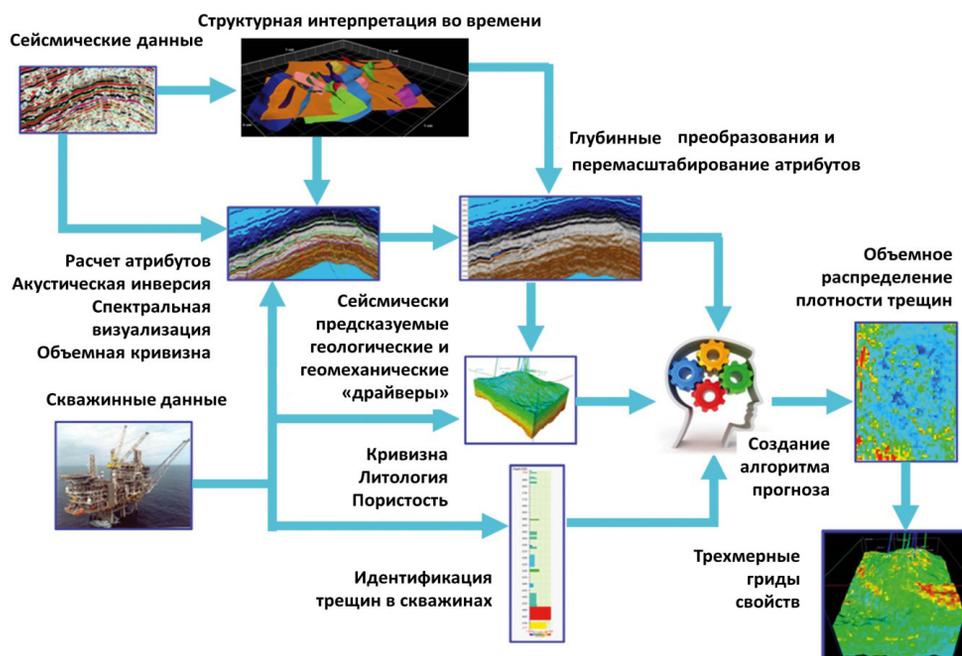


Рис.П.1.2. Схема создания CFN

(no Creties Jenkins, Ahmed Ouenes, Abdel Zellou, Jeff Wingard, 2009)

В некоторых случаях реализуется более продвинутая схема создания CFN, когда, помимо построения куба интенсивности трещин, осуществляется построение кубов (карт) азимутов трещин и кубов (карт) средней апертуры трещин. Однако обычно все ограничивается построением куба интенсивности трещин.

Создание сети трещин DFN в объеме резервуара осуществляется (рис.П.1.3) с помощью оценки параметров сети, в основном по скважинным данным, и затем распределения трещин в межскважинном пространстве на основе принятых характеристик распределения. При этом используются одномерные, двумерные и трехмерные тренды, а также различные зависимости.

На *рис.П.1.3* показана обобщенная схема создания и использования DFN:

- сбор, анализ и селекция исходных данных,
- разработка концептуальной модели трещинообразования, типизация систем трещин,
- поиск зависимостей и трендов, статистическая обработка информации,
- создание сети DFN в пространстве резервуара,
- калибровка по данным ГДИ, PLT и истории разработки,
- масштабирование – расчет эквивалентных параметров в ячейках,
- полномасштабные фильтрационные расчеты.

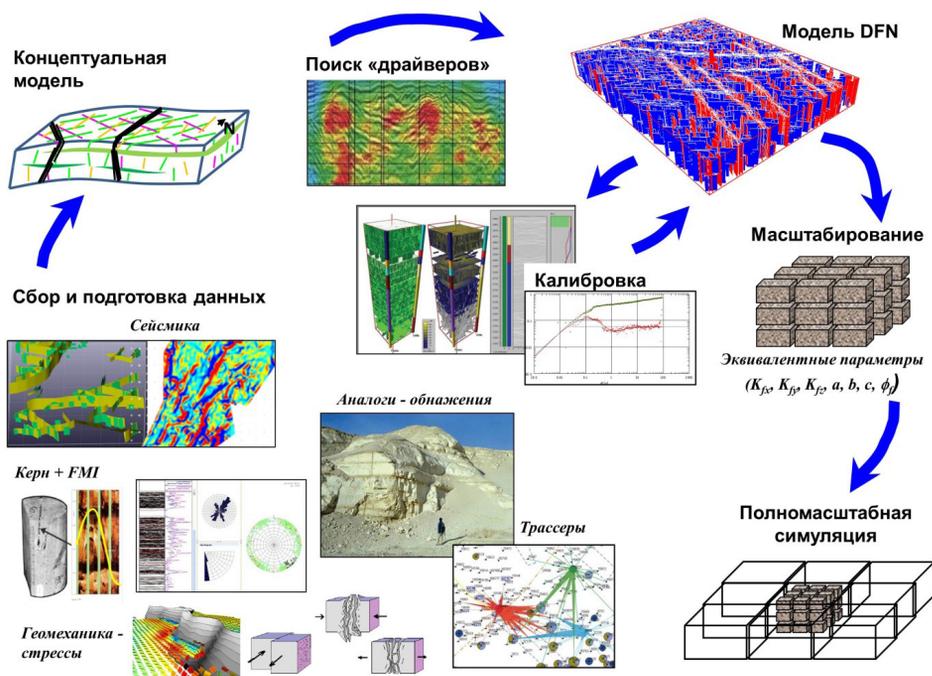


Рис.П.1.3. Схема создания DFN

Подчеркнем, что основной вопрос анализа – согласуются ли между собой данные разномасштабных методов исследования трещиноватости и можно ли осуществить распределение трещин в резервуаре,

исходя из имеющегося объема информации. Так, например, встречаются ситуации, когда данные FMI и керны по трещиноватости противоречат данным контроля за притоком по стволу скважины (PLT). Достоверный адресный прогноз трещиноватости в такой ситуации путем создания DFN невозможен.

На следующем этапе выполняется статистическая обработка информации, идет поиск «драйверов» – зависимостей и трендов. Для каждой системы трещин ищутся статистические характеристики, трендовые зависимости и закономерности, позволяющие выполнить их распространение в объеме резервуара [O.Fernandez и др., 2009]. По-крупному их можно разделить на три типа – статистические, геологические и геофизические.

К наиболее популярным трендовым зависимостям, которые рассчитываются по скважинным и керновым данным для последующего прогноза параметра интенсивность трещин, относятся:

- интенсивность трещин как функция абсолютной глубины,
- интенсивность трещин как функция относительной глубины (от кровли пласта или от поверхности размыва),
- зависимость интенсивности трещин от стратиграфии,
- зависимость интенсивности трещин от литологии матрицы (известняки, доломиты),
- интенсивность трещин как функция толщины слоя,
- интенсивность трещин как функция глинистости,
- интенсивность трещин как функция пористости (разнонаправленная),
- интенсивность трещин как функция кривизны структуры (могут использоваться и сейсмические структурные карты).

Также распространено использование следующих «драйверов»:

- интенсивность трещин как функция расстояния до разлома,
- интенсивность трещин как функция напряженного состояния среды (соотношения главных нормальных напряжений σ_1/σ_3),

- интенсивность трещин как функция сейсмических атрибутов (кривизна, RMS амплитуда, импеданс, когерентность, сингулярность [рис.П.1.4, Харахинов В.В. и др., 2013], ант-трекинг [рис.П.1.5, Sait Baytok, Matthew J.Pranter, 2013], энергия рассеянных [Харахинов В.В. и др., 2012] или дуплексных волн, анизотропия [Feng Shen, Shuiquan Li, 2004]).

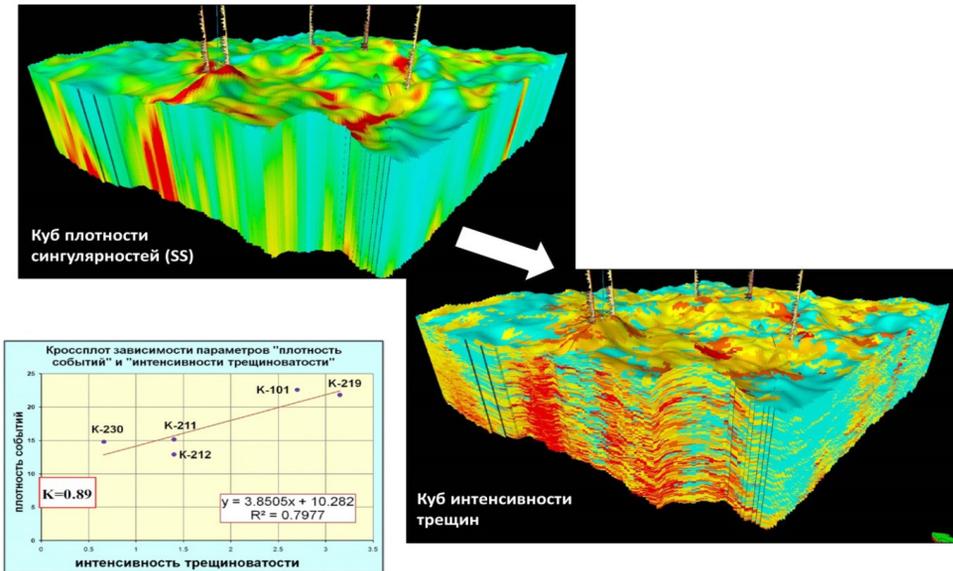


Рис.П.1.4. Пример расчета куба интенсивности трещин
(по Харахинов В.В., Шленкин С.И. и др., 2012, 2013)

Используются и зависимости (связи) самих параметров систем трещин между собой, например зависимость апертуры от азимута и зависимость апертуры от длины трещины [Melike Ozkaya Turkmen, Mustafa Erkin Gozel, 2014]. Зависимости могут использоваться при расчетах двухстадийно, например, через куб импеданса рассчитывается куб пористости или глинистости, а из него – куб интенсивности трещин.

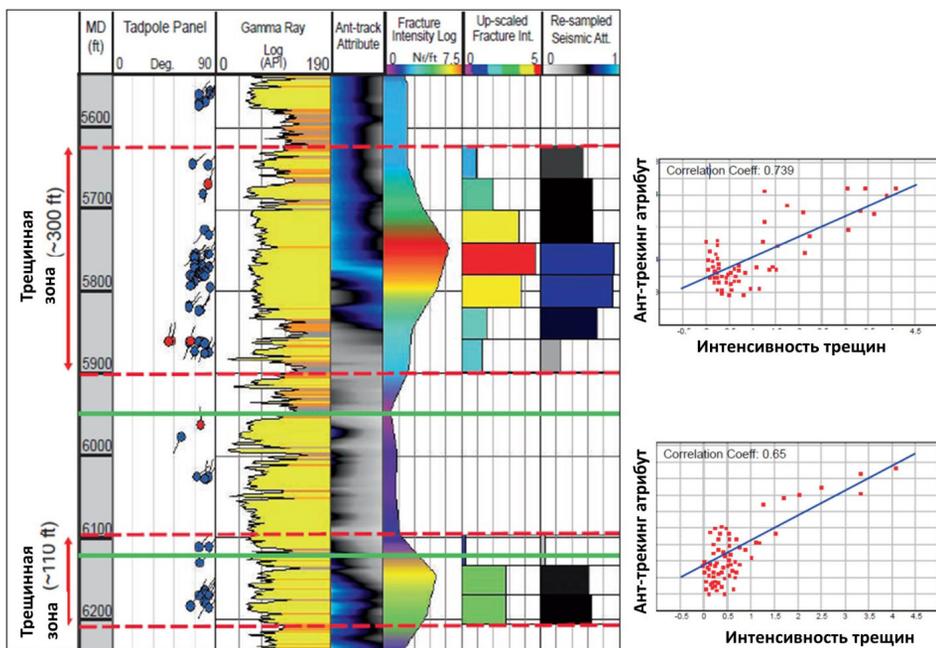
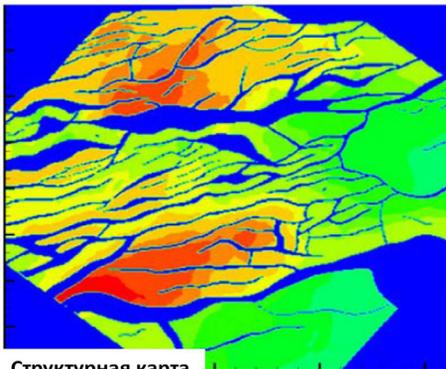


Рис.П.1.5. Пример сопоставления интенсивности трещин и ант-трекинг атрибута (*no Sait Baytok, Matthew J.Pranter, 2013*)

Вначале же, как правило, выполняется построение гистограмм интенсивности трещиноватости [Nelson R.A., 2001] для пород разной литологии матрицы (известняки, доломиты). Часто предпринимаются попытки установления связи между параметрами сети трещин и сейсмическими характеристиками, однако далеко не всегда удачно. Подробный анализ использования данных сейсморазведки в трещинных резервуарах приводится в [Закревский К.Е., Кундин А.С., 2016].

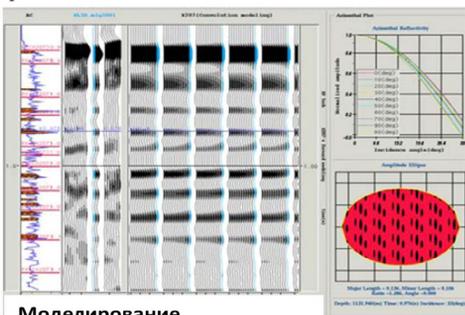
Драйверов для создания куба азимутов существенно меньше, чем для куба интенсивности. Это либо интерполяция скважинных данных, либо интерполяция с использованием сейсмических карт анизотропии (полноазимутальная съемка), карт локального направления нарушений, карт локальной ориентации напряжений [рис.П.1.6, Feng Shen и Shuiquan Li, 2004].



Структурная карта



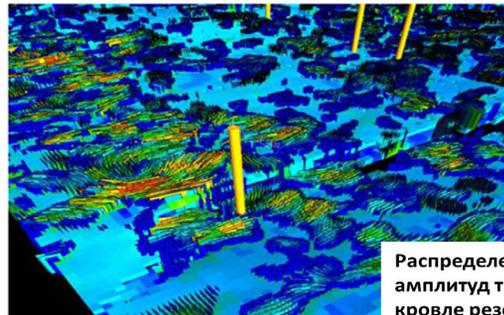
Энтропия структурного плана



Моделирование азимутального AVA отклика и построение зависимости между параметрами трещин и азимутальными амплитудными вариациями



Рассчитанное распределение напряжений



Распределение амплитуд трещин на кровле резервуара

Рис.П.1.6. Расчет распределения трещин по сейсмическим данным
(no Feng Shen u Shuiquan Li, 2004)

Наклон трещин определяется по скважинным данным (FMI, керн).

Приведем несколько примеров. На *рис.П.1.7* приводится сопоставление интенсивности трещин и расстояния до разлома [T.Le Maux, V.Murat, A.Chauveau, M.Amamra, K.Mesdour, 2006]. Согласно многочисленным аналогичным исследованиям интенсивность трещин экспоненциально падает при удалении от разлома, поэтому зоны влияния разломов не превышают 500 м.

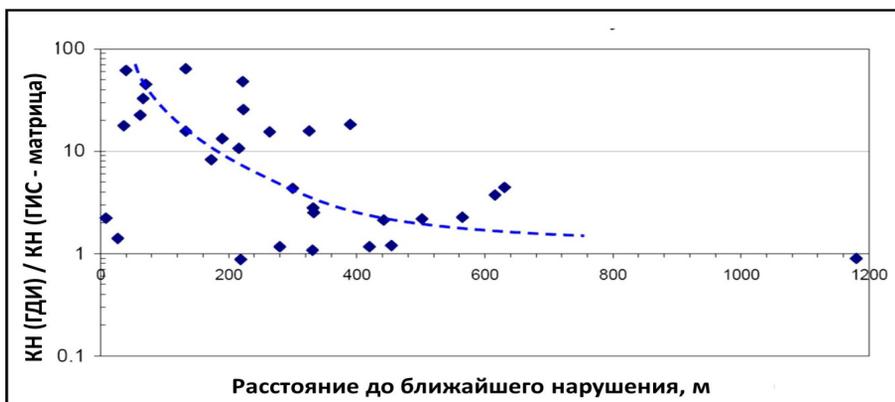
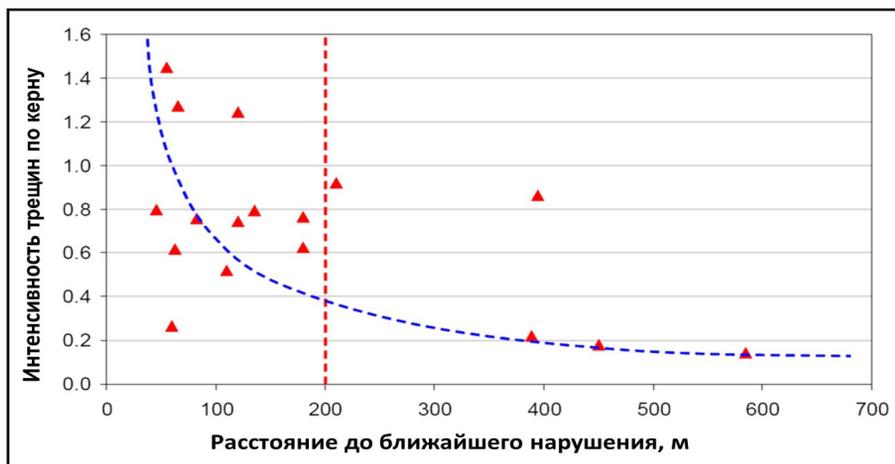


Рис.П.1.7. Связь параметров трещиноватости и удаленности от ближайшего нарушения (по T.Le Maux, B.Murat, A.Chauveau, M.Amatra, K.Mesdour, 2006)

На *рис.П.1.8* проиллюстрирована зависимость между интенсивностью трещин и толщиной слоя [T.Le Maux, O.Fonta, S.Sarda, L.Godail, 2005]. С увеличением толщины пропластков трещинный инкремент (расстояние между трещинами) увеличивается, т.е. плотность трещин уменьшается.

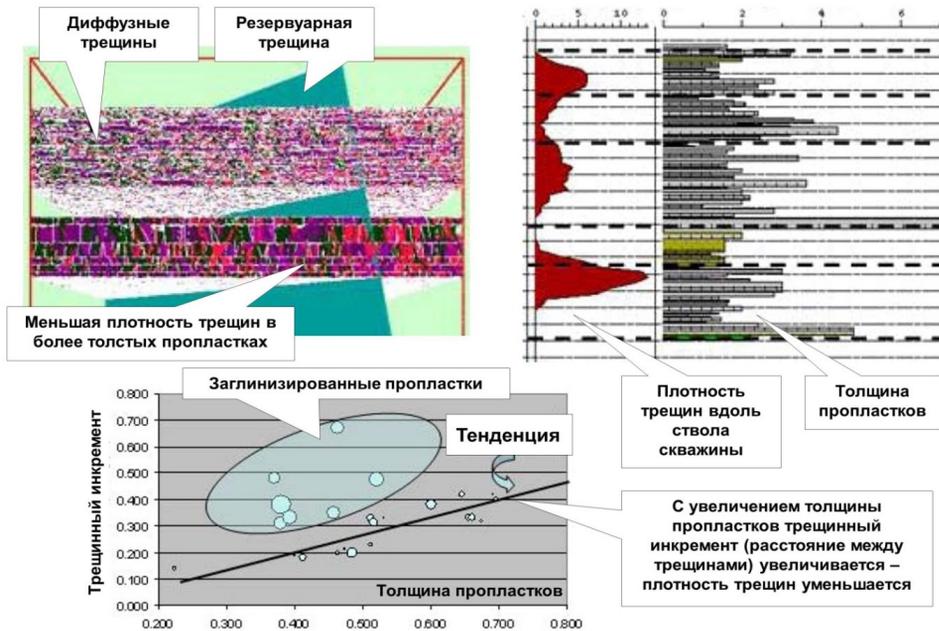


Рис.П.1.8. Использование зависимости между плотностью трещин и толщиной пропластков при создании DFN (no T.Le Maux, O.Fonta, S.Sarda u L.Godail, 2005)

На *рис.П.1.9* показаны зависимости интенсивности трещин от глинистости и интенсивности трещин от пористости матрицы [L.Guaiquirian и др., 2007; T.Tankersley, W.Narr, G.King, R.Camerlo, A.Zhumagulova, M.Skalinski, Y.Pan, 2010; С.Урсегов, Е.Тараскин, М.Чертенков, П.Абиг, А.Ранджан, 2010]. При увеличении глинистости интенсивность трещин снижается вследствие увеличения пластичности породы. При снижении пористости интенсивность трещин увеличивается, поскольку увеличивается хрупкость пород.

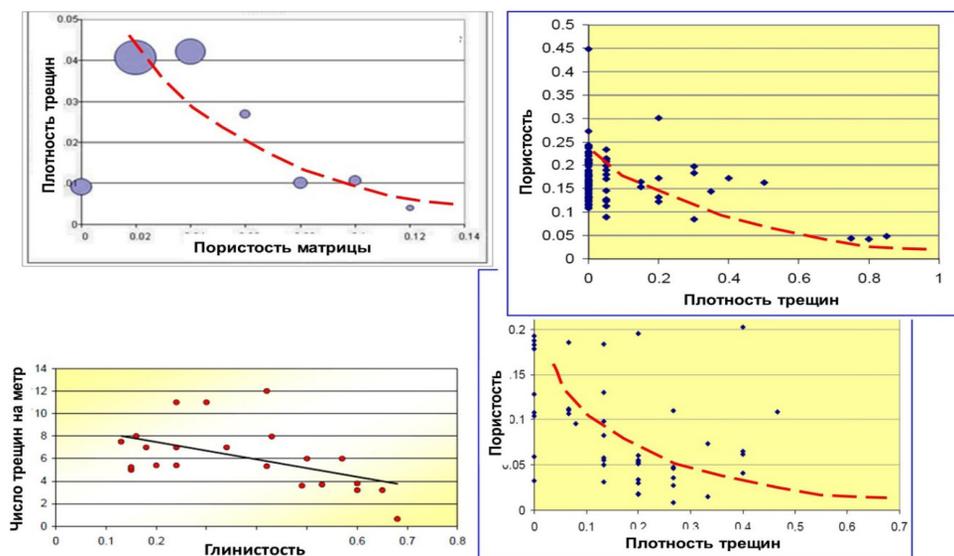


Рис.П.1.9. Изменение величины плотности трещин в зависимости от величины пористости (по С.Урсегов, Е.Тараскин, М.Чертенков и др., 2010 и T.Tankersley и др., 2010) и глинистости (по L.Guaiquirian и др., 2007)

Однако встречается и обратная тенденция, когда в областях развития трещиноватости развивается вторичная диагенетическая каверновая пористость (рис.П.1.10).



Рис.П.1.10. Развитие вторичной диагенетической каверновой пористости в областях развития трещиноватости (по Carl Jacquemyn и др., 2012)

После подбора драйверов происходит проверка и калибровка созданных зависимостей по скважинным данным. Во-первых, выполняется сравнение величин плотности трещин по каротажу (ВНІ) и по созданным DFN вдоль стволов скважин (рис.П.1.11), во-вторых, происходит проверка по методу «выколотой скважины», в-третьих, осуществляется калибровка параметров сети трещин на данные испытаний и гидродинамических исследований скважин (ГДИ).

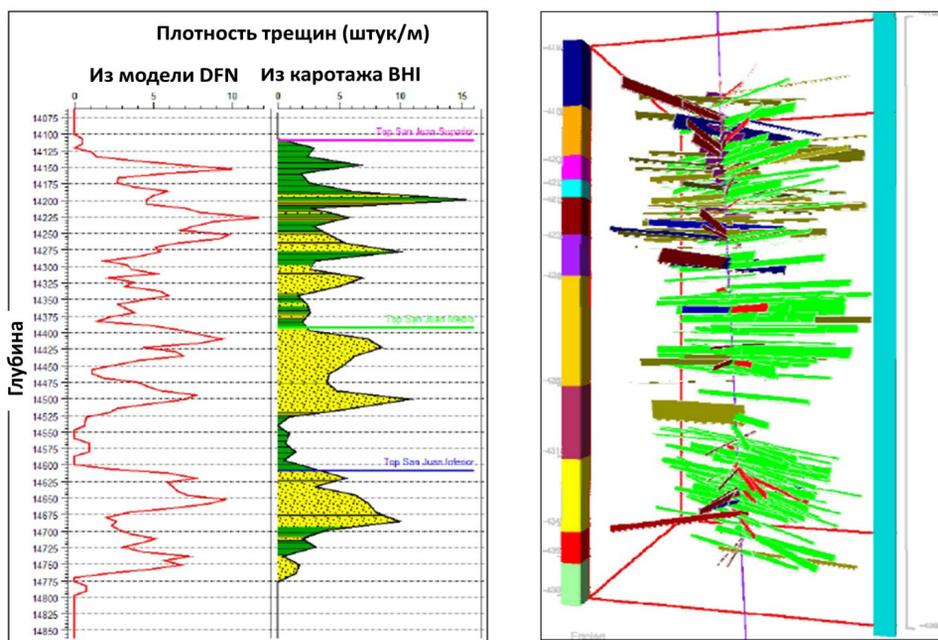


Рис.П.1.11. Сравнение величин плотности трещин по каротажу (ВНІ) и по DFN вдоль ствола скважины (по L.Guaiquirian и др., 2007)

Происходит сравнение реальных профилей притока (приемистости) в скважинах с синтетическими, т.е. рассчитанными (численная и аналитическая симуляция потоков), с использованием сети DFN. Далее происходит сравнение реальных кривых восстановления (падения) давления и синтетических, рассчитанных с использованием сети DFN [K.L.Morton и др., 2012]. По результатам сравнения параметры сети DFN модифицируются для достижения сходства синтетических и реальных данных.

При использовании некоторых программ, например Fгаса, такую проверку и модификацию можно осуществлять непосредственно внутри программы; в других случаях калибровка и модификация осуществляется с использованием пакетов гидродинамического моделирования.

На следующей стадии работ на основе данных по скважинам и трендов раскидывается собственно сама сеть трещин DFN в объеме резервуара. Как правило, она создается двумя способами [Mehdi Mohammadsadeghi и др., 2009]. Сначала детерминистским способом создаются плоскости разломов, диагностируемых по данным сейсморазведки. Вслед за этим стохастическим способом на основе данных по скважинам и трендов раскидываются системы так называемых субсейсмических трещин, не диагностируемых по данным сейсморазведки. Весьма сложным моментом является задание вида распределения, например логнормального, и параметров распределения длин трещин.

Одним из наиболее эмпирически обоснованных видов распределения является фрактальный закон распределения длин трещин, который используется в программе Fгаса. Фрактальный закон распределения активно применяют при описании геологических и геофизических процессов, что кратко рассматривается в [Закревский К.Е., Кундин А.С., 2016].

Эмпирически фрактальность (самоподобие) разломов выражается в зависимости числа разломов от длины. С использованием фрактального закона может быть построена зависимость числа разломов от длины по данным скважин и сейсморазведки (крайние точки) и заполнена середина зависимости для субсейсмических нарушений [Rodolfo Soto B., Sergio Perez, Duarry Arteaga, Cintia Martin, 2010].

Оценка средней длины трещин также весьма сложна. Для оценки средней длины трещин, а также густоты, ориентации и апертуры трещин используется анализ обнажений или данные аналогов. Сведения, полученные по обнажениям, облегчают экстраполяцию и интерпретацию данных о трещинах, частично пересеченных и вскрытых скважинами. Трещины оценивают как по фотографиям и профилям, так и методом LIDAR [Rotevatn et al., 2009; Fabuel-Perez et al., 2010].

Часто в качестве первого приближения используется величина длины, при которой сеть трещин становится связанной.

Математические алгоритмы создания DFN могут быть различны. Помимо гауссового моделирования, используются алгоритмы, основанные на методах создания нейронной фрактальной сети трещин [Nam H. Tran, M.K. Rahman и др., 2002]. Применяются и технологии многоточечной статистики [Xiaohuan Liu, Sanjay Srinivasan, Dale Wong, 2002].

После ремасштабирования в каждой ячейке сетки рассчитываются эквивалентные для сети DFN параметры (пористость, тензор проницаемости, коэффициент массообмена). Расчеты выполняются как на основе аналитических решений (по методу Ода или Ромма), так и численных. Это позволяет далее выполнять полномасштабную гидродинамическую симуляцию и корректировать уже эквивалентные параметры при адаптации гидродинамической модели к истории разработки.

Возможны корректировки параметров и с точки зрения здравого смысла и геологического опыта. Так, для одного резервуара по результатам создания DFN средняя величина пористости сети DFN оказалась равной 0,03%. Было принято экспертное решение увеличить апертуру трещин так, чтобы средняя величина пористости сети DFN составила обычное среднестатистическое значение 0,5%.

Это решение основывалось на том, что апертура трещин также определяется весьма неточно. Ее оценивают [Шувалов А.В., Зайнуллина Ф.А., 2009] либо по данным FMI, если хватает разрешенности, либо по керну (шлифы) с введением поправки за давление (используя зависимости Р. Нельсона, если нет своих собственных), либо обратным счетом - определив емкость трещин по ГДИ и плотность трещин по керну и FMI [Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., 2013]. Используется оценка раскрытости трещин по трассерным наблюдениям [Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А., Савчик М.Б., Черных И.А., 2015].

Необходимо отметить различие между механической и гидравлической апертурой. Определяемая по ГДИ эффективная гидравлическая апертура A_g обычно на порядок меньше реальной механической апер-

туры трещин A_m . Это различие обусловлено неровностью стенок и извилистостью трещин, оно определяется так называемым коэффициентом шершавости JRC (joint roughness coefficient), который варьируется обычно от 5 до 20: $A_g = A_m^2 / JRC^{2.5}$.

Следует также различать оценки плотности трещин:

- линейная плотность трещин P_{10} определяется как число пересекаемых трещин на метр,
- площадная плотность трещин P_{21} определяется как суммарная длина трещин на метр квадратный,
- объемная плотность трещин (густота) P_{32} определяется как суммарная площадь трещин на метр кубический.

P_{32} корректно рассчитывается с учетом азимутов, наклонов трещин и траекторий скважин. P_{32} обычно в 1-3 раза больше P_{21} . В простейшем случае считается, что P_{10} равно P_{32} . При создании геологической модели правильно использовать P_{32} .

Пористость трещин P_{33} определяется как суммарный объем трещин на метр кубический.

Поскольку оценки начальных параметров сети трещин весьма приближенные и требуют уточнения по истории разработки, обычной практикой является изучение влияния неопределенностей в оценке параметров сети трещин на промысловые характеристики резервуара (глава 8 - оценка неопределенностей). Наиболее достоверно определяемый параметр для наборов трещин - это азимут.

Технологии DFN и CFN в последнее время активно применяются нефтяными компаниями, разрабатывающими трещинные резервуары по всему миру. В России эти технологии используются еще недостаточно, хотя положительные примеры использования DFN и CFN уже есть [Пинус О.В. и др., 2006; Н.Щетинина и др., 2015; Д.Ардисламова и др., 2015; Смоленцев Е.И., Козяев А.А. 2015; Бембель С.Р., Цепляева А.И., 2015].

Библиографический список к Приложению 1:

1. Смоленцев Е.И., Козяев А.А. Алгоритм интегрированного прогноза продуктивности кавернозно-трещиноватых карбонатных рифейских коллекторов // SPE 176742 - 2015.
2. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Чашков А.В. Анизотропия проницаемости трещиноватых карбонатных коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. №4.
3. Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Якимов С.Ю., Красильникова Н.Б. Гидродинамическое моделирование разработки участка Юрубчено-Тохомского месторождения на основе геолого-геомеханической модели // Нефтяное хозяйство. 2015. №4.
4. С.Урсегов, Е.Тараскин, М.Чертенков, П.Абиг, А.Ранджан. Интегрированный подход к моделированию системы трещин и оценке ее влияния на разработку карбонатной залежи с высоковязкой нефтью // SPE 136393 - 2010.
5. Н.Щетинина, А.Мальшаков, А.Хабаров, В.Гринченко. Интегрированный петрофизический подход оценки трещиноватости рифейских отложений Восточной Сибири // SPE 176590 - 2015.
6. Д.Ардисламова, Э.Салимгареева, Д.Галлямова. Комплексный подход к моделированию естественной трещиноватости в карбонатных коллекторах // SPE 176639 - 2015.
7. Харахинов В.В., Шлёнкин С.И., Зеренинов В.А., Каширин Г.В., Кулишкина О.Н., Масюков А.В., Масюков В.В., Рудь О.В., Берин М.В. Новые подходы к созданию геологических моделей трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2012. №11.
8. Шувалов А.В., Зайнуллина Ф.А. Определение трещинной пустотности карбонатных коллекторов при подсчете запасов нефти по месторождениям ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. 2009. №11.

9. Харахинов В.В., Шлёнкин С.И., Афонасин В.В., Зеренинов В.А., Каширин Г.В., Кулишкина О.Н., Масюков А.В., Масюков В.В., Рудь О.В., Берин М.В. Особенности геологического и гидродинамического моделирования трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. №2.
10. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Особенности картирования и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений в западной части ХМАО-Югры // Нефтяное хозяйство. 2015. №11.
11. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. –М: Белый Ветер. 2016.
12. Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А., Савчик М.Б., Черных И.А. Оценка естественной трещиноватости карбонатного коллектора Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2015. №3.
13. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуралья Краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. 2013. №3.
14. Пинус О.В., Борисенок Д.В., Бахир С.Ю. и др. Применение комплексного подхода для геологического моделирования трещиноватых коллекторов Западно-Сибирского фундамента (на примере Малоичского месторождения) // Геология нефти и газа. 2006. №6. С.38-42.
15. Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Якимов С.Ю., Ашихмин С.Г., Воеводкин В.Л. Разработка геолого-геомеханической модели турней-фаменского объекта Гагаринского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. №2.
16. Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов.–М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012.
17. Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. Роль трещиноватости в формировании ёмкостно-фильтрационного пространства сложных

- коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика - 2007(2)
- www.ngtp.ru.
18. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. –М.: Недра, 1966.
19. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. –М. - РМНТК «Нефтеотдача», 2002.
20. Feng Shen and Shuiquan Li. A combined geological, geophysical and rock mechanics approach to naturally fractured reservoir characterization and its applications // SPE 90275 - 2004.
21. B.J.Bourbiaux, M.C.Cacas, S.Sarda, J.C.Sabathier. A fast and efficient methodology to convert fractured reservoir images into a dual-porosity model // SPE 38907 - 1997.
22. Nam H.Tran, M.K.Rahman, Sheik S.Rahman. A nested neuro-fractal-stochastic technique for modeling naturally fractured reservoirs // SPE 77877 - 2002.
23. J.C.Sabathier, B.J.Bourbiaux, M.C.Cacas, S.Sarda. A new approach of fractured reservoirs. // SPE 39825 - 1998.
24. Bernard Bourbiaux, Rémy Basquet, Marie-Christine Cacas, Jean-Marc Daniel, Sylvain Sarda. An integrated workflow to account for multi-scale fractures in reservoir simulation models: implementation and benefits // SPE 78489 - 2002.
25. Cacas M.C., Ledoux E., Marsily G.D., Tillie B., Barbeu A., Durand E., Feuga B., Peaudecerf P. Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network: calibration and validation. 1. The flow model // Water Resources Research - 26(3) - 1990 - pp.479-489.
26. Riadh Bejaoui, Ryadh Ben Salem, Hamed Ayat, Imen Kooli, Dave Balogh, Gary Robinson, Theodore Royer, Taoufik Boufares, Ahmed Ouenes. Characterization and simulation of a complex fractured carbonate field offshore Tunisia // SPE 128417 - 2010.

27. Dershowitz W., G.Lee, J.Geier, T.Foxford, P.La Pointe, A.Thomas. FracMan - interactive discrete fracture data analysis, geometric modeling, and exploration simulation // users guide, version 2.6 - Golder Assoc. Inc. - Denver, Colo - 1998 - 189 p.
28. Dershowitz W., T.Eiben, S.Follin, A.Andersson. SR 97. Alternative models project, Discrete fracture network modelling for performance assessment of Aberg // SKB Rep. - R-99-43 - 1999.
29. Mehdi Mohammadsadeghi, Abbas Shaheabadi, Saeed Khajoe, Reza Malakooti, Mohsen Safari Beidokhti. Deterministic versus stochastic discrete fracture network (DFN) modeling, application in a heterogeneous naturally fractured reservoir // SPE 127086 - 2009.
30. Sait Baytok, Matthew J.Pranter. Fault and fracture distribution within a tight-gas sandstone reservoir: Mesaverde Group, Mamm Creek Field, Piceance Basin, Colorado, USA. // Petroleum Geoscience - vol.19 – 2013 - pp.203-222.
31. Melike Ozkaya Turkmen, Mustafa Erkin Gozel. Fracture characterization of a carbonate reservoir by DFN modeling: a case study // SPE 170699-MS - 2014.
32. Faical Ben Amor, Mustafa Amari, Ahmad Sharifzadeh, Qasem Dashti, Ali Al-Saffar. From static model to asset action plan: a field case successful journey with innovative modeling approach // SPE 171905-MS - 2014.
33. Xiaohuan Liu, Sanjay Srinivasan, Dale Wong. Geological characterization of naturally fractured reservoirs using multiple point geostatistics // SPE 75246 - 2002.
34. Rodolfo Soto B., Sergio Perez, Duarry Arteaga, Cintia Martin. How to propagate petrophysical properties in a fracture network for naturally fractured carbonate reservoirs case study: Cretaceous formations at Maracaibo Lake, Venezuela // SPE 130745 - 2010.
35. O.Fernandez, L.M.Yearron, R.M.Damodaran, R.Karantharath, K.Alserkal. In the rain with no umbrella: how to model with scant fracture data // SPE 125514 - 2009.

36. Kirsty Lorna Morton, Pedro de Brito Nogueira. Integrated interpretation for pressure transient tests in discretely fractured reservoirs // SPE 154531 - 2012.
37. Fabuel-Perez I., D.Hodgetts, J.Redfern. Integration of digital outcrop models (DOMs) and high resolution sedimentology - workflow and implications for geological modelling: Oukaimeden Sandstone Formation, High Atlas (Morocco) // Petroleum Geoscience - v.16 - №.2 – 2010 - pp.133-154.
38. Bill Dershowitz, Paul LaPointe, Thorsten Eiben, Lingli Wei. Integration of discrete feature network methods with conventional simulator approaches // SPE 49069 - 1998.
39. Carl Jacquemyn, Rudy Swenne, Paola Ronchi. In Advances in carbonate exploration and reservoir analysis. Ed. by J.Garland, J.E.Neilson, S.E.Laubach, K.J.Whidden. Mechanical stratigraphy and (palaeo-) karstification of the Murge area (Apulia, southern Italy) // Geological Society – London - Special Publications - 2012.
40. Nelson R.A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs // Butterworth–Heinemann – USA - 2001.
41. M.C.Cacas, J.M.Daniel and J.Letouzey. Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs // Petroleum Geoscience - vol.7 - 2001 - pp.S43-S52.
42. Oda, M. Permeability tensor for discontinuous rock masses // Geotechnique - vol.35 - 1985 - pp.483-495.
43. Eric B.Niven, Clayton V.Deutsch. Proposal for modeling naturally fractured reservoirs // Paper 108 - CCG Annual Report 11 - 2009.
44. Creties Jenkins, Ahmed Ouenes, Abdel Zellou, Jeff Wingard. Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models // AAPG Bulletin - v.93 - November – 2009 - pp.1597-1608.
45. T.Tankersley, W.Narr, G.King, R.Camerlo, A.Zhumagulova,

- M.Skalinski, Y.Pan. Reservoir modeling to characterize dual porosity, Tengiz field, Republic of Kazakhstan // SPE 139836 - 2010.
46. Rotevatn A., S.J.Buckley, J.A.Howell, H.Fossen. Overlapping faults and their effect on fluid flow in different reservoir types: a LIDAR-based outcrop modeling and flow simulation study // AAPG Bulletin - v.93 - 2009 - pp.407-427.
47. Mahdi Hammad, Abdulhamed Shahlol, Sobhi Hajaj, Amares Aoues, Ahmed Ouenes, Hamed El Werfali, Fawzi BuArgoub and Anthony Kirkham. Seismically driven characterization of vuggy porosity and fractures in a carbonate field, Sirte Basin, Libya // First Break - vol.28 - 2010.
48. Ghafoor Karimi, Ali Mohammad Bagheri, Mehdi Bahremandi, Fariborz Talebi, Amir Abbas Askari, Iraj Maddahi. Stochastic fracture network modeling using integrated reservoir data in one of Iranian naturally fractured reservoirs // Petroleum&Coal - no.55 - 2013 - pp.254-260.
49. T.Le Maux, B.Murat, A.Chauveau, M.Amamra, K.Mesdour. The challenges of building up a geological and reservoir model of a late Ordovician glaciomarine gas reservoir characterised by the presence of natural fractures // SPE 101208 - 2006.
50. S.T.Luthy, G.A.Grover. Three dimensional geologic modelling of a fractured reservoir, Saudi Arabia // SPE 29814 - 1995.
51. L.Guaiquirian, P.Gonzalez, A.Gonzalez, M.M.Hernandez, T.Le Maux, L.Mattioni, P.Rouvroy. Use of discrete fracture network «DFN» to characterise and model a naturally fractured sandstone reservoir: a case study of orocual field, San Juan formation, Venezuela // SPE 108052 - 2007.
52. T.Le Maux, O.Fonta, S.Sarda, and L.Godail. What is the impact of fracture modelling on reservoir performances and reservoir simulation: examples // SPE 97383 - 2005.

Приложение 2.

Ремасштабирование дискретной сети трещин (DFN) в Petrel

Дискретная модель трещин (DFN) позволяет эффективно описать геологическое строение трещинного резервуара, но не может быть напрямую использована для гидродинамического моделирования (пока не разработаны алгоритмы). Гидродинамические расчёты производятся на трёхмерных сетках, и для их выполнения необходимо иметь представление о распределении таких параметров, как коэффициент пористости (Φ), коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) и т.д. В свою очередь, DFN позволяет описать в цифровом виде следующие параметры: длина трещин, пространственное положение трещин (угол наклона и азимут простирания), раскрытость и проницаемость отдельных трещин.

Для объединения вышеупомянутых методов моделирования (DFN и гидродинамическое моделирование на 3D-сетках) разработаны алгоритмы пересчёта (ремасштабирования) DFN на 3D-сетку (грид). При этом для каждой ячейки 3D-сетки рассчитываются определенные свойства резервуара (*рис.П.2.1*) – проницаемость системы трещин (с учётом анизотропии – $K_{прx}$, $K_{прy}$, $K_{прz}$), трещинная пористость (пустотность) – Φ_{FR} и σ -фактор (σ).

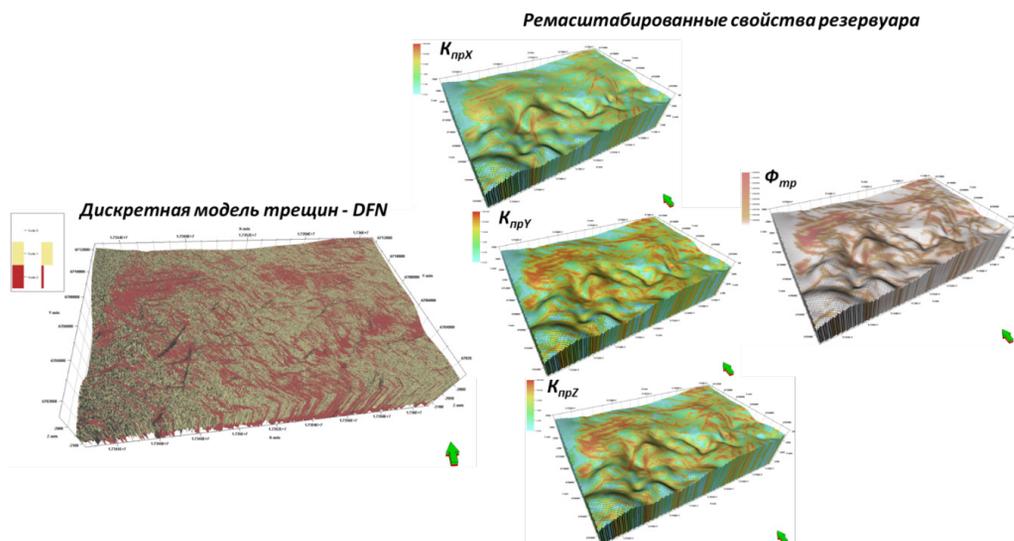


Рис.П.2.1. Дискретная сеть трещин (DFN) и свойства среды, полученные путём ремасштабирования DFN на трёхмерную сетку

В Petrel доступны три подхода к ремасштабированию DFN:

- метод ODA (статистический);
- Flow Based метод (тензорное перемасштабирование);
- метод ODA corrected (скорректированный).

Метод ODA. Этот статистический метод оценивает проницаемость, основываясь на общей площади дискретных трещин в каждой ячейке и применяя численное интегрирование к свойствам неявных трещин в заданном направлении. Преимущество метода - скорость счёта. Недостаток метода – он не оценивает гидродинамическую связанность трещин. На выходе получается общий результат как для изолированных, так и для связанных трещин. Значения проницаемости получаются завышенными.

Flow Based метод. Основан на моделировании тока флюида (тензорное перемасштабирование). Разбивает каждую ячейку модели на конечные элементы и моделирует поток с учетом градиента давления для расчета проницаемости в каждом из заданных направлений. Расчет

проходит очень медленно, но полностью учитывает геометрию и фильтрационный путь системы трещин. К сожалению, тензорное перемасштабирование требует либо незначительных размеров модели, либо больших вычислительных мощностей, поэтому на практике применяется редко.

Часто выполняют расчёт небольшого участка модели методами Flow Based и ODA, после чего анализируют расхождения в полученных кубах свойств. Если расхождения в расчётах значительные, то вычисляется нормирующий коэффициент для приведения свойств модели к значениям, рассчитанным методом Flow Based. Нормирующий коэффициент используют для всей модели, ремасштабированной методом ODA.

Такой подход позволяет косвенно учесть связность трещин, но он справедлив только в случаях гомогенности трещинного резервуара (участок для расчёта методом Flow Based должен быть представительным). *Преимущество* метода – он учитывает связанность трещин, рассчитывает корректные значения проницаемости. *Недостаток* метода – значительное время счёта.

Метод ODA corrected. Использует комплексирование статистического подхода и тензорного ремасштабирования DFN для получения более точного результата. Преимущество метода – он позволяет оценить гидродинамическую связность системы трещин, рассчитывает незавышенные значения проницаемости. Недостатки метода – незначительное увеличение продолжительности расчётов по сравнению с методом ODA.

Методы ODA и ODA corrected могут быть использованы для всех типов данных (DFN и IFN), метод Flow Based применим только для DFN.

Важно отметить, что DFN может быть ремасштабирована на сетку (грид), не связанную с DFN. Это может быть полезно, когда вы используете для построения DFN (моделирования свойств, которые подаются для расчёта) достаточно мелкий шаг сетки, а в гидродинамической модели вам необходимо уменьшить количество ячеек.

На *рис.П.2.2* графически отображены отличия в работе методов ODA, Flow Based и ODA corrected. Сопоставление методов ODA и ODA corrected [Козяев А.А. и др., 2016] показало различие в средних значениях проницаемости на 30% при сопоставимых распределениях параметра (*рис.П.2.3*).

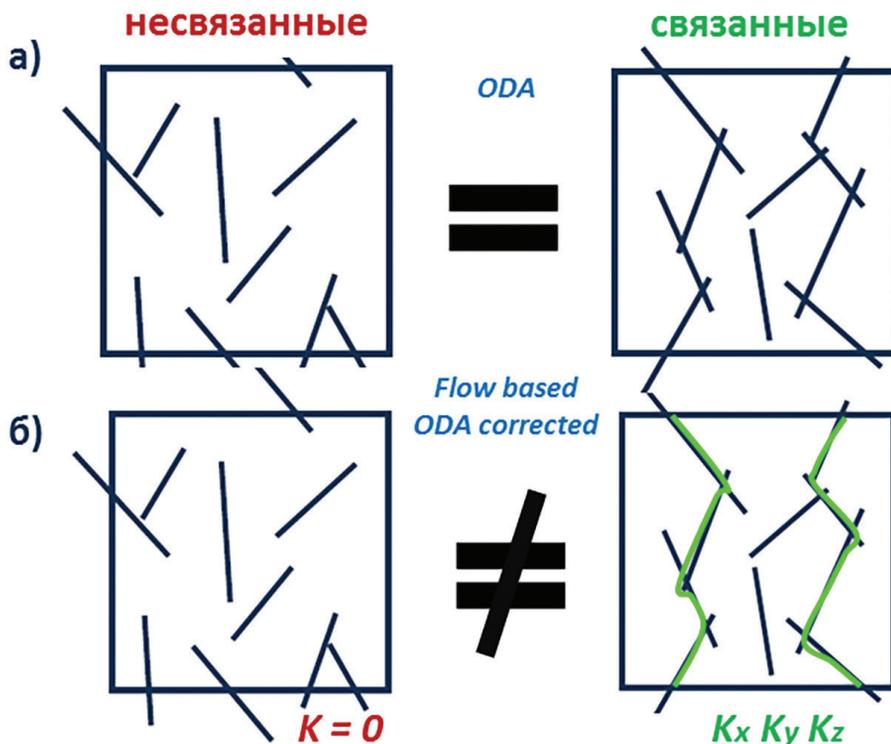


Рис.П.2.2. Ремасштабирование DFN на сетку: а – метод ODA – одинаковое количество связанных и несвязанных трещин дает одно значение $K_{пр}$; б – метод ODA corrected и flow based – несвязанные трещины дают $K_{пр} = 0$

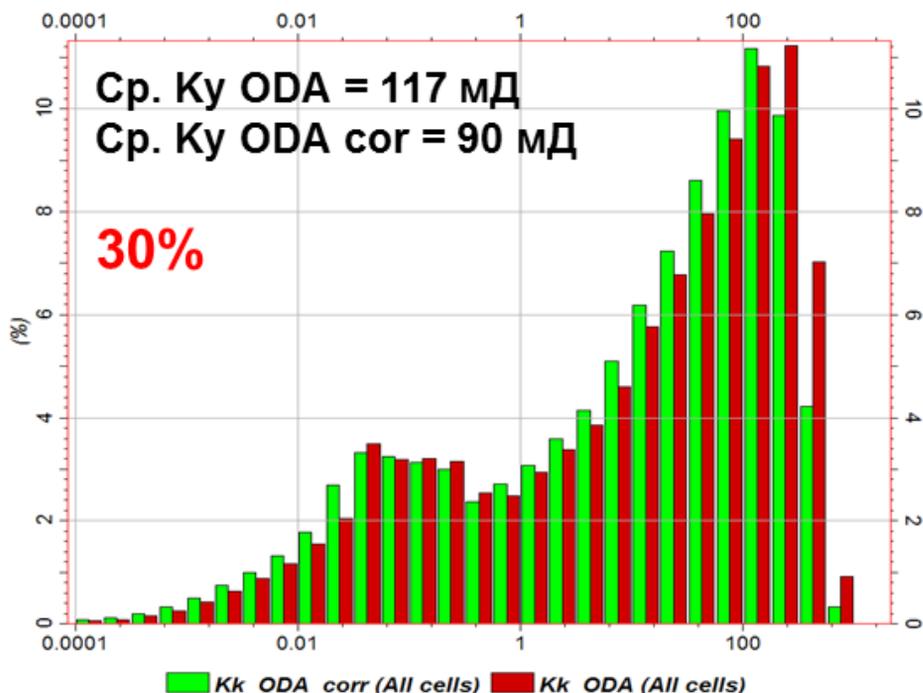


Рис.П.2.3. Гистограммы Кпр, полученные путём ремасштабирования одной и той же DFN методами ODA (зелёный цвет) и ODA corrected (красный цвет)

Выбор метода ремасштабирования влияет только на расчёт проницаемости, трещинная пористость (ёмкость) и σ -фактор всегда рассчитываются одинаково (нет необходимости рассчитывать эти свойства при тестировании разных методов).

Форм-фактор (σ -фактор) является мерой проводимости в системе матрица – трещина. Он может быть функцией, зависящей от геометрии ячейки (рис.П.2.4). Если матричные блоки представляют собой прямоугольную призму со сторонами L_x, L_y, L_z , тогда форм-фактор определяется по формуле Каземи:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{S_x^2} + \frac{1}{S_y^2} + \frac{1}{S_z^2} \right).$$

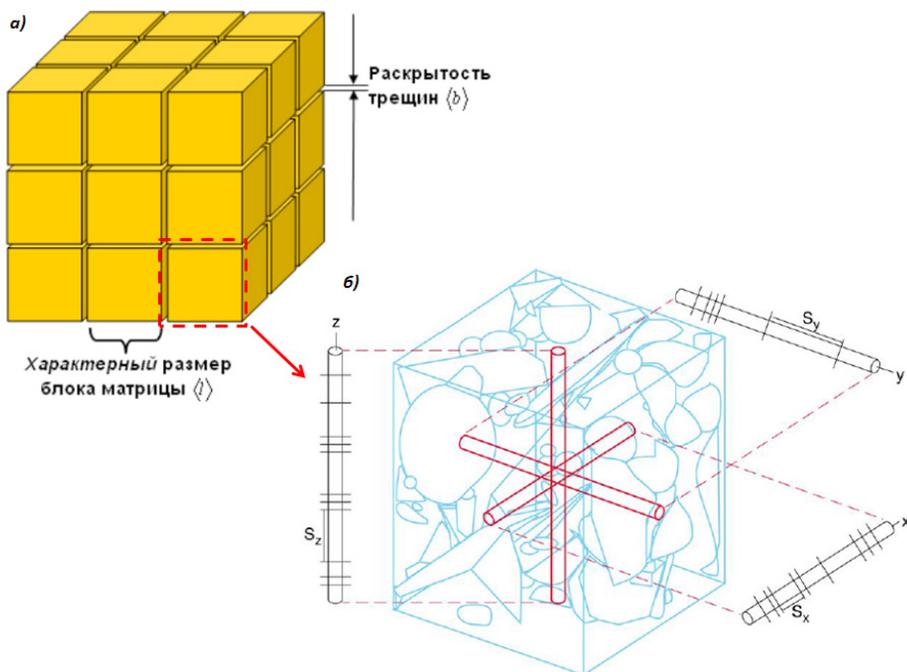


Рис.П.2.4. Определение форм-фактора: а - модель двойной среды; б - матричные блоки в модели. S_x , S_y , S_z - средние расстояния между трещинами в трёх направлениях

Трещинную пористость (ёмкость) - Φ_{FR} можно оценить, зная раскрытость трещин, площадь поверхности трещины и объём породы (объём ячейки):

$$\Phi_{FR} = \frac{1/2 \times S \times Ap}{V},$$

S – площадь поверхности трещины;

Ap – раскрытость трещины (апертура);

V - объём породы (объём ячейки).

За ремасштабирование DFN в Petrel отвечает процесс Scale up fracture properties, расположенный на вкладке Fracture modeling. Пример настройки процесса Scale up fracture properties приведен на *рис.П.2.5*.

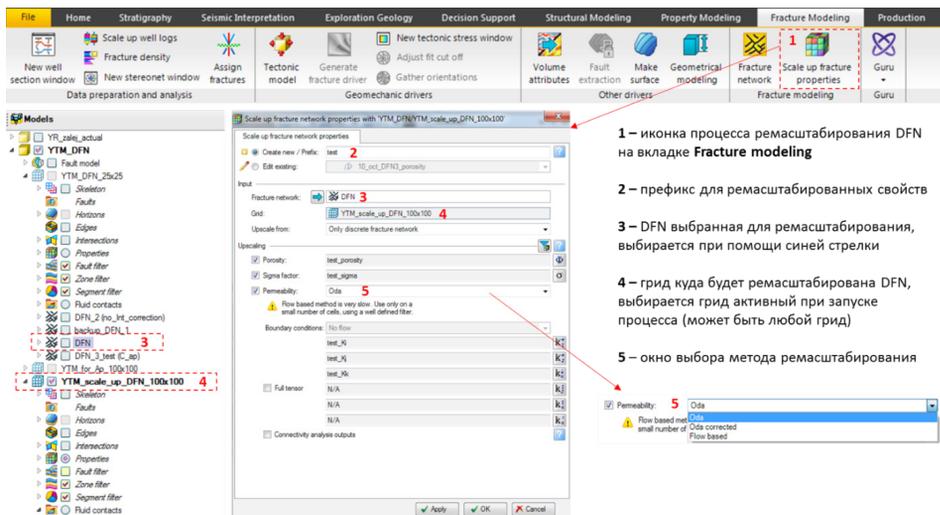


Рис.П.2.5. Настройки процесса Scale up fracture properties

Для корректного использования полученных кубов свойств при гидродинамическом моделировании, перед фильтрационным моделированием необходимо оценить достоверность ремасштабированных величин для заданного типа модели среды (*рис.П.2.6*) – стандартной пористости (**single porosity**), матрицы в модели двойной пористости (**matrix**), трещин в модели двойной пористости (**fracture**).

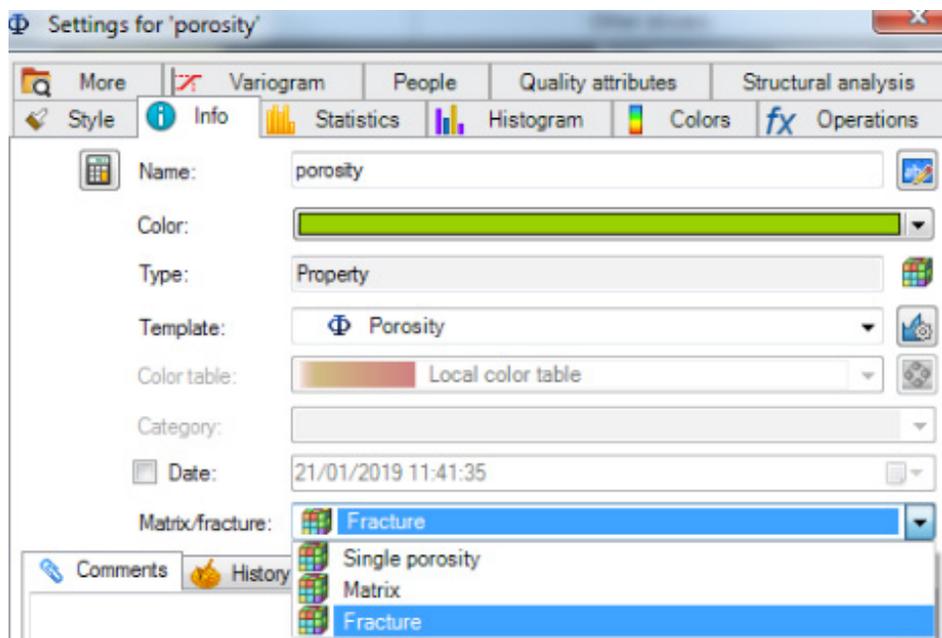


Рис.П.2.6. Выбор типа модели среды в настройках свойства грида

Библиографический список к Приложению 2:

1. Oda, M. Permeability tensor for discontinuous rock masses // *Geotechnique* - 1985 - vol.35 - pp.483-495.
2. William S. et. al. Advances in discrete fracture network modeling // *Abstracts* - 2008 - pp.882-894.
3. Козяев А.А., Смоленцев Е.И., Бибик А.Н., Закревский К.Е. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири // *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*. 2016. Вып.42. С.11-15.

Приложение 3.

Калькулятор и атрибуты DFN

В Petrel многие объекты (кубы свойств, поверхности, сейсмические кубы и т.д.) могут быть модифицированы с помощью калькулятора, позволяющего выполнять арифметические и логические операции над объектами. Нередко калькулятор позволяет доработать полученные стандартными методами данные и получить желаемый результат, и этот инструмент нельзя недооценивать.

При моделировании трещиноватости калькулятор доступен для выполнения операций над дискретными трещинами (**Discrete Fractures**). Получить доступ к калькулятору можно нажатием правой кнопкой мыши по иконке **Discrete Fractures** модели DFN (рис.П.3.1). Для неявной части модели трещиноватости (Implicit fracture model - IFM) калькулятор не предусмотрен.

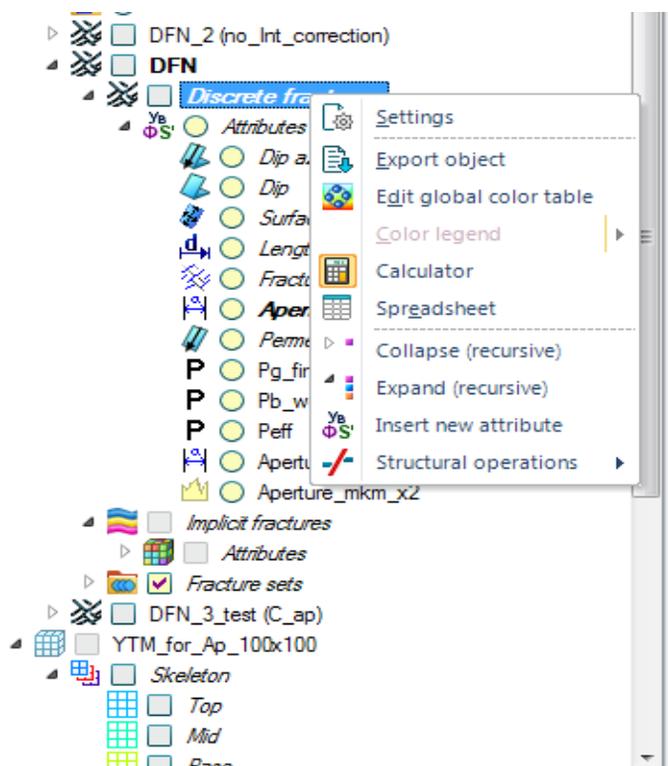


Рис.П.3.1. Доступ к калькулятору дискретных трещин

Калькулятор DFN позволяет совершать операции над атрибутами дискретных трещин (рис.П.3.2). Стандартные атрибуты дискретных трещины включают:

- азимут падения (*Dip azimuth*),
- угол падения (*Dip*),
- площадь поверхности трещины (*Surface area*),
- длина трещины (*Length*),
- класс трещин (*Fracture set*),
- раскрытость (*Aperture*),
- проницаемость (*Permeability*).

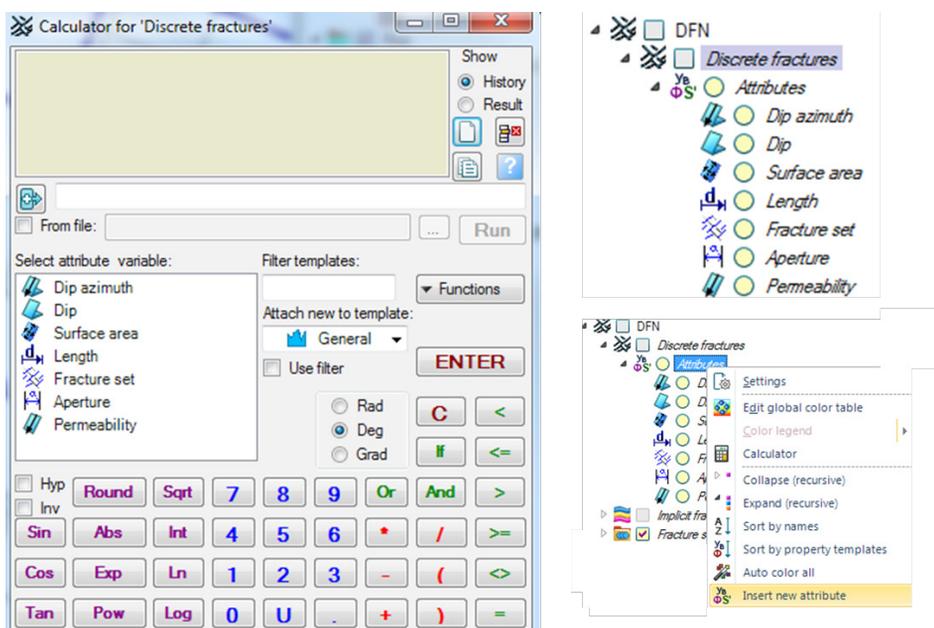


Рис.П.3.2.Калькулятор и атрибуты дискретных трещин

Имеется возможность создать новый атрибут трещин (*рис.П.3.2*), однако этот атрибут не будет использоваться для выполнения стандартных процессов. Например, при ремасштабировании DFN (Scale up fracture properties) будет всегда использоваться стандартный атрибут проницаемости трещин и т.д.

Атрибуты трещин можно просмотреть и скорректировать в табличном виде (*рис.П.3.3*). Табличный вид может быть полезен при контроле качества или для выгрузки значений в Excel (для редакции и анализа).

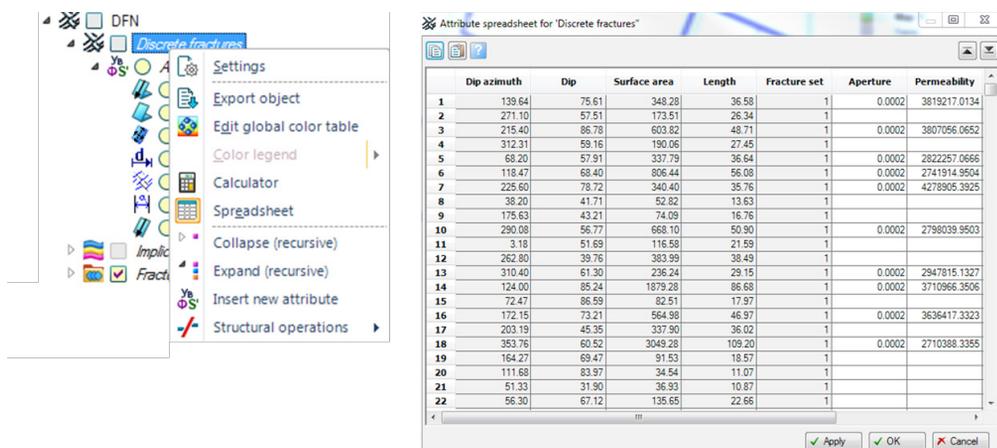


Рис.П.3.3. Просмотр DFN в табличном виде

Стандартные настройки процесса Create Fracture Network не позволяют использовать свойства модели в качестве входных данных для расчёта раскрытости трещин и их проницаемости.

Если у вас достаточно информации для того, чтобы построить кубы, отражающие распределение этих параметров или любых других, можно использовать обходной путь. Для этого необходимо выполнить такую последовательность (рис.П.3.4):

ПКМ по атрибуту DFN → Settings → Operations → Assign values from a property → поместите нужное свойство модели во вкладку Property → Apply.

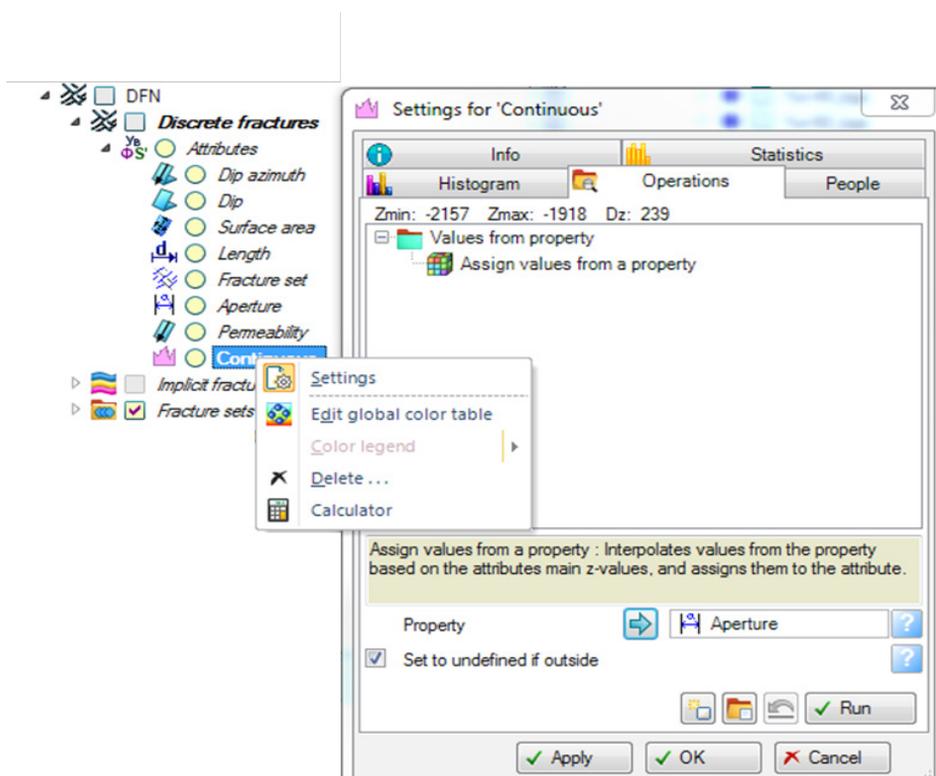


Рис.П.3.4. Перенос значений из свойства грида на атрибуты DFN

Для контроля качества переноса значений с грида на DFN можно сопоставить гистограммы свойства модели и атрибута DFN.

Протестируем возможности калькулятора DFN на примере из главы 7 главы практикума – расчёт раскрытости трещин в зависимости от эффективного давления на стенки трещины [Козяев А.А. и др., 2016].

Проблема оценки раскрытости трещин – одна из наиболее существенных при моделировании трещиноватости. Один из известных подходов – рассчитать раскрытость (A) из значений эффективного давления ($P_{эфф}$), определив функциональную связь между этими параметрами на керне [R.A. Nelson, 2001].

Для изучаемых трещинно-каверновых рифейских доломитов такая связь была установлена в следующем виде (1):

$$A=116,4 \times P_{\text{эфф}}^{-0,19}. \quad (1)$$

Эффективное давление складывается из трёх компонент (2):

- горное давление, оказываемое вышележащими породами ($P_{\text{горн}}$);
- боковое давление ($P_{\text{бок}}$), которое можно вычислить по формуле Динника (3), зная горное и коэффициент Пуассона (σ);
- пластовое давление ($P_{\text{пласт}}$), равное для нашего интервала 21 МПа

$$P_{\text{эфф}} = P_{\text{горн}} \times \cos\alpha + P_{\text{бок}} \times \sin\alpha - P_{\text{пласт}}; \quad (2)$$

$$P_{\text{бок}} = \sigma \times P_{\text{горн}} / (1 - \sigma). \quad (3)$$

Более подробно методика оценки данных параметров описана в работе [Козяев А.А. и др., 2016]. Для рассматриваемого вопроса важно то, в каком формате были данные для расчёта:

- горное давление ($P_{\text{горн}}$) – куб свойства грида;
- боковое давление ($P_{\text{бок}}$) – куб свойства грида;
- пластовое давление ($P_{\text{пласт}}$) – константа;
- значение угла наклона (α) – атрибут DFN.

Представим расчёт в формате workflow (рис.П.3.5). Предварительно необходимо создать четыре новых атрибута для каждой из переменных: P_g ($P_{\text{горн}}$), P_b ($P_{\text{бок}}$), P_{eff} ($P_{\text{пласт}}$) и Aperture_calc (раскрытость).

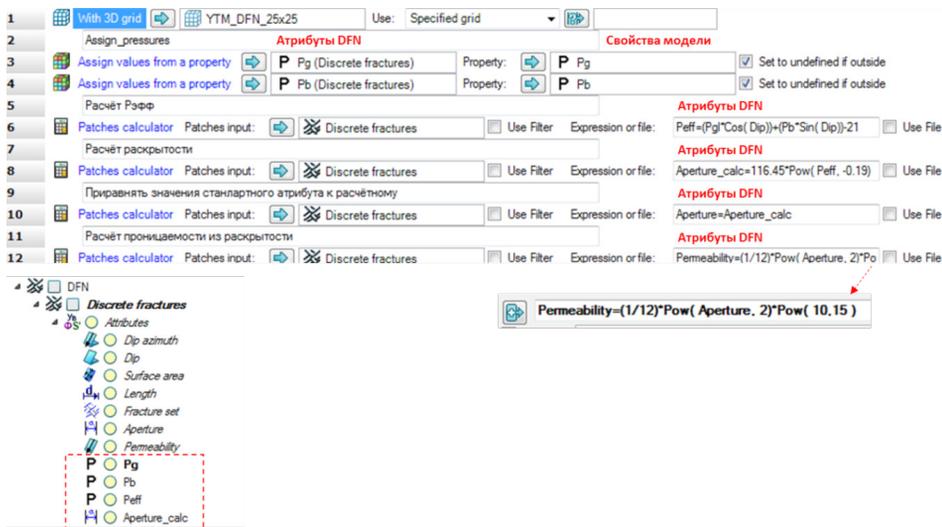


Рис.П.3.5. Расчёт раскрытости и проницаемости в формате workflow

Особое внимание при расчётах следует уделить соблюдению размерности переменных, в приведенном примере: давление – МПа, раскрытость – мкм, проницаемость – мД.

Библиографический список к Приложению 3:

1. Nelson R.A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. // United States of America - 2001 - vol.2 - 332 p.
2. Козяев А.А., Смоленцев Е.И., Бибик А.Н., Закревский К.Е. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. Вып.42. С.11-15.

Козяев Андрей Александрович
Щуковский Родион Михайлович
Закревский Константин Евгеньевич

Моделирование трещиноватости

Практикум по DFN в Petrel 2016-2019

Редактор М.С. Винниченко
Компьютерная верстка Д.А. Вепринцев
Сдано в набор 14.06.2019.

Подписано в печать 27.08.2019.

Бумага офсетная.

Формат 70x100 ¹/₁₆.

Печать офсетная

Усл. печ. л. 7,80.

Тираж 250 экз

Изд. №717

Заказ 208

Издательство МАИ
(МАИ), Волоколамское ш., д. 4, Москва, А-80, ГСП-3,
125993

Типография ООО «МАЙ»
125252, г. Москва, ул. Зорге, 15