

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет**

**Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений**

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020**

УДК 622.24-241 (073)

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ:
Методические указания к самостоятельным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Л.Р. Сагирова, К.Ш. Хайбуллина*. СПб, 2020. 32 с.

В методических указаниях представлены темы рефератов, описываются методика и порядок выполнения самостоятельной работы.

Предназначены для студентов бакалавриата направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» в соответствии с учебным планом и программой дисциплины «Компьютерное моделирование в нефтегазовом деле», а также могут быть полезны для слушателей системы дополнительного профессионального образования.

Научный редактор доц. *Д.В. Мардашов*

Рецензент канд. техн. наук *Р.Р. Гумеров* (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

ВВЕДЕНИЕ

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и проектирования разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий.

Создание 3D моделей решает, как правило, следующие задачи:

- подсчет запасов углеводородов,
- планирование (проектирование) скважин,
- оценка неопределенностей и рисков,
- подготовка основы для гидродинамического моделирования.

Самостоятельная работа проводится на программном обеспечении компании Roxar на симуляторе геологического моделирования Irap RMS (Reservoir Modeling System), предназначенный для построения детальных геолого-технологических трехмерных моделей месторождений и управления ими.

RMS предоставляет пользователям наглядную визуализацию и легкое в использовании техническое окружение, в котором можно достаточно быстро создавать модели и получать качественные результаты. Кроме этого RMS позволяет интегрировать разнообразные данные, проводить контроль качества данных и результатов, решать различные повседневные задачи, такие как построение карт, подсчет запасов, оптимизацию размещения скважин и анализ чувствительности.

В RMS могут быть загружены данные из различных источников и в различных масштабах: результаты геофизической интерпретации, петрофизического анализа, описания скважин, седиментологические модели, 2D структурные карты и карты параметров, данные разработки. Все это объединяется в общей модели данных, одновременно проходя проверку качества и, при необходимости, корректировку. Эта возможность по интеграции разномасштабных данных из разных источников помогает специалистам, занимающимся моделированием месторождений, глубже понять его строение и быть уверенными в том, что модель дает его точное описание.

Программный комплекс RMS состоит из нескольких взаимосвязанных, но независимых модулей. Все модули используют общий интерфейс, модель данных и визуализацию. Каждый модуль предоставляет набор специализированных инструментов, предназначенных для решения задач на определенном этапе моделирования.

1. Темы рефератов

1. Анализ отечественных и зарубежных комплексов программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа.
2. История развития трехмерного геологического моделирования как самостоятельного направления.
3. Методы получения геолого-промысловой информации о залежах. Перечень исходных данных, используемых при построении геологической трехмерной модели.
4. Основные этапы построения геологической модели.
5. Методы построения структурно-стратиграфического каркаса.
6. Виды сеток трехмерной геологической модели.
7. Способы построения куба литологии (фациальное моделирование).
8. Способы распределения пористости (петрофизическое моделирование).
9. Способы построения куба насыщенности.
10. Оценка запасов углеводородов.
11. Многовариантное моделирование, оценка неопределенностей и рисков.
12. Локальное обновление модели и геонавигация.
13. Моделирование насыщенности и 3D подсчет запасов.
14. Способы создания гидродинамической сетки.
15. Построение карт свойств. 2D подсчет запасов.
16. Интегрированное структурное моделирование.
17. Способ организации компьютерных моделей в геологии.
18. Области применения компьютерного моделирования в геологии.
19. Особенности моделирования залежей нефти с малым количеством скважин.
20. Примеры моделирования разработки сложнопостроенных залежей.

2. Задание для выполнения расчетно-графической работы

1. Запуск программы RMS.

Запустите текущую версию **RMS** двойным щелчком ЛКМ на пиктограмме, расположенной на рабочем столе (Рис. 1).



Рис. 1. Значок RMS на рабочем столе

В появившемся меню (1) появится список доступных модулей. Выберите необходимые для работы и нажмите **ОК** (Рис. 2).

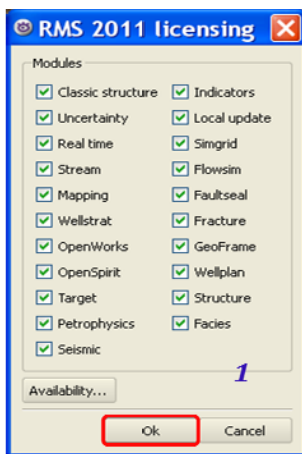


Рис. 2. Список доступных модулей

Откроется стандартная рабочая панель **RMS** (Рис. 3).

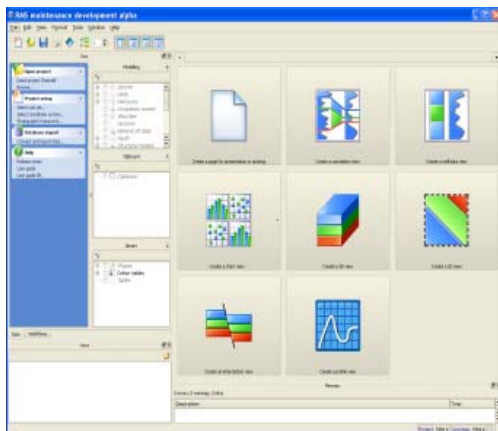


Рис. 3. Стандартная рабочая панель RMS

2. Открыть пустой проект (Рис. 4).

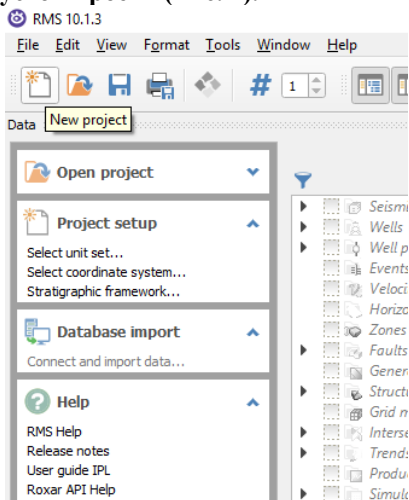


Рис. 4. Значок создания нового проекта

3. Создание структуры проекта (Рис. 5).

Horizons → Stratigraphic framework → + → Rename → Top1, Bot1 → Apply (OK).

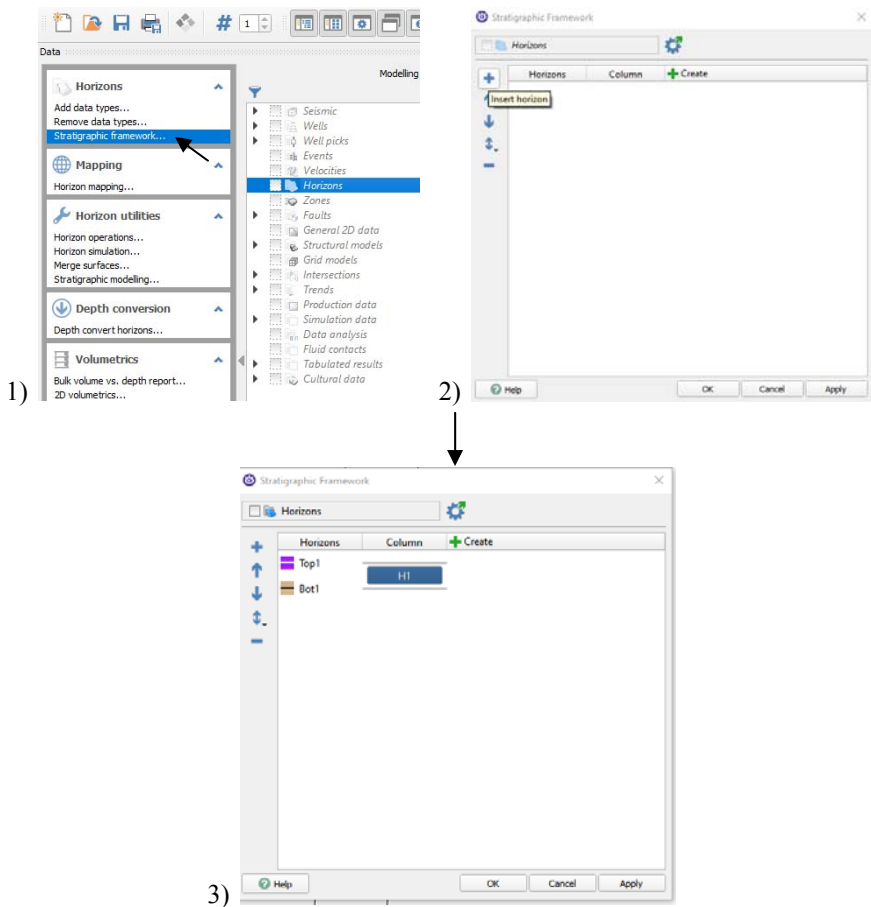


Рис. 5. Создание структуры проекта

В итоге создаются 2 горизонта и 1 изохора

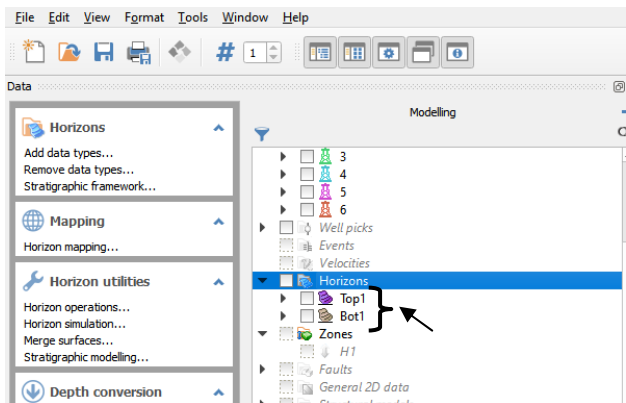


Рис. 6. Создание горизонтов

4. Создание точек пересечений скважин с кровлей

Horizons → Add data types → Type → Points → Domain → Depth (**DepthPoints**) → OK (Рис. 7).

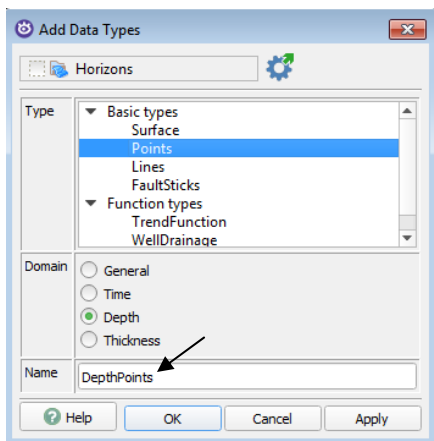


Рис. 7. Создание DepthPoints

Аналогичным образом создается **DepthSurface** (Рис. 8).

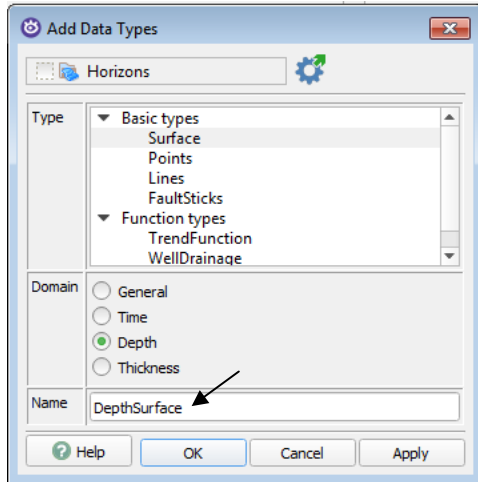


Рис. 8. Создание DepthSurface

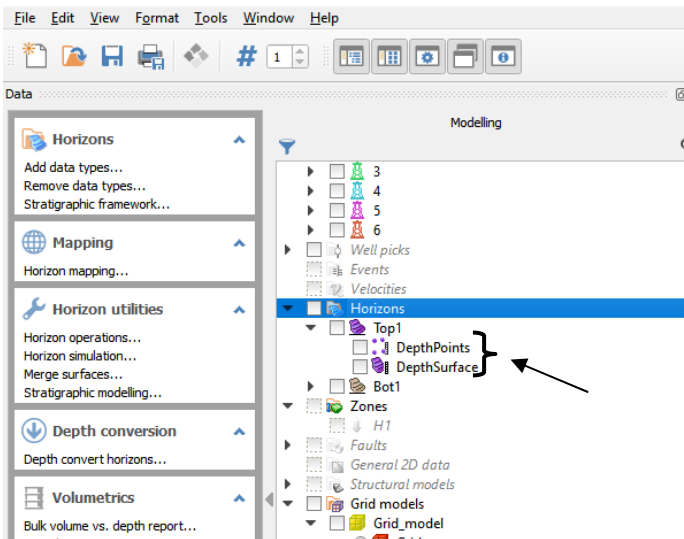


Рис. 9. Создание точек пластопересечений с кровлей

Depth Points → ПКМ → Edit → Digitize new points → ЛКМ на экран → появилась точка → выключаем Digitize new points → выбрать точку, появляется внизу таблица со значениями X, Y, Z → поменять значения на заданные (Таблица 1).

Таблица 1

Координаты скважин			
Номера скважин	Координаты скважин		
	X	Y	Z
1	6495.35	5528.14	1530
2	7186.02	7830.39	1525
3	9383.63	7411.80	1522
4	10723.13	5632.78	1530
5	8985.97	4397.94	1525
6	8651.1	5967.66	1520

Создать аналогичным образом 6 точек (Рис. 10).

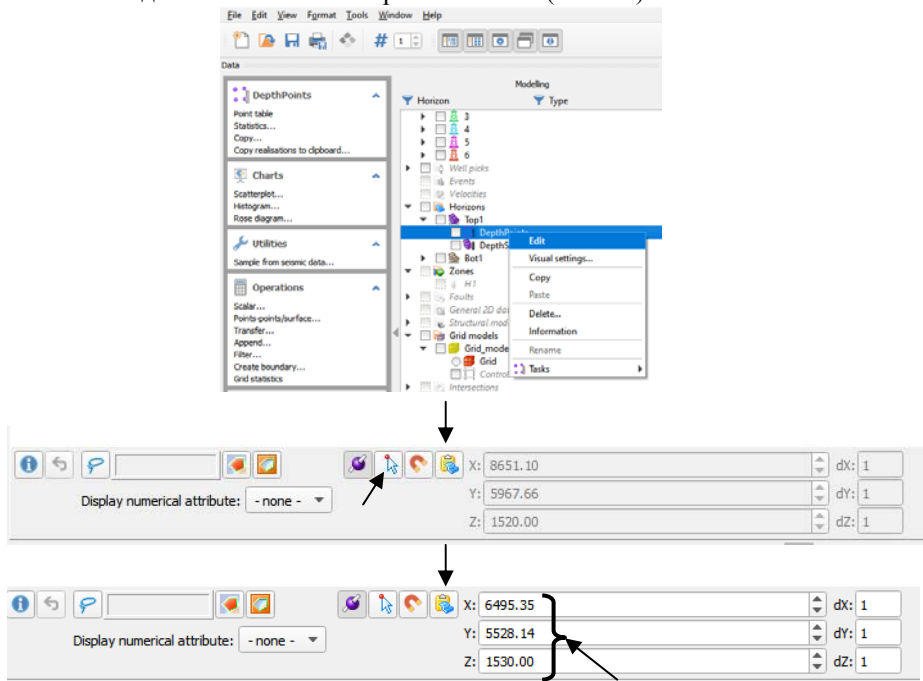


Рис. 10. Создание точек пересечений скважин с кровлей

Результат представлен на Рис. 11.

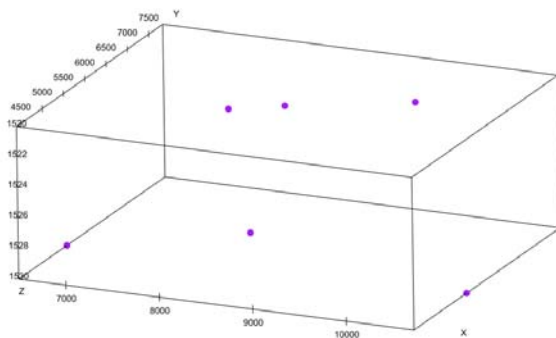


Рис. 11. Точки пересечений скважин с кровлей

5. Создание точек пересечений скважин с подошвой.

Точки подошвы получаются путем суммирования глубин пласто-пересечений кровли и толщины пласта. Заданный пласт имеет постоянную толщину 20м.

Точки кровли (DepthPoints из Top1) копируются в пустой контейнер DepthPoints (Bot1) (Рис. 12) → на контейнер DepthPoints (Bot1) ЛКМ → *Operations* → *Scalar* → *Input* (Float a) = 20 → *Operation type* – *Mathematical operation* → *Operation* – $z=z+a$ (Рис. 13) → *Run*.

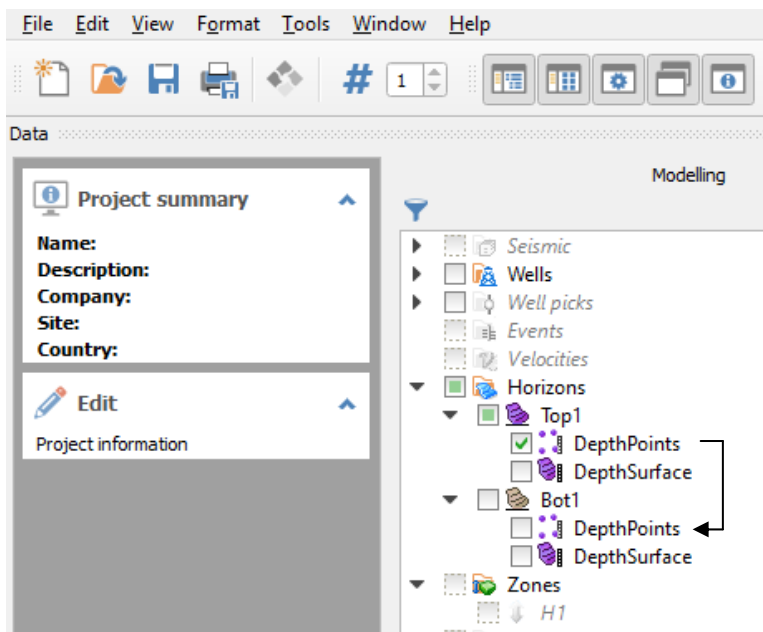


Рис. 12. Перенос DepthPoints из контейнера Top1 в контейнер Bot1

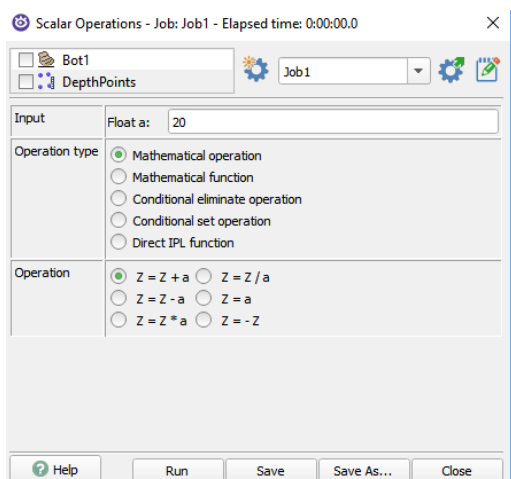


Рис. 13. Создание точек пересечений скважин с подошвой (Толщина пласта = 20м)

На Рис. 14 представлен конечный результат пересечения скважин с кровлей и подошвой пласта.

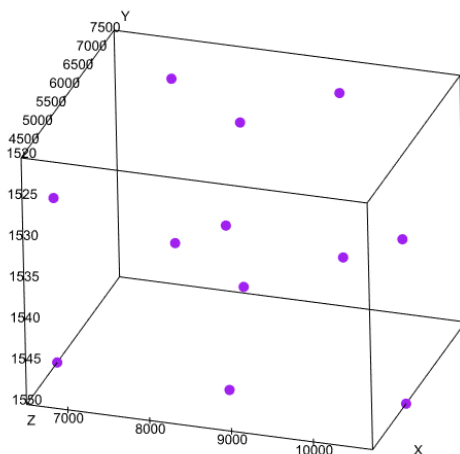


Рис. 14. Создание точек пересечений скважин с подошвой (конечный результат)

6. Создание скважин. Секция Wells.

Wells → Create → Vertical well → Name – 1 → Location East (X), North (Y) взять из таблицы 1 → Depth (Top – 0, Bot – 1704.72) (Рис. 15).

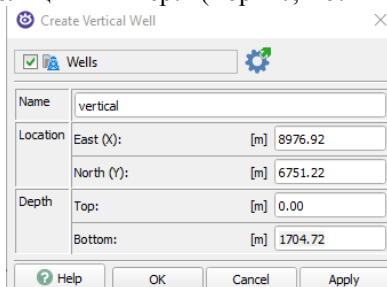


Рис. 15. Создание скважины

Аналогичным образом создаются все 6 скважин.

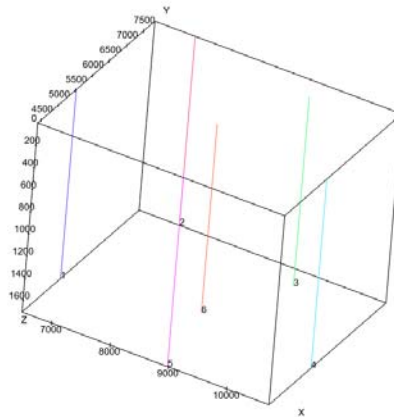
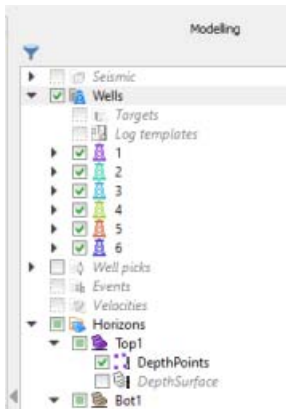


Рис. 16. Создание скважин. Секция Wells

7. Создание поверхности кровли и подошвы пласта (Рис. 17, Рис. 18).

Horizons → Horizon mapping:

Select horizons - *Top1* → Input/output (Select horizons – *Top1*)

Input → *Horizon* → *DepthPoints*;

Output → *Horizon* → *DepthSurface*;

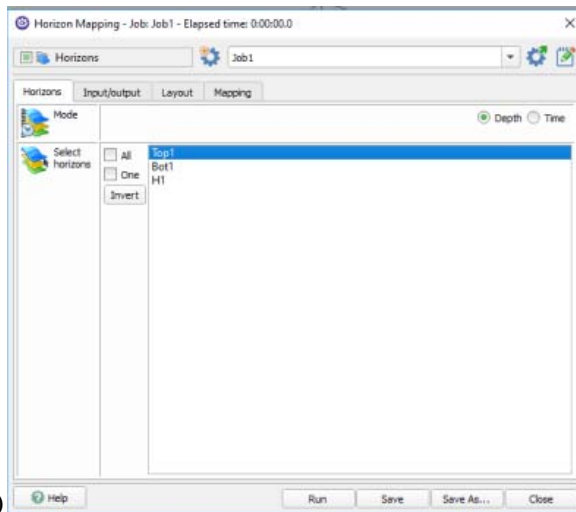
Layout → $X_{inc} - 50$; $Y_{inc} - 50$

Detailed range settings → Mapped Area →

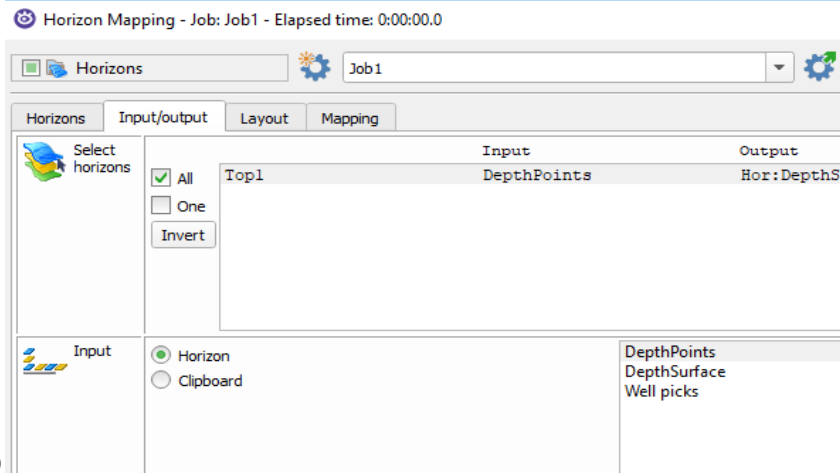
→ *XY range*: $X_{min} = 5095.35$; $Y_{min} = 5528.14$; Width = 5500;

Height = 6000; Rotation = 30;

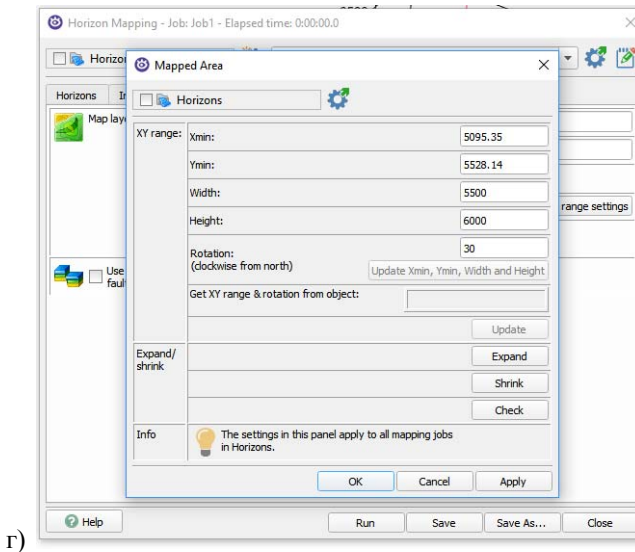
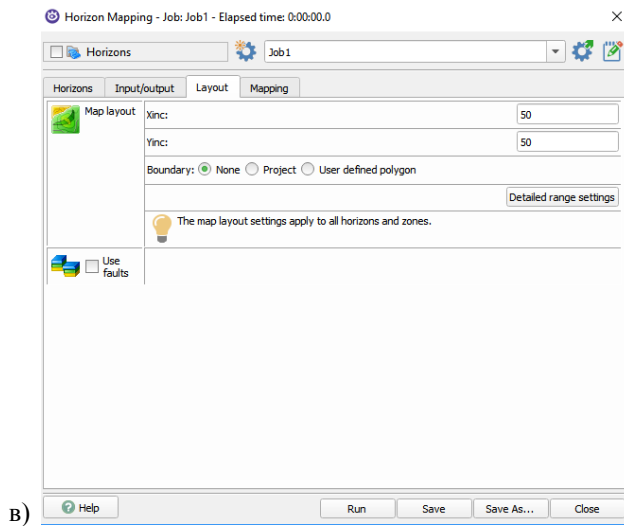
Select horizons - *Top1* → Algorithm → *Local B-spline*.

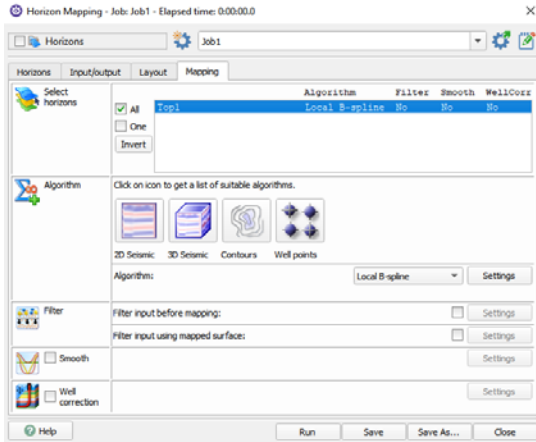


a)



b)





д)

Рис. 17. Создание поверхности кровли и подошвы пласта (а-д)

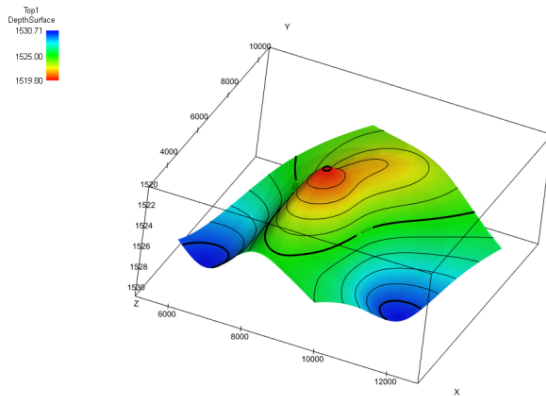


Рис. 18. Кровля пласта

Так как заданный пласт имеет постоянную толщину 20м, получить поверхность подошвы можно путем прибавления 20м к поверхности кровли.

Копируем DepthSurface из Top1 в контейнер DepthSurface Bot1, DepthSurface ЛКМ → Scalar → Input Float a 20 → Mathematical operation → Operation → $z = z + a$ → Run (Рис. 19).

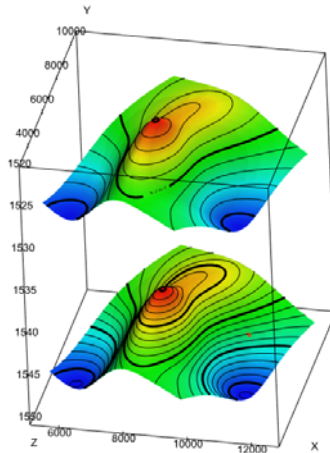


Рис. 19. Кровля и подошва пластов Top1 и Bot1 (толщина пласта = 20м)

8. Создание сетки. Секция Grid models.

Grid models → ЛКМ → Create grid model → Use network structural framework → Name - *Plast* → Bounding Time Surface/DepthSurface - *DepthSurface* → Select reference horizons → All → OK (Рис. 20).

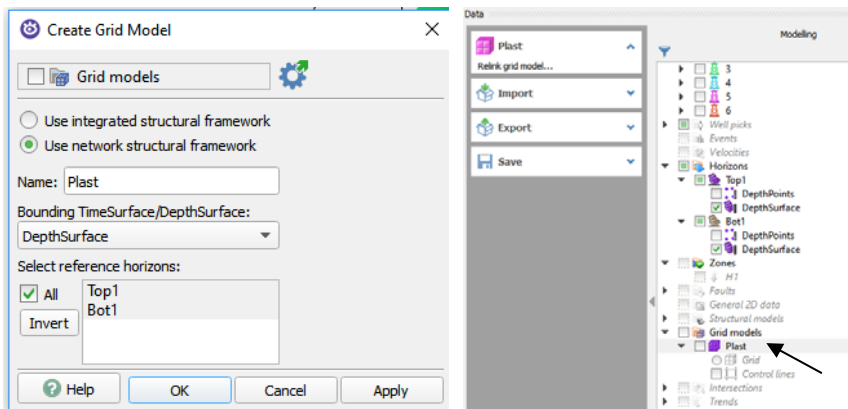


Рис. 20. Секция Grid models

Grid → Create modeling grid → Grid type → Corner point → Columns, Rows Increment 50, Rotation angle 150 → No of layers 40 → Run (Рис. 21).

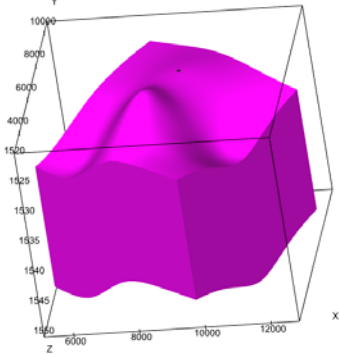
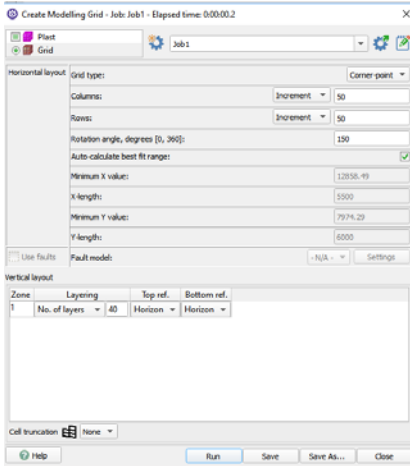


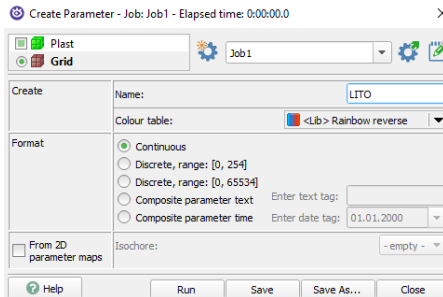
Рис. 21. Создание сетки

9. Создание параметров.

Создание параметров литологии (Рис. 22).

Заданная часть пласта полностью состоит из коллектора.

Grid → Create parameter → Name - *Lito* → Format - *Continuous* → Run (Рис. 22).



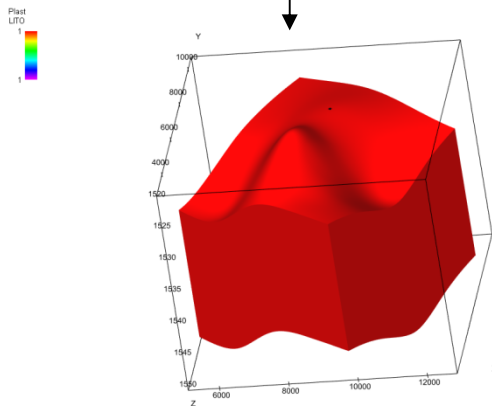
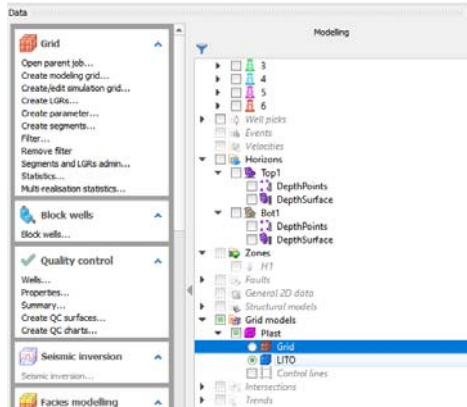


Рис. 22. Создание параметров литологии

Код коллектора – 1, код неколлектора – 0. В нашем случае имеем только коллектор.

Присваиваем нашему параметру значение 1.

Lito → Parameter utilities → Scalar operations → $a = 1$ →
 → $P = P + a$ (Рис. 23).

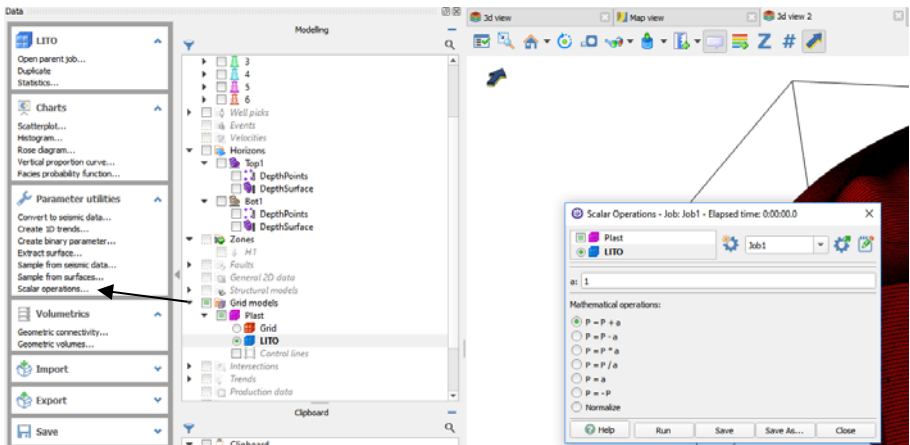


Рис. 23. Присваивание LITO значение 1 (коллектор)

Создание параметра пористости (PORO) (Рис. 24).

Пористость пласта равна 20%.

Создать параметр пористости $PORO = 0,2$ по аналогии с LITO.

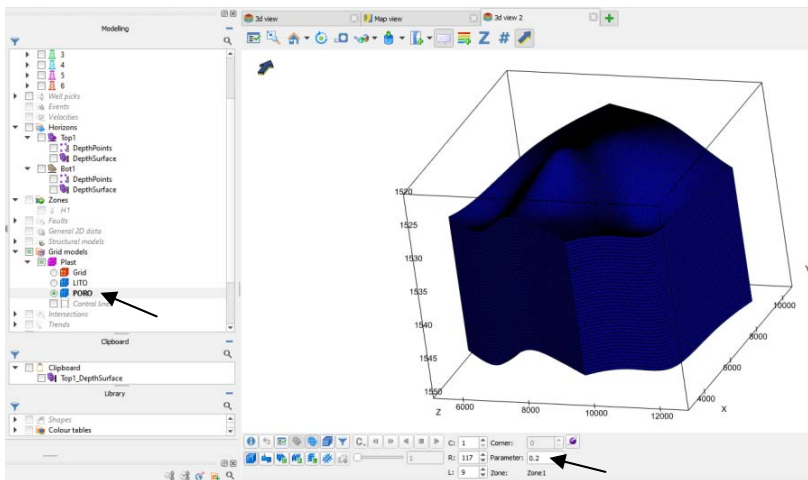


Рис. 24. Параметр пористости (PORO). Присваивание PORO значение 0,2

Создание параметра VOL (Объем).

Чтобы посчитать объем необходимо создать поверхность ВНК (Рис. 27). Для этого копируется любая поверхность в Clipboard (Рис. 25).

Глубина ВНК для залежи = 1522,5м.

Top1_DepthSurface → ЛКМ → Scalar → Float a = 1522.5, Operation
z = a → Run (Рис. 26).

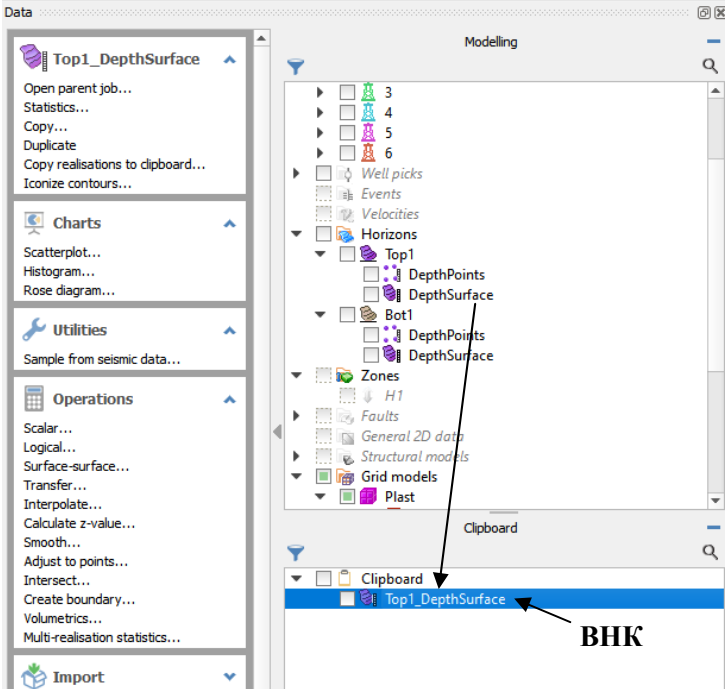


Рис. 25. Копирование поверхности DepthSurface из Top1 в Clipboard

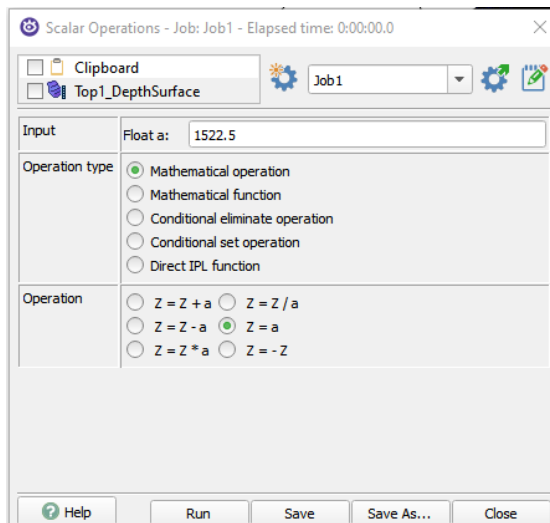


Рис. 26. Создание поверхности ВНК (глубина ВНК = 1522,5м)

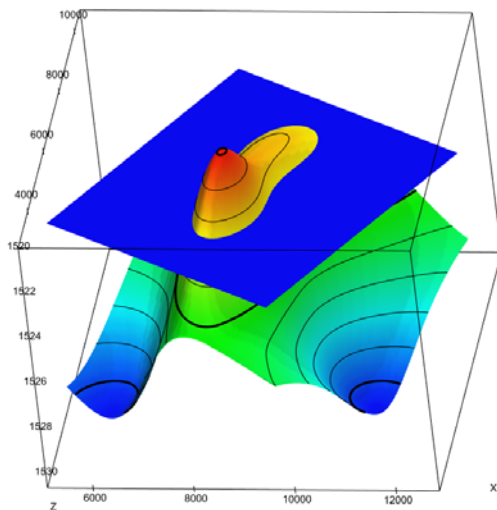
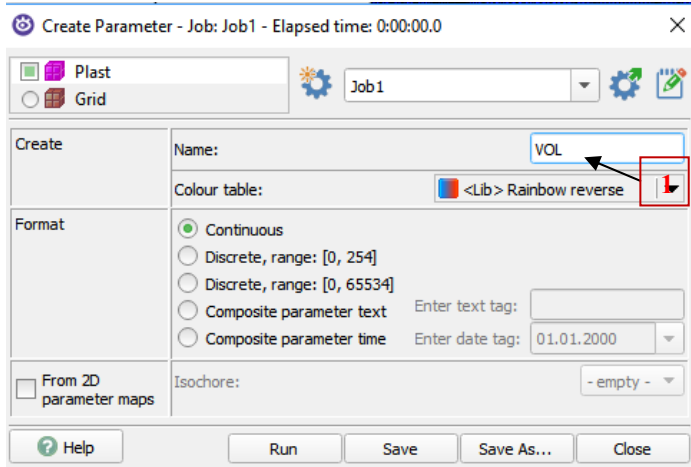


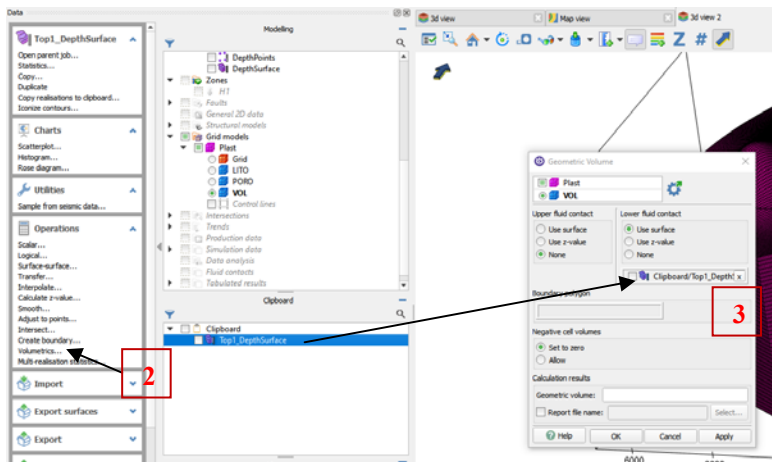
Рис. 27. Поверхность ВНК

Подсчет объема

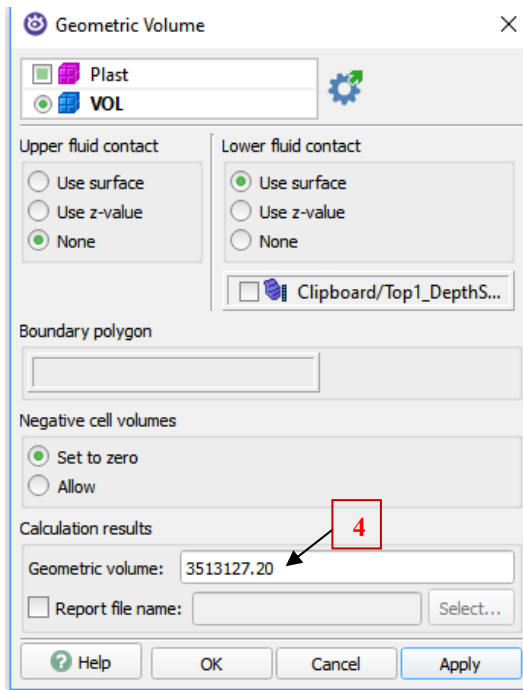
Vol (Рис. 28, а) → Volumetrics (Рис. 28, б) → Geometric volumes → Lower fluid contact → Use surface → в dropsite перенести поверхность ВНК (Рис. 28, б) → Apply (Рис. 28, в).



а)



б)



в)

Рис. 28. Подсчет объема (а-в)

Создание параметра нефтенасыщенности SOIL

Нефтенасыщенность в залежи равна 80% (0,8). Нефтенасыщенность распределяется в модели выше ВНК, чтобы это сделать необходимо отфильтровать эту зону с помощью параметра объема.

Создается параметр SOIL с помощью *Create parameter*.

Устанавливается фильтр по объему.

Grid → Grid → filter → Vol ON → отфильтровать все ненулевые значения (от 0,0001 до max).

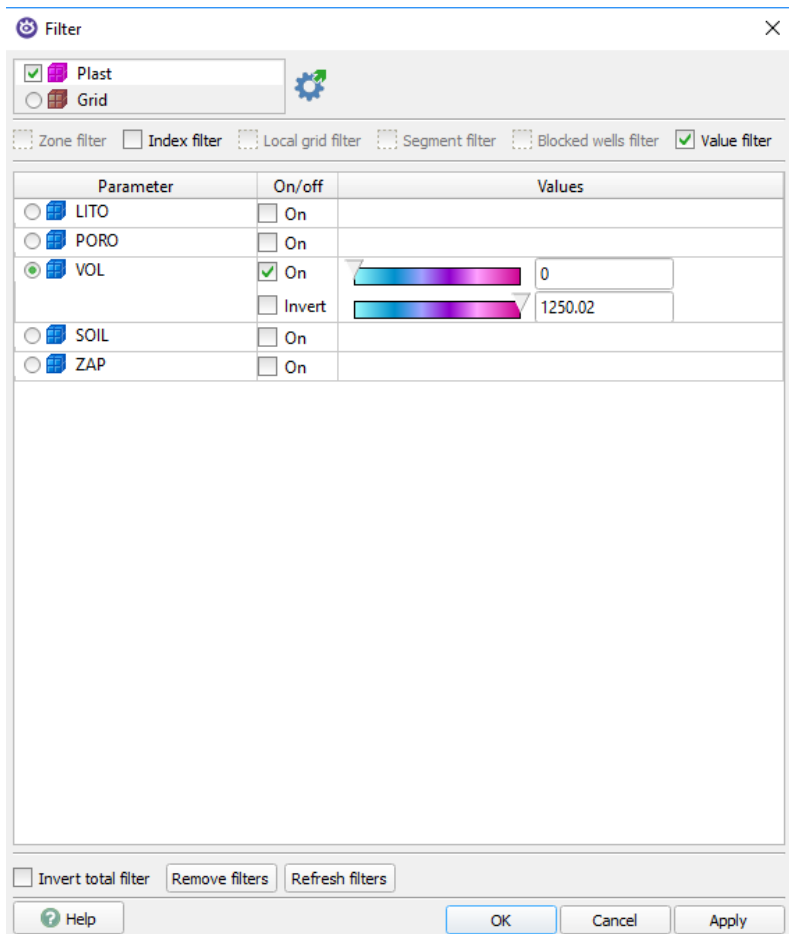


Рис. 29. Установка фильтра на параметр VOL

При включенном фильтре присваивается SOIL значение 0,8 (только части выше ВНК).

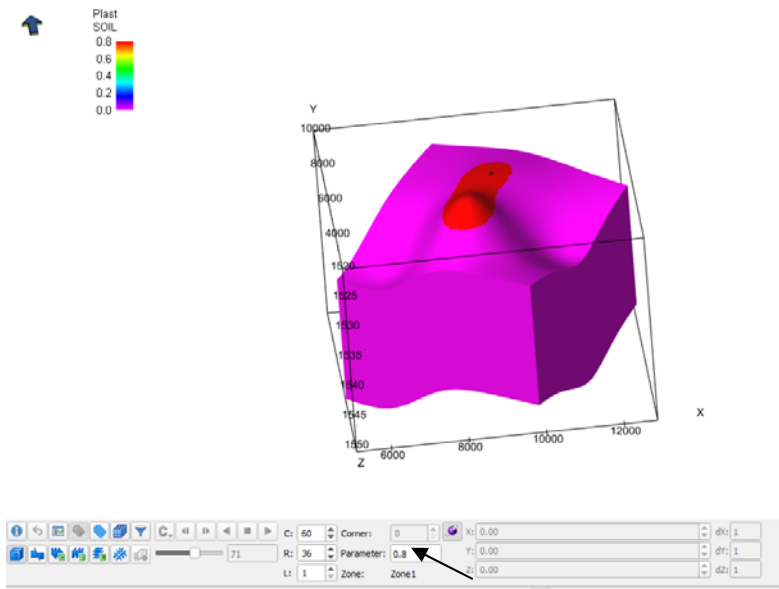


Рис. 30. Установка параметру нефтенасыщенности SOIL значение 0,8

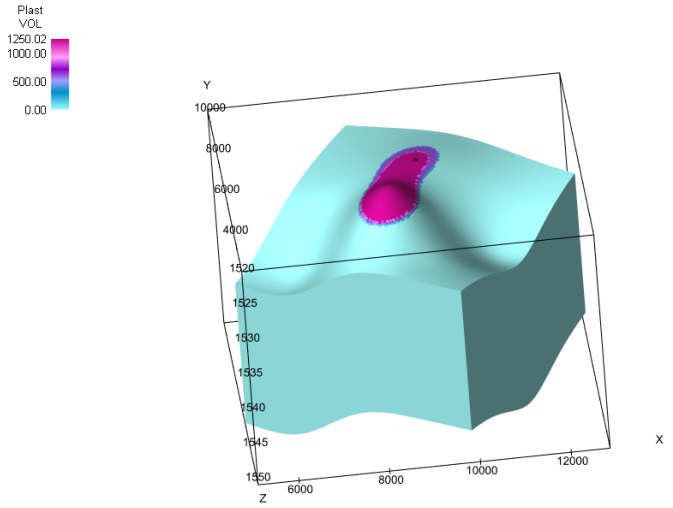


Рис. 31. Параметр VOL после установки фильтра

10. Подсчет запасов.

Создается параметр ZAP (с помощью Grid → Create parameter).

Принимается значение пересчетного коэффициента, равным 0,8 (пересчетный коэффициент – коэффициент обратный объемному фактору).

Плотность нефти принимается равной 0,9.

$$Q = V * SOIL * PORO * \text{плотность} * (1/B).$$

Grid → Parameter utilities → Calculator →
→ ZAP = Vol*Porо*SOIL*0.8*0.9 (Рис. 32).

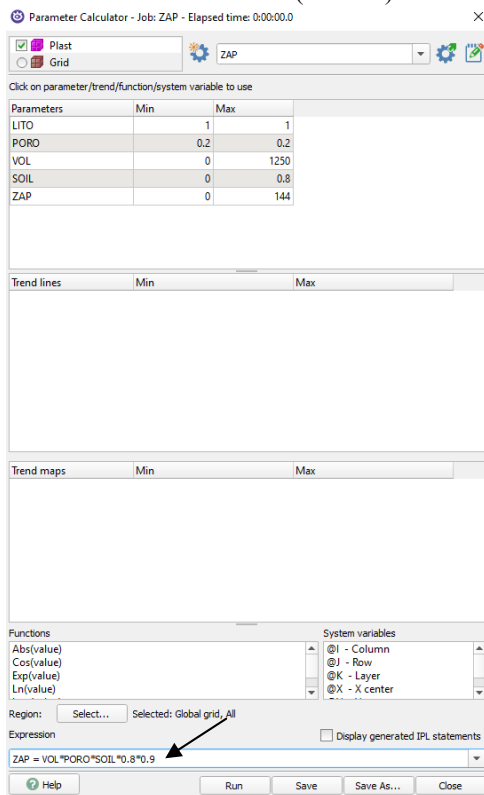



Рис. 32. Подсчет запасов

В результате ZAP = 404.7 тыс. тонн – ZAP → ПКМ → Information (Рис. 33).

Information X

Plast ZAP 

Name: ZAP

Description:

Information

Type: Parameter
Subtype: Continuous
Total no. of cells: 528000
No. of defined cells: 528000
No. of undefined cells: 0

Statistics

Sum: 404712.260086
Minimum: 0
Average: 0.7665
Maximum: 144.002
Standard deviation: 9.98347

Version	Date	Time	User	Release
1	02.12.2019	18:13	User	RMS 10.1.3
2	02.12.2019	18:13	User	RMS 10.1.3

Help OK Cancel Apply

Рис. 33. Подсчет запасов

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основная литература:

1. *Гладков Е.А.* Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учеб. пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 99 с.
2. *Дейк Л.П.* Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дейк. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. 668 с.
3. *Дуркин С.М.* Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика): учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2014. 104 с.
4. *Карлсон М.Р.* Практическое моделирование нефтегазовых пластов / М. Р. Карлсон. Издательство «ИКИ», 2012. 944 с.
5. *Низаев Р.Х., Насыбуллин А.В.* Моделирование в разработке нефтяных месторождений: создание гидродинамической модели на базе пакетов программ фирмы ROXAR – MORE –Tempest. Учебное пособие для бакалавров направления 21.03.01 (131000) «Нефтегазовое дело» профиля «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» всех форм обучения. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014. 40с.
6. *Эртекин, Т.* Основы прикладного моделирования пластов / Т. Эртекин, Дж. Абу-Кассем, Г. Кинг. Издательство «ИКИ», 2012. 1060 с.
7. *Kleppe J.* Reservoir Simulation. Lecture Notes. Stavanger: NTNU, 2017. 106 с.
8. RMS_User_guide_2012_Rus. 2012. 3164 с.

Дополнительная литература:

9. *Азиз Х.* Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; пер. с англ. А.В. Королева, В.П. Костнера; под ред. М.М. Максимова. 2-е изд., стереотип. М.: Недра, 1982. 407 с.
10. *Подземная гидромеханика / С.Б. Каплан [и др.].* 2-е изд., исправ. М.; Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2006. 488 с.
11. *Голд-Рахт Т.Д.* Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинновидных коллекторов / Т.Д. Голд-Рахт; пер. с англ. Н. А. Бардиной [и др.]; под ред. А.Г. Ковалева. М.: Недра, 1986. 608 с.
12. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений: учеб. для студентов вузов, обучающихся по специальности «Технология и

- комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» / Ю.П. Желтов. М.: Недра, 1986. 332 с.
13. *Закиров С.Н.* Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. М.: Внешторгиздат, 1998. 628с.
14. Многомерная и многокомпонентная фильтрация : справ. пособие / С.Н. Закиров [и др.]. М.: Недра, 1988. 334 с.
15. *Закиров Э.С.* Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. / Э.С. Закиров; под общ. ред. Н. А. Ерёмкина. М.: Грааль, 2001. 302 с.
16. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
17. *Кричлоу Г.Б.* Современная разработка нефтяных месторождений проблемы моделирования / Г.Б. Кричлоу. М.: Недра, 1979. 303 с.
18. *Лебединец Н.П.* Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами: монография / Н.П. Лебединец. М.: Наука, 1997. 398 с.
19. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // Геологические модели. Т. 1. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 162 с.
20. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // Фильтрационные модели. Т. 2. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 224 с.
21. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. М., 2000. (РД 15339.0-047-00).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Темы рефератов	4
2. Задание для выполнения расчетно-графической работы	5
Библиографический список	30

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

Сост.: *Л.Р. Сагирова, К.Ш. Хайбуллина*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Ответственный за выпуск *Л.Р. Сагирова*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 11.06.2020. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 1,9. Усл.кр.-отт. 1,9. Уч.-изд.л. 1,7. Тираж 75 экз. Заказ 339.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2