

**И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, Н.П. Ефимова,  
А.А. Колеватов, П.В. Крыганов, Ю.Б. Чен-лен-сон**

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ  
ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
И СЕКТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
НА ПРИМЕРЕ ПО ECRINE KARPA ENGINEERING**

Москва, 2019

УДК 622.276.1/4(73)

ББК 33.361

**Рецензенты:**

**Фукс А.Б.**, доктор геолого-минералогических наук

**Хисметов Т.В.**, доктор технических наук

**Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П., Колеватов А.А., Крыганов П.В., Чен-лен-сон Ю.Б.** *Интерпретация промысловых исследований и секторное моделирование на примере ПО Ecrine Kappa Engineering* – М.: Афанаскин И.В., 2019. – 263 с.

ISBN 978-5-600-02496-0

Настоящая книга предназначена для обучения интерпретации промысловых исследований (промыслово-геофизические исследования, гидродинамические исследования, анализ добычи) и секторному гидродинамическому моделированию разработки нефтяных месторождений на примере программного обеспечения Ecrine компании Kappa Engineering. Изложены теоретические основы интерпретации исследований и моделирования. Особое внимание уделено работе в специализированном программном обеспечении.

Книга может быть полезной для студентов, аспирантов и специалистов, интересующихся контролем разработки нефтяных месторождений, изучением геологического строения и гидродинамическим моделированием разработки. Может использоваться в качестве учебного пособия для программного обеспечения Ecrine компании Kappa Engineering.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 16–29–15135 офи\_м.

**УДК 622.276.1/4(73)**

**ББК 33.361**

© Афанаскин Иван Владимирович

© Вольпин Сергей Григорьевич

© Ефимова Наталья Петровна

© Колеватов Александр Александрович

© Крыганов Павел Викторович

© Чен-лен-сон Юрий Борисович

ISBN 978-5-600-02496-0

## Содержание

Введение.....	6
ГЛАВА 1. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. SAPHIR KAPPA ENGINEERING.....	7
1. Общие сведения о гидродинамических исследованиях.....	7
2. Программы для интерпретации гидродинамических исследований.....	15
3. Описание ПО Saphir Kappa Engineering.....	15
4. Описание процесса ввода, интерпретации, вывода, создания отчета.....	20
4.1 Запуск программы, описание основной панели и выбор системы измерений.....	20
4.2 Создание нового файла.....	22
4.3 Загрузка данных дебита и давления.....	24
4.4 Интерпретация материалов гидродинамических исследований.....	28
Литература к главе 1.....	36
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ДОБЫЧИ. TOPAZE KAPPA ENGINEERING.....	38
1. Теоретические основы анализа добычи.....	38
2. Создание документа Topaze Kappa Engineering.....	49
2.1 Загрузка и интерпретация данных о добыче без данных о давлении.....	53
2.2 Загрузка данных о добыче.....	53
2.3 Извлечение временного интервала для анализа.....	56
2.4 Анализ Арпса.....	58
2.5 Анализ Фетковича.....	63
3. Новый документ с данными о давлении и дебите.....	66
3.1 Загрузка и интерпретация данных давлению и добыче.....	66
3.2 Преобразование данных для анализа.....	71
3.3 График Блэйсингейма.....	73
3.4 Билогарифмический график.....	74
3.5 График материального баланса.....	76
4. Построение модели.....	78

5. Уточнение модели «Improve» .....	82
6. Прогноз.....	84
7. Другие возможности Toraze .....	85
Литература к главе 2 .....	86
<b>ГЛАВА 3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ</b>	
<b>ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. EMERAUDE KAPPA ENGINEERING .....</b>	
1. Геофизические исследования при контроле разработки месторождений (промыслово-геофизические исследования) .....	87
2. Методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений. ...	88
2.1 Метод термометрии .....	88
2.2 Метод механической расходомерии.....	90
2.3 Метод влагомерии (диэлькомерии).....	92
2.4 Метод индукционной резистивиметрии .....	94
2.5 Метод термокондуктивной дебитометрии .....	95
2.6. Метод барометрии.....	96
2.7 Метод шумометрии.....	98
2.8 Метод плотнометрии .....	99
2.9 Метод меченого вещества .....	100
2.10 Метод электромагнитной локации муфт. ....	101
2.11 Методы импульсного нейтронного каротажа .....	103
3. Задачи, решаемые геофизическими методами при контроле за разработкой нефтяных месторождений .....	105
3.1 Исследование процесса вытеснения нефти в пласте.....	106
3.2 Изучение эксплуатационных характеристик пласта .....	114
4. Описание процесса ввода, интерпретации, вывода, создания отчета Emeraude.....	123
4.1 Запуск программы, описание основной панели и выбор системы измерений.....	123
4.2 Загрузка данных .....	132
4.3 Создание интерпретации .....	151



4.4 Выходные данные .....	187
Литература к главе 3 .....	190
<b>ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ</b>	
<b>МЕСТОРОЖДЕНИЙ. RUBIS KAPPA ENGINEERING .....</b>	
1. Теоретические основы моделирования разработки нефтяных месторождений. ПО Rubis .....	192
2. Построение трехфазной модели с помощью ПО Rubis .....	194
2.1 Создание новой модели .....	194
2.2 Задание PVT-свойств .....	196
2.3 Задание границ пласта, разломов и точек входа скважин в пласт .....	204
2.4 Задание глубины залегания и толщины пласта .....	208
2.5 Задание фильтрационно-емкостных свойств пласта .....	211
2.6 Задание скважин .....	219
2.7 Задание сетки .....	235
2.8 Настройка периода времени моделирования .....	242
2.9 Инициализация задачи .....	243
2.10 Прогон модели и визуализация результатов .....	246
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ .....</b>	<b>254</b>
Типовые диагностические графики Бурдэ для определения интерпретационной модели при анализе гидродинамических исследований скважин .....	254

## Введение

Работа посвящена интерпретации промысловых исследований и секторному моделированию. Под промысловыми исследованиями далее понимаются промыслово-геофизические исследования скважин, гидродинамические исследования пластов и скважин, анализ добычи. Под секторным моделированием понимается гидродинамическое моделирование разработки отдельного участка большого месторождения либо небольшого месторождения целиком. При этом геологическая основа гидродинамической модели создается интерактивно, без использования специального программно обеспечения для геологического моделирования.

Книга разбита на 4 главы. Каждому типу промысловых исследований, а так же моделированию посвящена отдельная глава. В начале каждой главы кратко излагаются теоретические основы рассматриваемого подхода. Затем дается подробное описание использования программного обеспечения Escline компании Kappa Engineering для решения конкретных промысловых задач. Escline является оболочкой, объединяющей различные программные модули, каждый из которых предназначен для решения отдельного класса задач. Внутри оболочки возможен обмен данными между отдельными модулями. При этом для интерпретации гидродинамических исследований скважин используется модуль Saphir; для анализа добычи - модуль Toraze; для интерпретации промыслово-геофизических исследований – модуль Emeraude; для моделирования - модуль Rubis.

В приложении приведены типовые диагностические графики Бурдэ для определения интерпретационной модели при анализе гидродинамических исследований скважин. При создании этого раздела использованы материалы лекций Р.Г. Шагиева и А.М. Гончарова по интерпретации гидродинамических исследований скважин.

# ГЛАВА 1. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. SAPHIR KAPPA ENGINEERING

## 1. Общие сведения о гидродинамических исследованиях

Гидродинамические исследования скважин являются одним из основных источников информации о пласте и происходящих в нём процессах при разработке нефтяного месторождения. При этом задачами гидродинамических исследований при проектировании и моделировании разработки нефтяного месторождения являются:

1. Уточнение геологического строения (оценка гидродинамической связи по пласту, определение зон неоднородности и границ в пласте, определение типа коллектора, оценка участия матрицы трещиновато-порового коллектора в разработке).
2. Изучение энергетического состояния залежи.
3. Изучение характера фильтрации.
4. Определение фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Задачами гидродинамических исследований при осуществлении контроля за разработкой нефтяного месторождения являются:

1. Мониторинг продуктивности скважин.
2. Оценка состояния призабойной зоны скважин.
3. Выбор скважин для проведения геолого-технологических мероприятий.
4. Оценка технологической эффективности геолого-технологических мероприятий.

Важной отличительной особенностью гидродинамических исследований является то, что они позволяют определять фильтрационно-емкостные параметры пласта непосредственно в процессе фильтрации по нему флюидов, т.е. в условиях, соответствующих рабочим условиям разработки пласта. Это отличает гидродинамические исследования от геофизических, которые позволяют определять фильтрационно-емкостные

параметры пласта с помощью различных косвенных методов (акустических, электромагнитных, радиоактивных и др.). Кроме того, гидродинамические исследования характеризуют пласт как в призабойной зоне скважины, так и в межскважинной зоне.

Методы гидродинамических исследований подразделяются на две группы. Первая группа основана на анализе процессов стационарной фильтрации в пласте. Плоскорадиальный стационарный приток несжимаемой жидкости в недеформируемом однородном пласте к вертикальной скважине описывается формулой Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B} \frac{(p_{nl} - p_{зab})}{\left( \ln \frac{R_k}{r_c} + S \right)}, \quad (1)$$

где  $q$  - объемный дебит скважины в поверхностных условиях;  $k$  - проницаемость пласта;  $h$  - толщина пласта;  $\mu$  - вязкость жидкости;  $B$  - объемный коэффициент жидкости;  $p_{nl}$  - пластовое давление (на контуре питания);  $p_{зab}$  - забойное давление;  $R_k$  - радиус контура питания;  $r_c$  - радиус скважины;  $S$  - скин-фактор (параметр, характеризующий изменение фильтрационных свойств околоскважинной зоны пласта по сравнению с удаленной зоной).

Формулу (1) можно переписать в следующем виде:

$$q = K_{np} (p_{nl} - p_{зab}), \quad (2)$$

$$K_{np} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{1}{\left( \ln \frac{R_k}{r_c} + S \right)},$$

где  $K_{np}$  - коэффициент продуктивности скважины – параметр, зависящий от фильтрационных параметров пласта и состояния околоскважинной зоны пласта. Он характеризует добычные характеристики данной скважины.

На анализе процессов стационарной фильтрации основан метод «установившихся» отборов. Сущность его состоит в получении набора значений «дебит  $q$  - забойное давление  $p_{зab}$ » при отборе жидкости из пласта

на нескольких установившихся режимах работы скважины и построении кривой  $q = f(p_{заб})$ , которая называется индикаторной диаграммой данной скважины. В случае линейного закона фильтрации (1), (2) индикаторная диаграмма имеет вид прямой линии. Искомый коэффициент продуктивности скважины численно равен угловому коэффициенту этой прямой.

В зависимости от особенностей строения пласта, свойств нефти и термогидродинамических условий в пласте закон стационарной фильтрации флюидов в пласте может отличаться от линейного. В таком случае добычные свойства скважин будут характеризоваться другими параметрами.

Вторая группа методов гидродинамических исследований пластов и скважин основана на анализе процессов нестационарной фильтрации. К этой группе относятся:

1. Метод восстановления давления (анализируются кривые восстановления давления, кривые падения давления);
2. Метод стабилизации давления (анализируются кривые пуска, кривые перехода с одного установившегося режима работы на другой);
3. Метод произвольного изменения давления (анализируются сочетания различных кривых изменения давления);
4. Метод гидропрослушивания (анализируются кривые изменения давления в реагирующей скважине под влиянием изменения режима работы возмущающей скважины);
5. Метод прослеживания уровня (анализируются расчетные кривые изменения давления, полученные путем пересчета замеренных кривых изменения уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины).

Методы интерпретации материалов гидродинамических исследований подразделяются на две группы: методы линеаризации и метод наилучшего совмещения.

При использовании метода линеаризации интерпретация, например, кривой восстановления давления (КВД) сводится к построению прямолинейной анаморфозы КВД, т.е. построение графика в координатах модифицированное давление - модифицированное время; и дальнейшему выбору на этом графике прямолинейного участка, определению по наклону и свободному члену фильтрационных параметров пласта. Методы линеаризации отличаются разным учетом истории работы скважины перед КВД и разным учетом притока жидкости в ствол скважины после закрытия скважины. К таким методам относятся:

1. Метод касательной или метод Миллера-Дайса-Хетчинсона (обработка КВД после длительной работы скважины с постоянным дебитом без учета притока жидкости в ствол скважины);
2. Метод Хорнера (обработка КВД после кратковременной работы скважины с постоянным дебитом без учета притока жидкости в ствол скважины);
3. Метод Чарного-Умрихина (обработка КВД после длительной работы скважины с постоянным дебитом с учетом притока жидкости в ствол скважины);
4. Обобщенный метод Хорнера (обработка КВД после произвольного времени работы скважины с переменным дебитом без учета притока жидкости в ствол скважины).
5. Обобщенный дифференциальный метод (обработка КВД после произвольного времени работы скважины с переменным дебитом с учетом притока жидкости в ствол скважины).

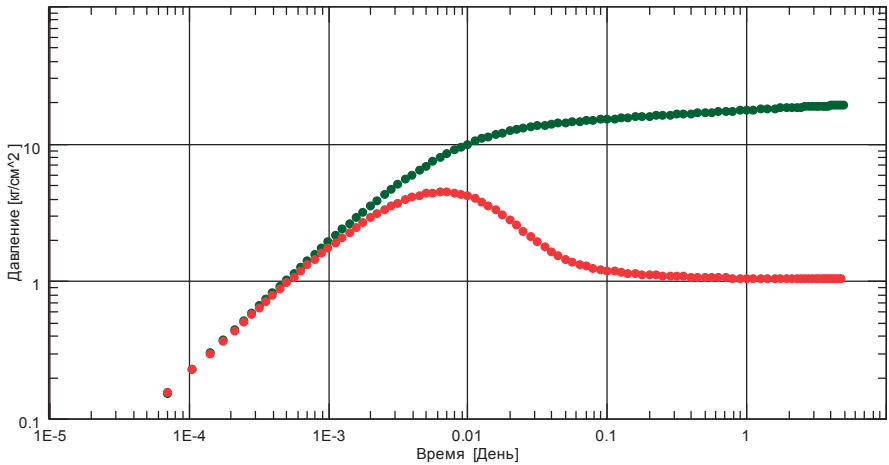
Метод наилучшего совмещения или метод нелинейной регрессии заключается в подборе неизвестных параметров пласта таким образом, чтобы получить наилучшее совмещение фактической и расчетной кривых забойного давления от времени. Критерием наилучшего совмещения можно считать минимум невязки - суммы квадратов расхождений фактической и расчетной кривых.

Метод наилучшего совмещения тесно связан с построением по КВД диагностического графика Бурде, который представляет собой семейство двух кривых. Одна кривая – изменение забойного давления во время КВД, а вторая кривая – это изменение во времени производной изменения давления. Аргументом, по которому производится дифференцирование кривой изменения давления, является функция суперпозиции, учитывающая историю работы скважины. Диагностический график строится в бигарифмических координатах (давление от времени с начала КВД). Форма диагностического графика позволяет выбрать интерпретационную модель, которая определяется типом коллектора, наличием неоднородности коллектора, непроницаемых границ, условиями притока к стволу скважины, характером фильтрации и др. По горизонтальному участку производной, соответствующему радиальной фильтрации в пласте, определяется гидропроводность пласта.

Например, на рис. 1.1 представлен диагностический график Бурде, форма которого соответствует модели однородного бесконечного пласта (в зоне, «освещённой» данным исследованием). На производной (кривая красного цвета) сначала отмечается рост, затем падение, после чего кривая постепенно выходит на горизонтальный участок. Участок роста и падения производной обусловлен влиянием притока жидкости в ствол скважины, продолжающегося после её остановки, и перераспределением фаз в стволе скважины. Горизонтальный участок производной обусловлен процессом радиальной фильтрации в пласте. На использовании уравнения, описывающего эту фильтрацию, основано определение искомых параметров пласта. При этом для определения параметров пласта на КВД выбирается участок, соответствующий по времени горизонтальному участку на графике производной.

Если сомнений в правильности выбранной модели пласта нет, то процедуру определения параметров можно считать законченной. В противном случае следует принять в качестве расчетной другую модель

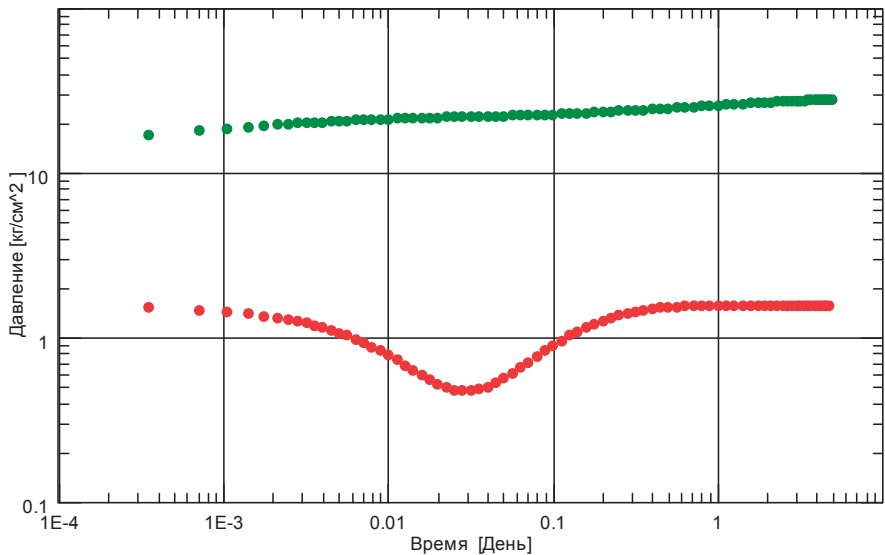
пласта и повторить расчет. Наиболее подходящей для данного пласта будет та модель, которая дает минимальную невязку.



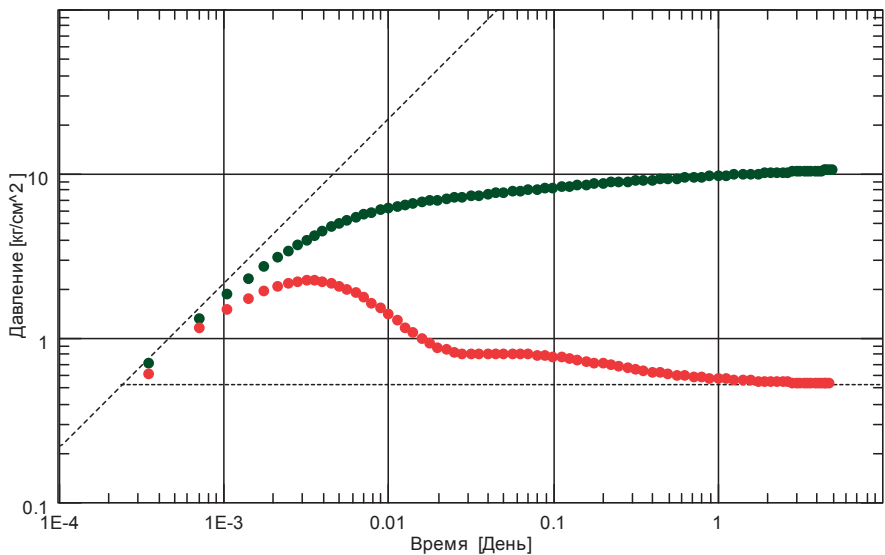
**Рис. 1.1** Диагностический график Бурде. Модель однородного бесконечного пласта

Метод наилучшего совмещения является основным методом обработки материалов промысловых гидродинамических исследований: кривых восстановления уровня, КВД и кривых гидропрослушивания на основе различных геолого-гидродинамических моделей пласта. Кроме модели однородного пласта используется, например, модель пласта с двойной пористостью (рис. 1.2), двухзонного пласта (рис. 1.3) и др., модели скважины - модель вертикальной, наклонной, горизонтальной скважины, модель скважины с трещиной бесконечной проводимости (рис. 1.4) и др., модели границ - модель бесконечного пласта, пласта с одной непроницаемой границей (рис. 1.5) и др. Более полно диагностические графики Бурде для различных моделей представлены в приложении.





**Рис. 1.2** Диагностический график Бурде  
 Модель пласта с двойной пористостью без влияния ствола скважины



**Рис. 1.3** Диагностический график Бурде. Модель двухзонного пласта

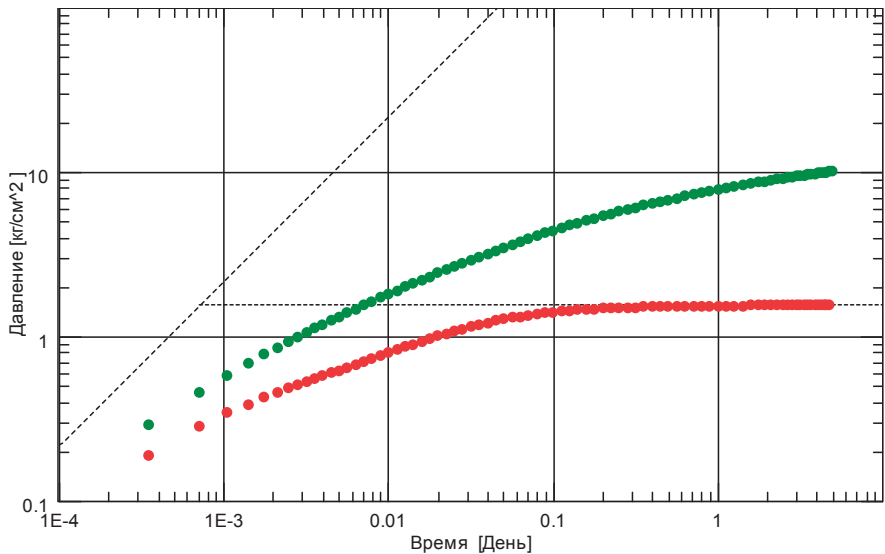


Рис. 1.4 Диагностический график Бурде. Модель скважины с трещиной бесконечной проводимости. Пласт однородный и бесконечный

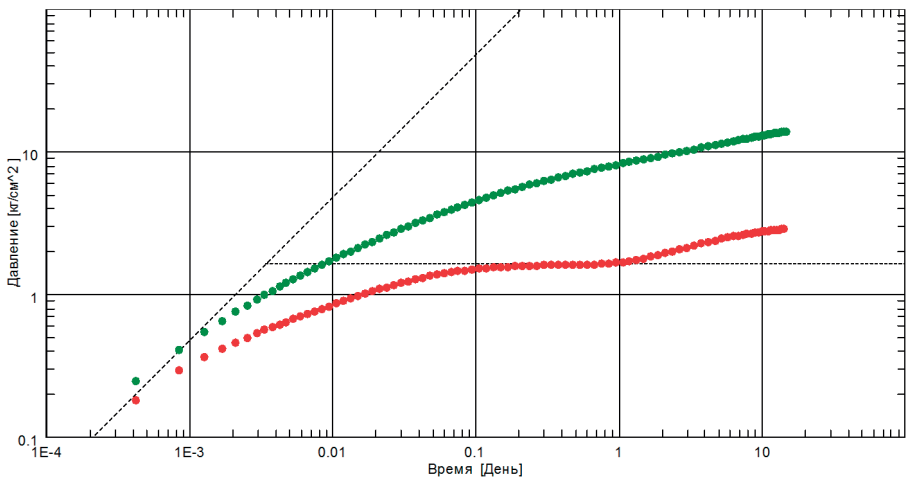


Рис. 1.5 Диагностический график Бурде. Модель пласта с непроницаемой границей. Скважина с трещиной бесконечной проводимости

## **2. Программы для интерпретации гидродинамических исследований**

В настоящее время существует множество зарубежных и отечественных программных продуктов для обработки материалов гидродинамических исследований.

Ряд отечественных программ не имеют современной методической базы интерпретации и позволяют проводить интерпретацию только по простейшим моделям. Это такие программы такие, как «ГДИ эффект», «Гидро-зонд» и т.д.

Другие отечественные программы позволяют проводить обработку по современным методикам с использованием основных моделей пласта и скважины. К недостаткам данных программ следует отнести ограниченное количество моделей и невозможность производить, в некоторых из них, интерпретацию обводненных скважин. К таким программам относятся «Гидро-тест», «Мониторинг ГДИС», «Testar».

К современным программным продуктам следует отнести программы: «PanSystem», «Pie», «Saphir», «WELTEST», и др. В этих программах реализованы большинство современных моделей скважин, пластов и границ. Программа «Saphir» выделяется из них наибольшим количеством моделей и дружественным интерфейсом для пользователя.

## **3. Описание ПО Saphir Kappa Engineering**

Saphir - модуль программного комплекса Ecrin компании Kappa Engineering, предназначенный для интерпретации материалов гидродинамических исследований. В модуле Saphir можно осуществлять анализ с помощью диагностического графика Бурде. Он содержит обширную библиотеку аналитических моделей пласта.

Модуль Saphir позволяет:

- Обрабатывать материалы всех видов гидродинамических исследований (КВД, кривую падения давления, индикаторную диаграмму, кривую гидропрослушивания и т.д.).
- Проводить численное моделирование на сетке Вороного, позволяющее описать случаи многофазной фильтрации и сложной геометрии пластов и разломов.
- Обрабатывать материалы гидродинамических исследований с учетом влияния соседних скважин.
- Осуществлять анализ одно-, двух-, трехфазной фильтрации.
- Применять метод деконволюции для искусственного увеличения длительности информативной части исследования.
- Анализировать материалы, полученные путем использования нескольких датчиков давления (например, разности давлений).
- Анализировать градиент давления и температуры.
- Пересчитывать данные давления с глубины подвески манометра на глубину забоя.
- Анализировать чувствительность диагностического графика к изменению полученных параметров.
- Экспортировать результаты обработки в разные форматы.
- Сравнить результаты обработки, результаты совмещения в разных координатах.
- Производить различные манипуляции с данными давления, дебита (сглаживание, прореживание и т.д.).
- Использовать результаты, полученные в других модулях Ecrin (используя собственный проводник).
- Изменять единицы измерения различных параметров.

Модуль Saphir позволяет использовать следующие исходные данные:

1. Замеренные данные.

1.1. Дебит жидкости.

- 1.2. Дебит нефти.
  - 1.3. Дебит воды.
  - 1.4. Дебит газа.
  - 1.5. Газовый фактор.
  - 1.6. Забойное давление.
  - 1.7. Буферное давление.
  - 1.8. Затрубное давление.
2. Данные о скважине.
- 2.1. Характеристики скважины.
  - 2.2. Тип скважины.
  - 2.3. Месторождение.
  - 2.4. Пласт.
  - 2.5. Положение скважины на карте.
  - 2.6. Дата ввода в эксплуатацию.
  - 2.7. Глубина скважины.
  - 2.8. Диаметр эксплуатационной колонны.
  - 2.9. Комментарии.
3. PVT- характеристики, энергетические характеристики.
- 3.1. Плотность нефти.
  - 3.2. Плотность воды.
  - 3.3. Плотность газа.
  - 3.4. Соленость воды.
  - 3.5. Вязкость нефти.
  - 3.6. Вязкость воды.
  - 3.7. Вязкость газа.
  - 3.8. Объемный коэффициент нефти.
  - 3.9. Объемный коэффициент воды.
  - 3.10. Объемный коэффициент газа.
  - 3.11. Сжимаемость нефти.
  - 3.12. Сжимаемость воды.

- 3.13. Сжимаемость газа.
- 3.14. Растворимость газа в нефти.
- 3.15. Давление насыщения нефти газом.
- 3.16. Начальное пластовое давление.
- 3.17. Начальная пластовая температура.

#### 4. Фильтрационно-емкостные характеристики пласта.

- 4.1. Сжимаемость пласта.
- 4.2. Пористость.
- 4.3. Насыщенность по фазам (начальная).
- 4.4. Функции относительной фазовой проницаемости.

Модуль Saphir позволяет использовать различные модели ствола скважины, скважины, пласта и границ. Эти модели можно комбинировать между собой по категориям, т.е. в каждой категории выбрать одну модель и применить их совместно при обработке.

#### Модели влияния ствола скважины Wellbore model.

В большинстве случаев, закрытие скважины для регистрации кривой восстановления давления происходит на поверхности. Поскольку ствол содержит жидкость и газ, значительная часть начальной реакции пласта искажена влиянием объема ствола скважины, поскольку при отсутствии отбора флюида на устье его поступление на забой из пласта продолжается.

Эффект влияния объема ствола скважины может быть вызван несколькими причинами:

- Расширение/сжатие флюида в стволе скважины;
- Изменение уровня жидкости в скважине;
- Выделение газа в стволе скважины;
- Перераспределение фаз в стволе скважины;

В программе Saphir представлено несколько моделей влияния емкости ствола скважины:

- Нет влияния ствола скважины No wellbore storage;
- Постоянная емкость ствола скважины Constant wellbore storage;

- Модель Fair переменного влияния ствола скважины Changing Storage (Fair);
- Модель Hegeman переменного влияния ствола скважины Changing Storage (Hegeman).

Переменные модели влияния ствола скважины являются хорошо подходящим математическим описанием поведения послепритока и особого физического смысла не имеют.

Модели скважины Well model:

1. Вертикальная скважина Vertical;
2. Наклонная скважина Slanted;
3. Скважина с частичным вскрытием Vertical - Limited entry;
4. Горизонтальная скважина Horizontal;
5. Вертикальная скважина с трещиной бесконечной проводимости Fracture - Infinite conductivity;
6. Вертикальная скважина с трещиной конечной проводимости Fracture - Finite conductivity;
7. Горизонтальная скважина с трещиной гидроразрыва пласта Fractured Horizontal.

Модели пласта Reservoir model:

1. Однородный пласт Homogeneous;
2. Двойная пористость Two porosity PSS;
3. Двойная проницаемость Two layers;
4. Радиальный композитный пласт Radial composite;
5. Линейный композитный пласт Linear composite.

Под композитным пластом понимается зонально-неоднородный пласт.

Модели границ Boundary model:

1. Бесконечный пласт Homogeneous;
2. Одна граница One fault (непроницаемая граница No flow или граница постоянного давления constant P);
3. Проницаемая граница Leaky fault;

4. Две параллельные границы Parallel faults (одна/обе могут быть непроницаемыми границами No flow или границами постоянного давления constant P);
5. Две пересекающиеся границы Intersecting faults (одна/обе могут быть непроницаемыми границами No flow или границами постоянного давления constant P);
6. Круговая граница Circle fault (непроницаемая граница No flow или граница постоянного давления constant P);
7. Прямоугольная граница Rectangle fault (непроницаемая граница No flow или граница постоянного давления constant P).

Модуль Saphir позволяет определить следующие параметры:



1. Пластовое давление.
2. Продуктивность (по нефти, воде и газу).
3. Интерпретационная модель.
4. Параметры модели ствола скважины.
5. Скин-фактор.
6. Проницаемость (эффективная, абсолютная, текущая фазовая – при заданной текущей относительной фазовой).
7. Пьезопроводность пласта.
8. Гидропроводность пласта.
9. Проводимость пласта.
10. Специфические параметры модели (расстояние до границ пласта, тип границ и пр.)

#### **4. Описание процесса ввода, интерпретации, вывода, создания отчета**

##### **4.1 Запуск программы, описание основной панели и выбор системы измерений**

На примере фактических материалов рассмотрим процесс обработки данных гидродинамических исследований. Для этого в программном



комплексе Ecrine на панели  нажимаем кнопку  для открытия программы Saphir. В окне программы (рис. 4.1) слева расположена синеголубая панель со следующими меню:

1. Settings– для различных настроек интерфейса, графиков, единиц измерения и т.д.;
2. QAQC Data– для загрузки данных давления и контроля их качества;
3. Rates – для загрузки данных дебита;
4. Interpretation – для интерпретации материалов исследований;
5. More tools – для дополнительных функций, например для моделирования, обработки индикаторных диаграмм и т.д.;
6. Output – для просмотра, сравнения, экспорта и печати результатов интерпретации.

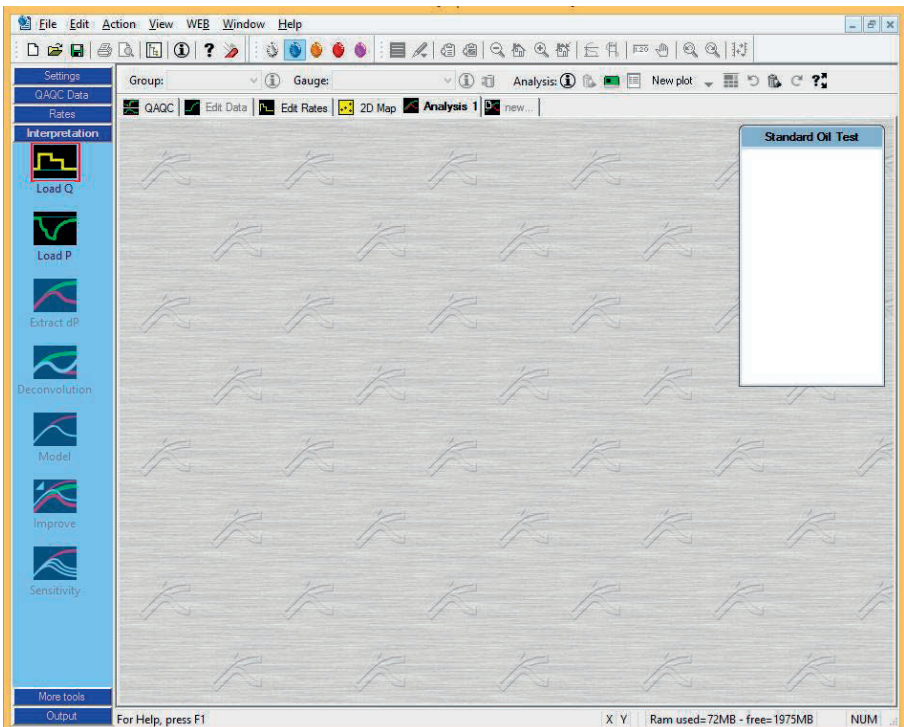



Рис. 4.1 Окно программы Saphir

Для выбора нужной системы измерений в панели Settings нажимаем кнопку . В появившемся диалоговом окне (рис. 4.2) нажимаем кнопки последовательно «Load...» → «Si» или «OilField» или Hydro и др. При этом появляется возможность выбрать свои единицы измерения вручную и сохранить этот выбор в отдельном файле с помощью кнопки «Save to file». Затем нажать последовательно кнопки «Load...» → «From file...» и в появившемся диалоговом окне выбрать заранее сохраненный файл. Выбор системы измерений осуществлен.

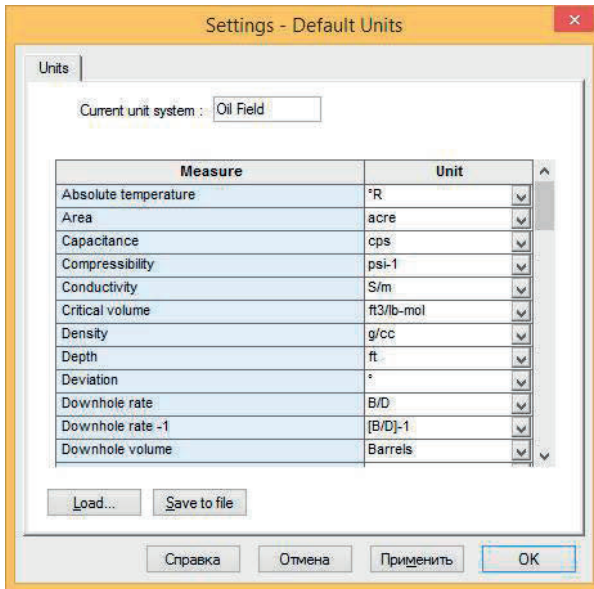



Рис. 4.2 Окно настройки единиц измерения

## 4.2 Создание нового файла

Для создания нового документа нажимаем на кнопку нового документа (проекта) . Откроется диалоговое окно (рис. 4.3).

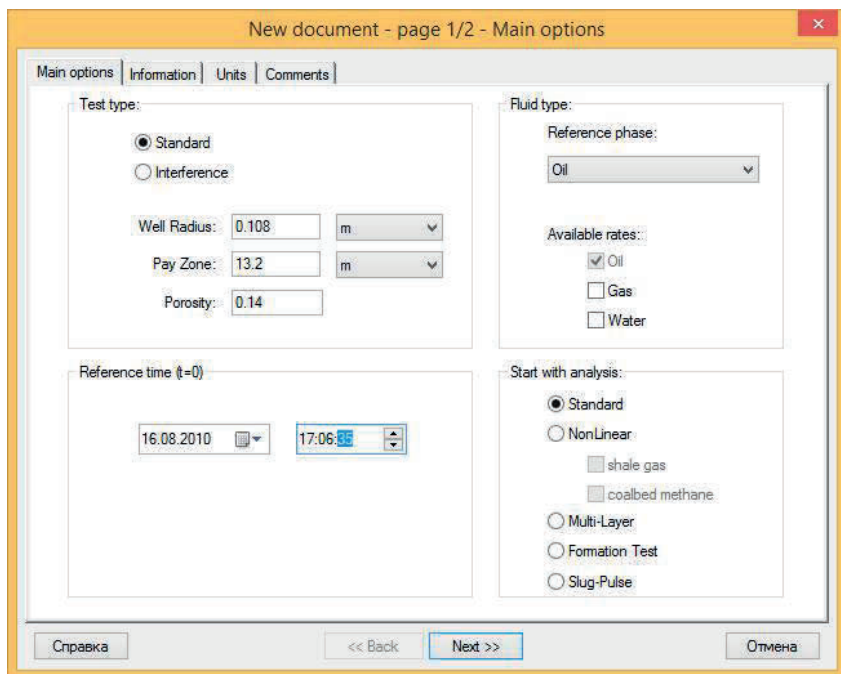


Рис. 4.3 Окно для создания нового документа (шаг 1)

В этом диалоговом окне во вкладке «Main options» (рис. 4.3) выбираем тип исследования - Standart, в качестве контрольной фазы флюида Reference phase выбираем - Oil, задаем радиус скважины Well Radius – 0.108 m, эффективную толщину Pay Zone – 13.2 m и пористость Porosity – 0.14. Устанавливаем начальное время Reference time 16.08.2010 17:06:35.

В этом же диалоговом окне во вкладке «PVT» (рис. 4.4) задаем объемный коэффициент нефти Formation Volume Factor B – 1.138 B/STB, вязкость Viscosity  $\mu$  – 9.79 ср и общую сжимаемость системы Total compressibility –  $1.72989E-5 \text{ cm}^2/\text{kg}$ . Общая сжимаемость системы определяется через сумму сжимаемости жидкости и сжимаемости пор.

При двухфазной фильтрации нефти и воды PVT-параметры могут быть заданы 2-мя способами:

1. Явное задание вязкостей и объемных коэффициентов фаз, общей сжимаемости системы;

2. Расчет вязкостей, объемных коэффициентов и сжимаемостей фаз по корреляциям при заданных начальных пластовых давлениях и температуре, газовом факторе и плотностях фаз в поверхностных условиях.

New document - page 2/2 - PVT parameters

Formation Volume Factor B 1.138 B/STB

Viscosity  $\mu$  9.79 cp

Total compressibility  $c_t$  1.7298E-5 cm<sup>3</sup>/kg

This PVT window does not apply for NL and Rubis sector analyses, where specific PVT settings are accessed from the analysis control panel tab.

Advanced

Calculate from correlations

So 1 co N/A

Sg 0 cg N/A

Sw 0 cw N/A cm<sup>3</sup>/kg

So and Sg from Flash cf 4.267E-5

Help << Back Create >> Cancel

Рис. 4.4 Окно для создания нового документа (шаг 2)

### 4.3 Загрузка данных дебита и давления

Загрузка данных давления возможна в меню QAQC Data и Interpretation. Нажимаем кнопку Load или Load P. Появляется окно Load – Step 1 – Define Data Source (рис. 4.5), через которое можно загрузить данные давления разными способами: через буфер памяти (необходимо выбрать Clipboard), вручную ввести данные замеров разными способами (необходимо выбрать Keyboard – notepad или Keyboard – spread sheet columns). Также программа Saphir позволяет загружать любой текстовый (ASCII) файл (необходимо выбрать File), базу данных (необходимо выбрать Database),

загружать данные из открытого файла, созданного в пакете Ecrin (необходимо выбрать From an opened Ecrin document).

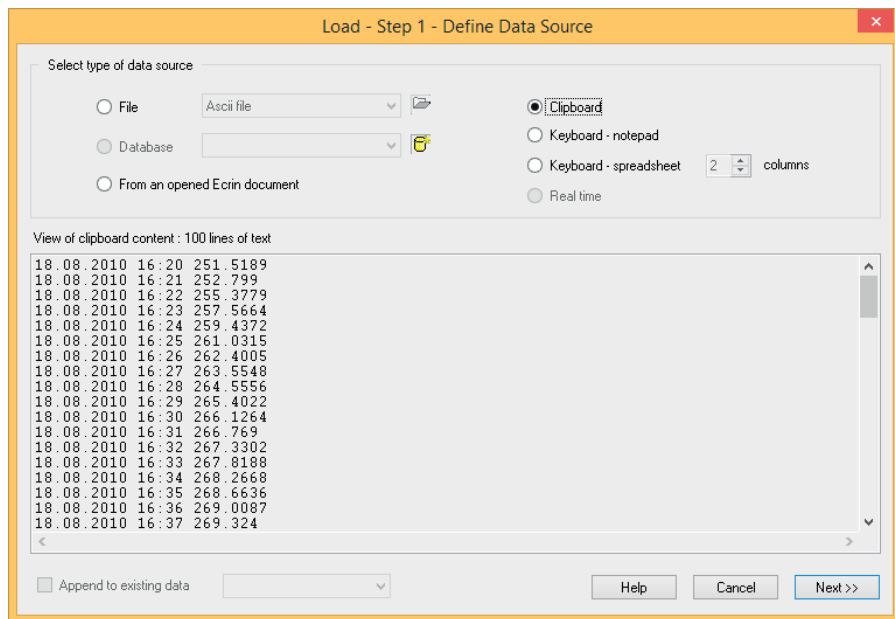


Рис. 4.5 Окно загрузки дебита (шаг 1)

В нашем примере выбран вариант загрузки данных из буфера памяти. Нажимаем кнопку Next для выбора формата данных.

Появляется окно Load – Step 2 –Data Format (рис. 4.6), в котором выбираем формат данных. Вверху окна все данные разбиваются на несколько столбцов (A, B, C и т.д.), которым мы должны присвоить значение, формат и единицы измерения.

Для этого в области Lines Format выбираем либо опцию Free (для автоматического распознавания программой формата данных, что происходит не всегда) либо Field (как в нашем примере), либо Column.

В области Times Format выбираем либо опцию Points (как в нашем примере), либо Steps: durations, либо Steps: time@start, либо Steps: time@end.

Затем в таблице (расположенной в средней части окна) присвоим столбцам (A, B, C и т.д.) значение, формат и единицы измерения. В нашем

случае строке А в столбце «Type» выбираем формат даты, нажимая последовательно Date → 31[-]12[-][19]94. Строке В в столбце «Type» выбираем формат времени, нажимая последовательно Time → To D-Auto. В строке С в столбце «Type» выбираем значение Pressure и в столбце Unit задаем нужную единицу измерения – kg/cm<sup>2</sup>. Если первый столбец при этом стал зеленым, то программа принимает форматы данных и становится активной кнопка Load внизу окна. Если какая-то ячейка в первом столбце красная, значит, программа не принимает форматы загруженным данным. В этом случае надо исправлять формат данных с тем, чтобы стала активна кнопка Load. После нажатия Load программа отображает график изменения давления.

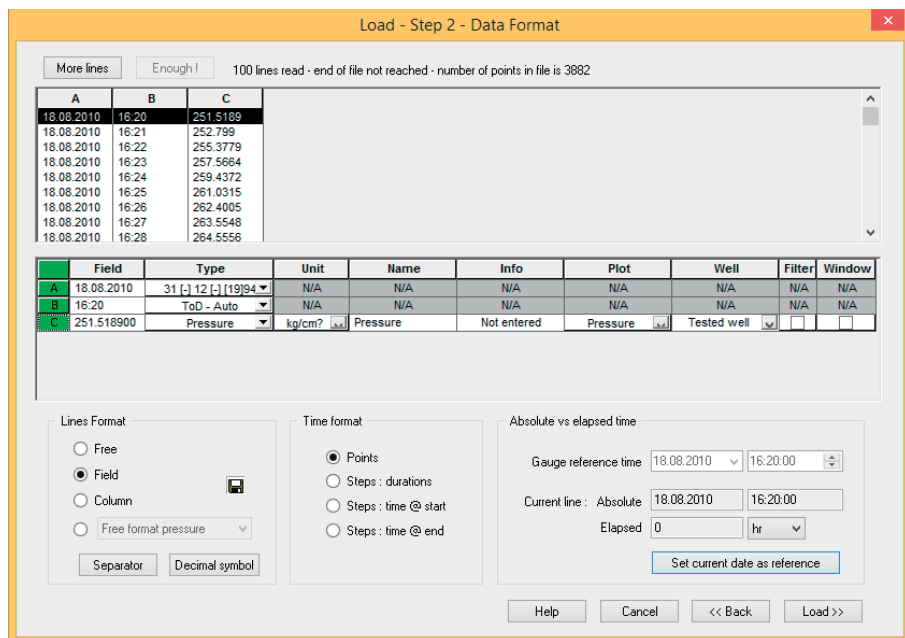


Рис. 4.6 Окно загрузки дебита (шаг 2)

Для загрузки данных дебита в левой панели программы выбираем меню Rates и нажимаем Load Q.

По аналогии с загрузкой данных давления появляются сначала окно Load – Step 1 – Define Data Source, через которое можно загрузить данные дебита, например через буфер памяти. После этого нажимаем кнопку Next для выбора формата данных. Появляется окно Load – Step 2 –Data Format, в котором выбираем формат данных. В области Lines Format выбираем Field. В области Times Format выбираем опцию time@end. Затем в таблице (в средней части окна) присвоим столбцам (A, B, C и т.д.) значение, формат и единицы измерения. В нашем случае строке A в столбце «Type» выбираем формат даты, нажимая последовательно Date → 31[-]12[-][19]94. Строке B в столбце «Type» выбираем формат времени, нажимая последовательно Time → ToD-Auto. Строке C в столбце «Type» выбираем значение Oil rate и столбце Unit задаем нужную единицу измерения – m<sup>3</sup>/D. После нажатия Load программа отображает график изменения дебита под графиком изменения давления (рис. 4.7). После чего переходим к процессу интерпретации.

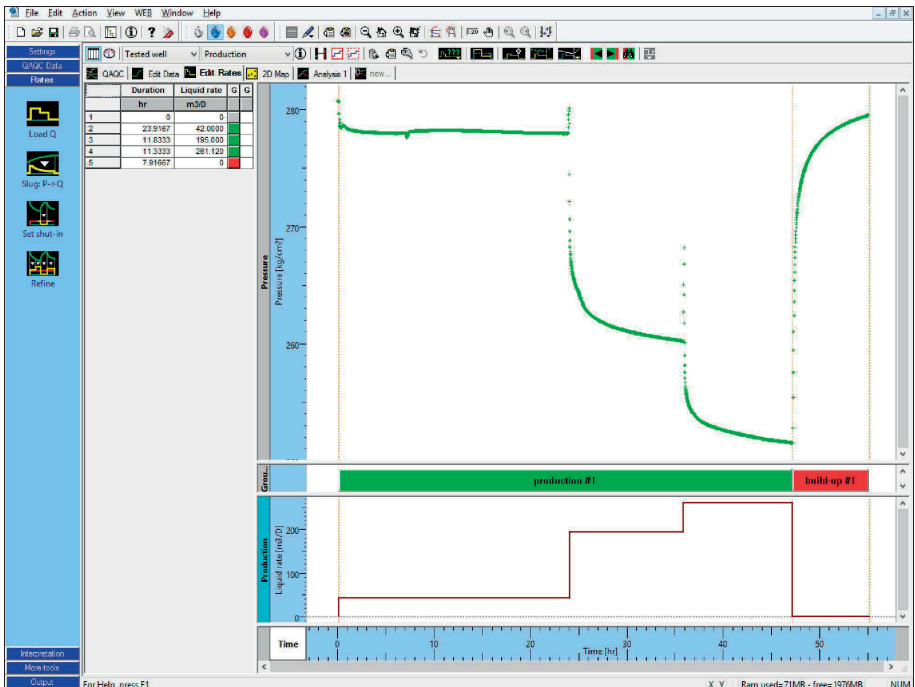


Рис. 4.7 Окно отображения графика изменения дебита и давления

## 4.4 Интерпретация материалов гидродинамических исследований

По кривой изменения давления видно, что вначале падение давления обусловлено запуском скважины. Затем режим работы скважины был еще дважды изменен, о чем говорят резкие падения давления, после чего скважина была закрыта для регистрации кривой восстановления давления – КВД, о чем говорит резкий рост давления). Для обработки КВД переходим на левой панели в меню Interpretation. Нажимаем кнопку Extract dP. Появляется окно (рис. 4.8), с помощью которого можно выбрать участок кривой изменения давления для обработки.

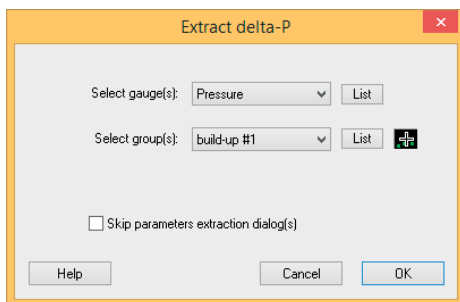



Рис. 4.8 Окно вычисления производной (начало)

Для этого необходимо нажать на кнопку , выбрать КВД, и нажать ОК. Появится окно (рис. 4.9), с помощью которого можно выбирать коэффициент сглаживания, изменяя значение Smoothing.

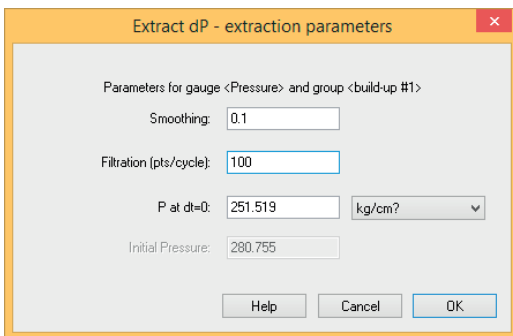
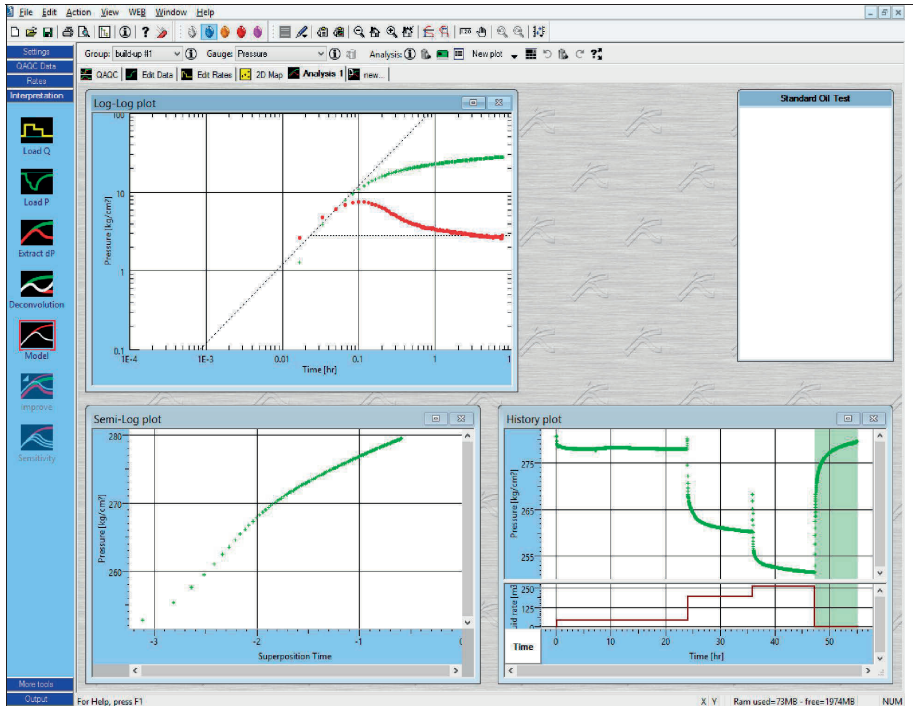


Рис. 4.9 Окно вычисления производной (окончание)



Также можно изменять коэффициент прорезивания Filtration [pts/cycle]. В нашем примере оставим эти значения по умолчанию, т.е. 0.1 и 100. Можно задать начальное давление, изменяя P at dt=0, но мы и его оставим по умолчанию – 251.5 kg/cm<sup>2</sup>. Нажимаем ОК, после чего появляются 3 графика (рис. 4.10): диагностический график Бурде (вверху), КВД в полулогарифмических координатах (внизу слева), кривые изменения давления и дебита в декартовых координатах (внизу справа).



**Рис. 4.10** Окно программы с построенными графиками

Для обработки КВД методом наилучшего совмещения необходимо выбрать интерпретационную модель пласта по виду диагностического графика Бурде. В нашем случае диагностируется модель однородного бесконечного пласта. Для построения расчетной кривой нажимаем кнопку Model. Открывается окно (рис. 4.11), в котором появляется возможность

выбрать обработку либо с помощью аналитической модели Analytical, либо с помощью численной модели Numerical.

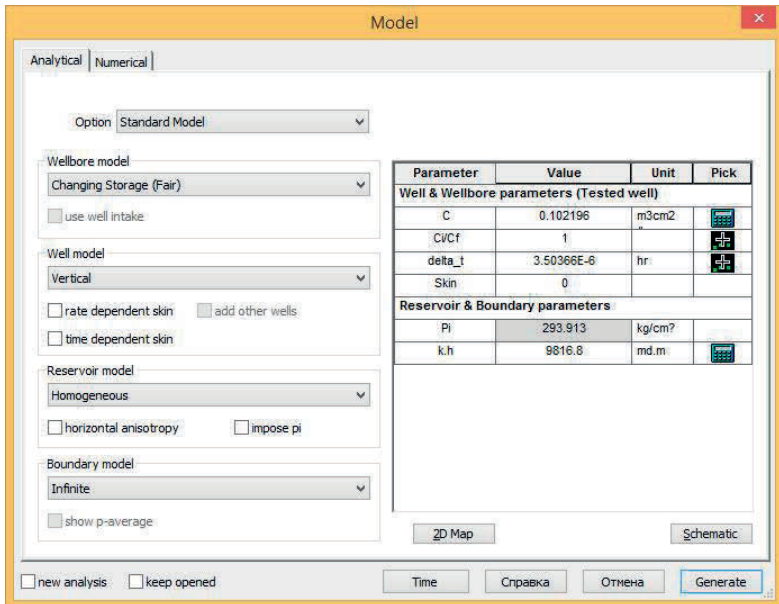




Рис. 4.11 Окно для выбора моделей

В нашем случае во вкладке Analytical в качестве модели влияния ствола скважины Wellbore model выбираем Changing Storage (Fair), в качестве модели скважины Well model – модель вертикальной скважины Vertical, в качестве модели пласта Reservoir model – модель однородного пласта Homogeneous и в качестве модели границы Boundary model – модель бесконечного пласта Infinite.

В правой части этого же окна есть возможность изменять различные параметры: коэффициенты, связанные с влиянием ствола скважины - C, C/Cf, delta\_t, скин-фактор Skin, пластовое давление Pi, проводимость пласта kh. Изменять их можно разными способами, например, вручную ввести значение, нажать на калькулятор и рассчитать искомый параметр через другие параметры (например, kh можно рассчитать, изменяя множители k и h).

Можно также нажать кнопку , которая представляет собой свой графический инструментарий для разных параметров. Для  $C_i/C_f$  можно подобрать местоположение прямой с единичным наклоном на диагностическом графике Бурде.

Рассматривая влияние ствола скважины отметим, что на начальном этапе закрытия (открытия) скважины на забойное давление влияет только эффект сжатия (расширения) жидкости и др. процессы в стволе скважины. На графике в двойном логарифмическом масштабе производная давления имеет в течение этого времени единичный наклон. По этому времени время влияния эффекта ствола скважины оценивается в 1.5 логарифмических цикла.

Кнопка  в случае сложных моделей, например двойной проницаемости/пористости позволяет удобно оценить параметры (например,  $\Omega$ ,  $\Lambda$ ), характерные для этих моделей.

В нашем случае по виду диагностического графика Бурде определяется наиболее простая модель однородного бесконечного пласта, и программа достаточно точно оценила все параметры по умолчанию. Поэтому ничего не изменяя, нажимаем Generate.

На трех графиках (диагностическом графике в билогарифмических координатах, графике с полулогарифмическими координатами, графике с декартовыми координатами – см. описание рис. 4.10) появились расчетные кривые (при наших настройках линии черного цвета), построенные по тем исходным данным, которые были введены (рис. 4.12). По всем графикам видно, что расчетные и фактические кривые не совмещены. На графике в декартовых координатах фон, соответствующий участку кривой, по которому осуществляется процесс интерпретации (в нашем случае КВД), выделен зеленым цветом и отличается от остального фона.

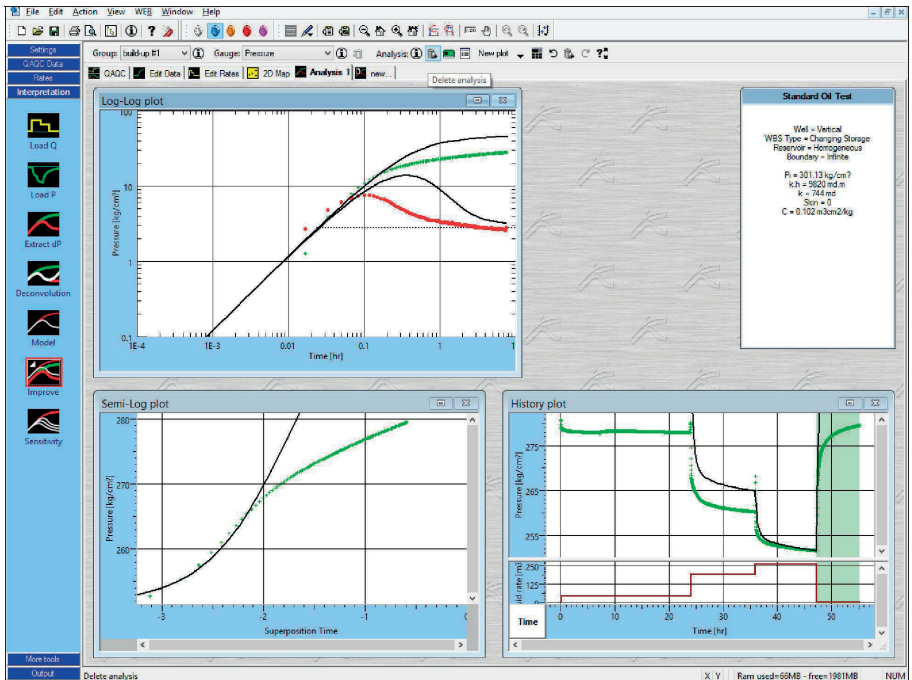


Рис. 4.12 Окно программы при обработке методом наилучшего совмещения (совмещение не достигнуто)

Для того чтобы совместить эти кривые необходимо нажать кнопку Improve с целью подбора неизвестных параметров пласта. При этом в появившемся окне на рис. 4.13 любой из параметров ( $C$ ,  $C_i/C_f$ ,  $\Delta t$ ,  $Skin$ ,  $k$ ) можно зафиксировать (убрать галочку напротив него), если его значение известно. Тогда расчет будет осуществляться среди остальных параметров. В нашем случае, поскольку на диагностическом графике Бурде четко выделяется горизонтальный участок на производной, характерный для радиальной фильтрации в пласте, значение проницаемости известно. Поэтому уберем галочку с проницаемости  $k$  для того, чтобы в процессе подбора параметров она не изменялась. Для остальных параметров можно задать диапазон изменения, вводя значения в соответствующих ячейках в столбцах Minimum и Maximum. В нашем случае эти диапазоны оставим без изменения. После нажатия кнопки Run программа произвела подбор искомых

параметров, улучшая совмещение расчетных и фактических кривых (рис. 4.14).

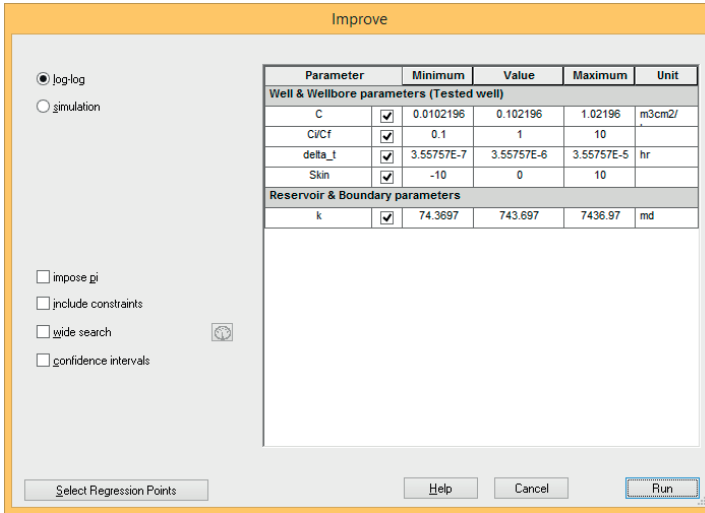


Рис. 4.13 Окно уточнения параметров

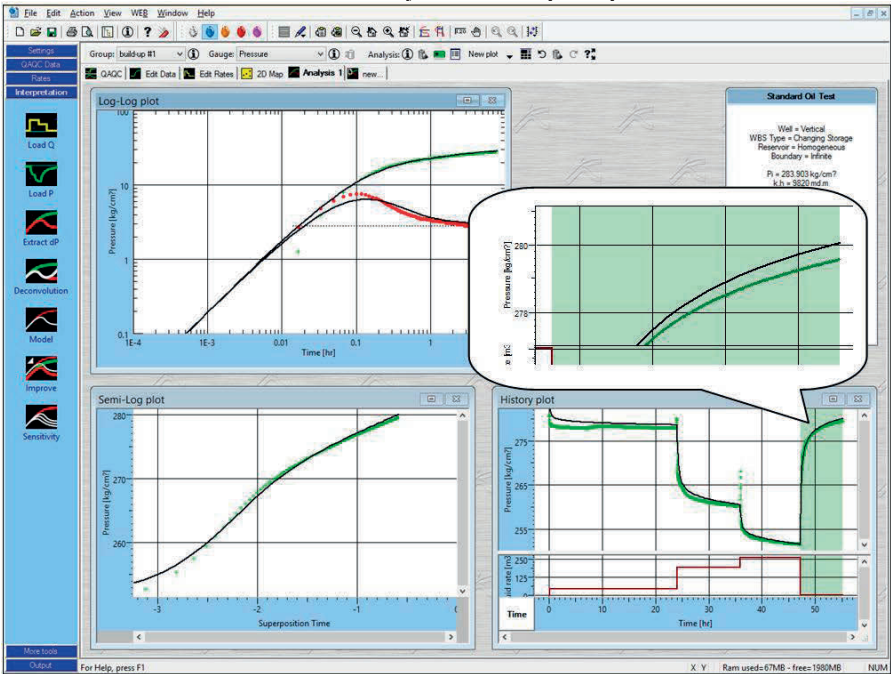



Рис. 4.14 Окно программы при обработке методом наилучшего совмещения (совмещение не достигнуто в последних точках КВД)

Однако, как видно из всех графиков на рис. 4.14 (с билогарифмическими, полулогарифмическими и декартовыми координатами), совместились не все участки кривых. В частности, видно, что в увеличенном масштабе в декартовых координатах нет совмещения на последнем участке КВД. Это можно исправить при помощи фиксации пластового давления.

Для того чтобы пластовое давление не менялось при очередном запуске процесса нелинейной регрессии в левой панели нажимаем кнопку Model. В появившемся окне ставим галочку рядом с impose  $p_i$  и соответствующей ячейке меняем значение  $p_i$  на  $283.4 \text{ kg/cm}^2$  и нажимаем Generate. Затем нажимаем в левой панели Improve. Таким образом зафиксированы уже 2 параметра: пластовое давление  $p_i$  и проницаемость  $k$ . Нажимаем Run. Программа произвела подбор параметров таким образом, что на всех графиках (с билогарифмическими, полулогарифмическими и декартовыми координатами) получено хорошее совмещение расчетных и фактических кривых, в т.ч. в декартовых координатах на последнем участке КВД в увеличенном масштабе (рис. 4.15).

После получения хорошего совмещения расчетных и фактических кривых процесс интерпретации можно считать завершенным. Некоторые искомые параметры ( $p_i$ ,  $k_h$ ,  $k$ ,  $S_{kin}$  и  $C$ ) показаны в правом верхнем окне программы. Для того чтобы посмотреть все параметры, необходимо нажать в верхней панели инструментов программы кнопку . Появляется окно Results, в котором представлены искомые фильтрационные параметры, данные о используемых интерпретационных моделях (скважины, пласта и т.д.) и другие расчетные параметры.

В программе имеется множество других инструментов, например:

- В меню Output реализованы формирование отчетов с результатами исследований (Preview report), вывод на печать (Print report), экспорт данных (Export), сравнение результатов обработки исследований, проведенной в одном или нескольких файлах и др.

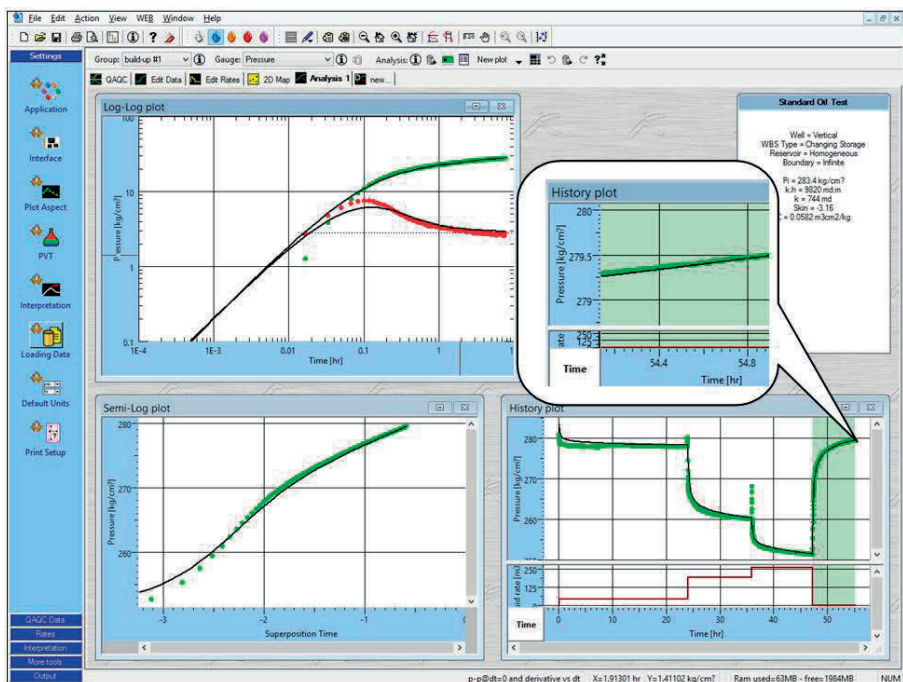


Рис. 4.15 Окно программы при обработке методом наилучшего совмещения (совмещение достигнуто)

- В меню More tools реализована возможность гидродинамического моделирования (Test Design), возможность интерпретации методами MDH, Horner (Flexible), построение индикаторных диаграмм и их интерпретация (IPR / AOF) и др.
- В меню Interpretation реализован метод деконволюции (Deconvolution), который может быть использован в некоторых случаях для искусственного преобразования нескольких КВД и кривых работы скважины на режимах между ними в одну длительную плавную КВД, которая затем интерпретируется с помощью стандартных методов. Это позволяет лучше понять границы пласта.
- В меню Interpretation реализована возможность анализировать чувствительность диагностического графика к изменению полученных параметров (Sensitivity)

- Реализована возможность интерпретации с учетом работы соседних скважин, которые можно добавлять на карту (2D Map)
- Реализована возможность проведения нескольких анализов (рядом с вкладкой Analysis 1 расположена вкладка new...), например, с использованием разных интерпретационных моделей, результаты которых можно быстро и удобно сравнить.
- Реализована возможность различных операций с данными дебита (Edit Rates) и давления (Edit Data) (прореживание, сглаживания и т.д.).
- Обмен исходными данными как между файлами программы Saphir, так между файлами, образованными в других модулях программного комплекса Ecrin.

### **Литература к главе 1**

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. – 269 с.
2. Васильевский В.Н., Петров А.И. Исследования нефтяных пластов и скважин. М.: Недра, 1973. - 344 с.
3. Вольпин С.Г. Современные проблемы гидродинамических исследований скважин // Состояние и перспективы научных и производственных работ в ОАО «РМНТК «НЕФТЕОТДАЧА». - М.: ОАО «РМНТК «НЕФТЕОТДАЧА», 2001. – С. 105-114.
4. Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Свалов А.В. и др. Анализ применения ГДИС технологий в информационном обеспечении проектирования разработки // Нефтяное хозяйство, 2002, № 10. - С. 61-65.
5. Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Ефимова Н.П. и др. “TESTAR” – пакет программ для обработки материалов гидродинамических исследований нефтегазовых пластов // Нефтяное хозяйство, 2002, №5. – С. 58-60.
6. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. - 200 с.



7. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина Т.Е. Гидродинамические исследования скважин. Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
8. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949. - 628 с.
9. РД 39-3-593-81. Инструкция по гидродинамическим методам исследования пластов и скважин. М.: ВНИИ, 1982. - 182 с.
10. Узе О., Витруа Д., Фьярэ О. Анализ динамических потоков: Теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных стационарных глубинных манометров. Karra Engineering, 2008.
11. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. - 369 с.
12. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин / Перевод с англ. под ред. С.Г. Вольпина. М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2011. – 687 с.
13. Шагиев Р.Г. Исследования по КВД. М.: Наука, 1998. - 304 с.
14. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М.: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.
15. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин / Перевод с англ. под ред. М. М. Хасанова // М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика» - ИКИ, 2006. – 512 с.
16. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis. // World Oil, 1983, May. - P. 95–106.
17. Chaudhry A.U. Oil well testing handbook. Gulf Professional Publishing, 2004. - P. 702.

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ДОБЫЧИ. TOPAZE KAPPA ENGINEERING

### 1. Теоретические основы анализа добычи

Под анализом добычи будем понимать анализ кривых изменения дебита и забойного давления скважин во времени с целью определения фильтрационно-емкостных параметров пласта и уточнения его геологического строения, а также среднесрочного прогнозирования добычи нефти.

Методы анализа падения добычи впервые были формализованы Арпсом в 1945 году и в течение многих лет являлись стандартным подходом анализа и прогнозирования профилей добычи. Они до сих пор используются для экспресс-оценки добывных возможностей скважины (времени эксплуатации скважины и конечной накопленной добычи нефти). Ограничения такого подхода – предположение о постоянстве во времени забойного давления, скин-фактора и размеров зоны дренирования скважины. Флюид считается малосжимаемым. При этом дебит скважины  $q$  и накопленная добыча  $Q$  описываются следующими формулами:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]^{1/b}}, \quad (1)$$

$$Q(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} [q_i^{1-b} - q(t)^{1-b}], \quad (2)$$

где  $q_i$  - начальный дебит нефти,  $D_i$  и  $b$  - постоянные параметры.

Фактические данные об изменении дебита нефти во времени аппроксимируется зависимостью вида (1). Для прогноза добычи с помощью полученной аппроксимирующей формулы производят экстраполяцию до заданного значения минимального рентабельного дебита нефти  $q_a$ . При этом определяют срок эксплуатации  $t_a$  и по формуле (2) извлекаемые запасы  $N_p = Q(t_a)$  - накопленную добычу нефти на момент отключения скважины.

Применяются графики Арпса в различных координатах:  $q=f(t)$ ;  $\log(q)=f(t)$ ;  $\log(q)=f(\log(Dt))$ ;  $q=f(Q)$  и тд., рис. 1.1.

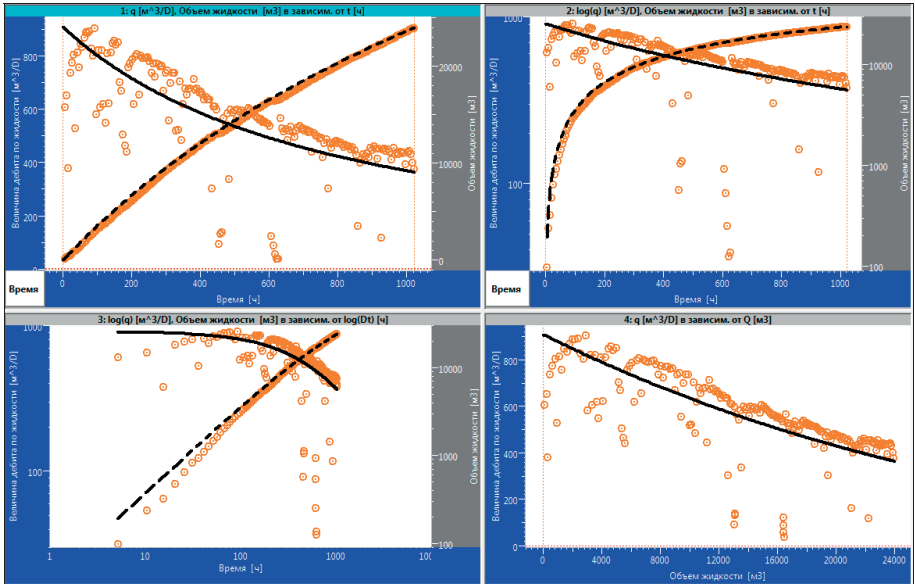


Рис. 1.1 Графики Арпса в различных координатах

В 1960-х годах появились первые наборы палеточных кривых. Они были получены при тех же ограничениях, что и кривые Арпса. Палетки Фетковича, рис. 1.2, объединяли два семейства кривых: для неустановившегося режима фильтрации (левая часть графика) и для течения под влиянием границ на позднем этапе (правая часть графика). Данные кривые подразумевали, что приток к скважине можно описать в рамках модели вертикальной скважины в однородном пласте с круговой непроницаемой границей.

Позже были получены палетки для более сложных моделей, в том числе для моделей слоистого пласта и трещиновато-пористого пласта. На палетках Фетковича отображается зависимость безразмерного дебита  $q_{Dd}$  и безразмерной накопленной добычи  $Q_{Dd}$  от безразмерного времени  $t_{Dd}$ :

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} = \frac{141,2q(t)\mu B}{kh(P_i - P_w)} \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right\}, \quad (3)$$

$$Q_{Dd} = \frac{Q(t)}{Np_i}, \quad (4)$$

$$t_{Dd} = D_it = \frac{0,00634kt}{\phi\mu c_t r_w^2 \frac{1}{2} \left\{ \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 - 1 \right\} \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right\}}, \quad (5)$$

где  $\mu$  - вязкость,  $B$  - объемный коэффициент,  $r_e$  - расстояние до границы пласта,  $r_w$  - радиус скважины,  $k$  - проницаемость,  $h$  - мощность,  $P_i$  - начальное пластовое давление,  $P_w$  - забойное давление,  $\phi$  - пористость,  $c_t$  - полная сжимаемость,  $t$  - время. Формулы (3)-(5) приведены в нефтепромысловой системе единиц. Оцениваемые величины – размер зоны дренирования, гидропроводность, скин-фактор, срок эксплуатации, накопленная добыча.

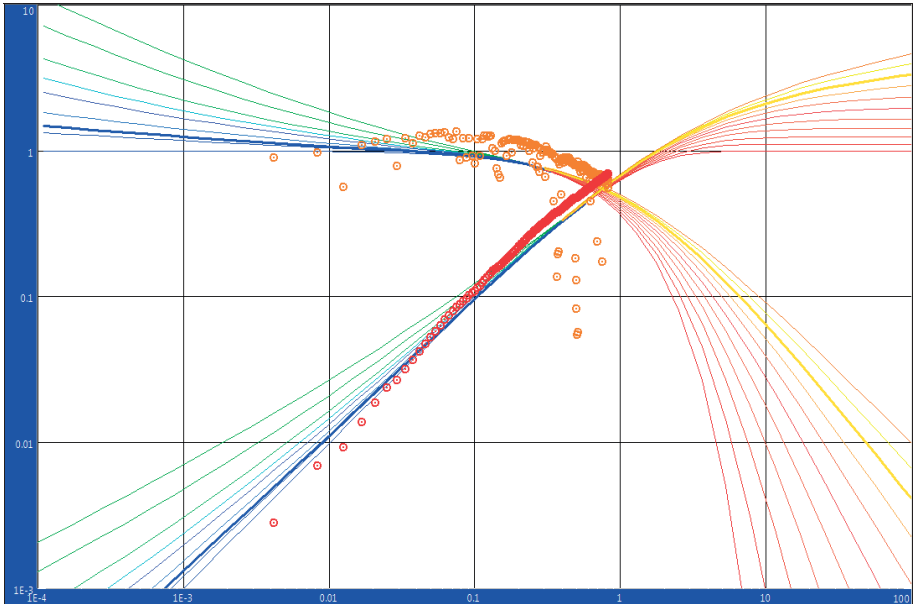


Рис. 1.2 Палеточные кривые Фетковича

Позже Палади, Блэйсингейм и другие ввели палеточные кривые переменного дебита в двойном логарифмическом масштабе. Ограничением этого метода является гипотеза о малой сжимаемости. При этом на забойное давления ограничения не налагаются, что позволяет применять метод для анализа любых кривых изменения дебита и забойного давления в работающей скважине. Определяемые параметры те же, что и для палеток Фетковича. На палетках Паладио-Блэйсингейма отображается зависимость приведенного дебита  $PI$  (или интеграла приведенного дебита  $PI Int$ ) и производной интеграла приведенного дебита  $PI Int Der$  от эквивалентного времени материального баланса  $t_e$ , рис. 1.3:

$$PI(t) = \frac{q(t)}{P_i - P_w(t)}, \quad (6)$$

$$PI Int = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(\tau)}{P_i - P_w(\tau)} d\tau, \quad (7)$$

$$PI Int Der = \frac{\partial(PI Int)}{\partial \ln(t_e)}, \quad (8)$$

$$t_e = \frac{Q(t)}{q(t)}. \quad (9)$$

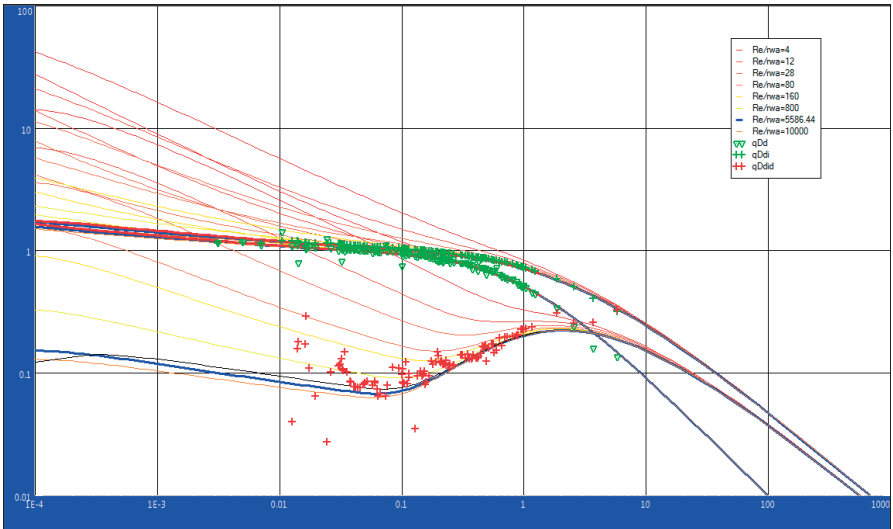


Рис. 1.3 Палеточные кривые Паладио-Блэйсингейма

К концу 1980-х гг. появлялось большое количество различных математических моделей. Эти модели описывали различные условия на скважине (вертикальная скважина, горизонтальная скважина, скважина с трещиной гидроразрыва пласта и пр.), условия на внешней границе пласта (форма границы; непроницаемая граница / граница постоянного давления); кроме того, появились различные модели коллектора (двойная пористость, двойная проницаемость и пр.), рис. 1.4. С развитием компьютерной техники появилась возможность сочетать в одном анализе несколько моделей для учета сложного характера притока нефти к реальным скважинам, учитывать одновременно особенности строения коллектора, конструкцию скважины и форму границ.

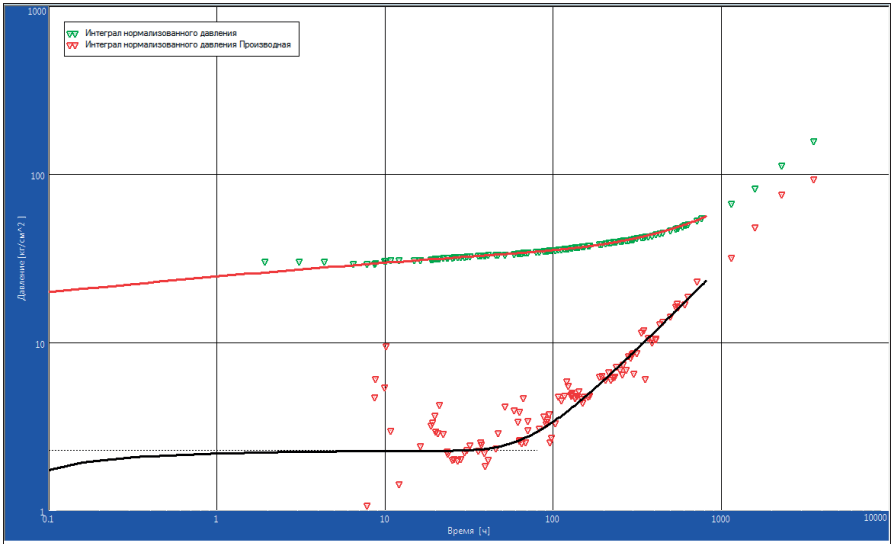
<b>Модели скважины:</b>	<b>Модели пласта:</b>	<b>Модели границ (непроницаемых и постоянного давления):</b>
1. Вертикальная скважина	1. Однородный пласт	1. Бесконечный пласт
2. Наклонная скважина	2. Двойная пористость	2. Одна граница
3. Скважина с частичным вскрытием	3. Двойная проницаемость	3. Две параллельные границы
4. Горизонтальная скважина	4. Радиальный композитный пласт	4. Две пересекающиеся границы
5. Вертикальная скважина с ГРП	5. Линейный композитный пласт	5. Круговая граница
6. Горизонтальная скважина с ГРП		6. Прямоугольная граница

**Рис. 1.4 Интерпретационные модели для анализа добычи**

Для диагностирования модели течения начали использовать так называемый «график в двойном логарифмическом масштабе» [1, 2]. На этом графике отображается зависимость интеграла приведенного давления  $I(t_e)$  и его производной  $I'(t_e)$  от эквивалентного времени материального баланса  $t_e$ , рис. 1.5:

$$I(t_e) = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{P_i - P_w(\tau)}{q(\tau)} d\tau, \quad (10)$$

$$I'(t_e) = \frac{\partial I(t_e)}{\partial \ln(t_e)}. \quad (11)$$



**Рис. 1.5** График в двойном логарифмическом масштабе. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с круговой непроницаемой границей

Уникальность графика в двойном логарифмическом масштабе состоит в том, что различные модели притока флюида к скважине на этом графике будут иметь строго определенный, известный вид. Поэтому он позволяет диагностировать модель течения. Внешний вид линий на этом графике и на графике Бурде, используемом при анализе КВД (см. главу 1 и приложение), аналогичен для одних и тех же моделей. Отличаются лишь величины, откладываемые по осям абсцисс и ординат.

Агарвал с соавторами предложил анализировать данные в координатах безразмерный дебит  $q_D$  от безразмерной накопленной добычи  $Q_{DA}$ , рис. 1.6. В этих координатах поток под влиянием границ залежи представляет собой прямую с отрицательным уклоном. При этом все кривые для любых свойств пласта и любых отношений радиуса пласта к радиусу скважины  $r_e/r_w$  сходятся в точке на оси  $X$  с координатой  $1/2\pi$ . Т.е. при течении под влиянием границ выполняется соотношение:

$$q_D = \frac{1}{2\pi} - Q_{DA}, \quad (12)$$

где для нефтяной скважины

$$q_D = \frac{141,2qB\mu}{kh(P_i - P_w)} \text{ и } Q_{DA} = \frac{0,8936QB}{\phi h A c_i (P_i - P_w)}, \quad (13)$$

$A$  – площадь залежи, формулы (12) и (13) приведены в нефтепромысловой системе единиц.

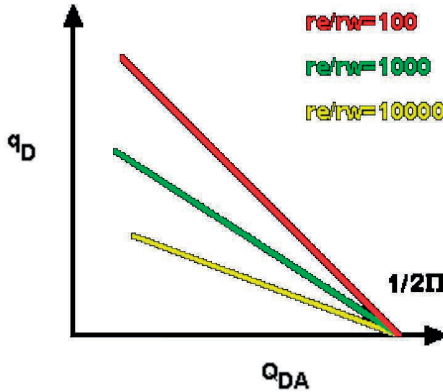


Рис. 1.6 График Агарвала-Гарднера

Обозначив начальные запасы в пласте  $N$ :

$$N = \frac{\phi h A}{5,615B}, \quad (14)$$

можно получить следующее уравнение:

$$\frac{141,2qB\mu}{kh(P_i - P_w)} = \frac{1}{2\pi} - \frac{0,1591Q}{N c_i (P_i - P_w)}. \quad (15)$$

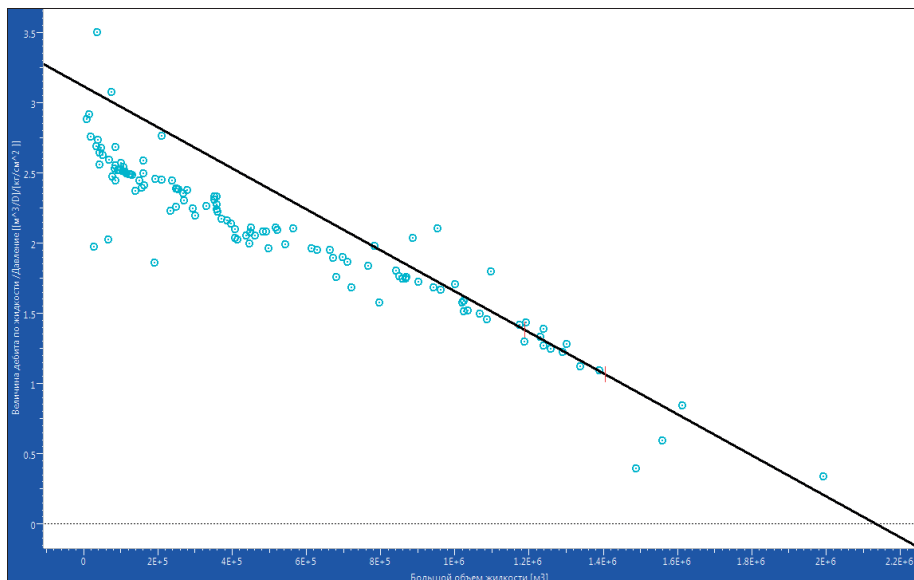
Поскольку для определения  $N$  по графику  $q_D$  от  $Q_{DA}$  необходимо сначала задать  $N$ , то необходимо использовать итерационную процедуру.

Однако, если построить график в координатах:

$$\frac{q}{P_i - P_w} \text{ от } \frac{Q}{c_i (P_i - P_w)},$$

то для потока под влиянием границ он будет представлять прямую, пересекающую ось  $X$  в точке  $x=N$ . Такой график называется графиком материального баланса, рис. 1.7.





**Рис. 1.7 График материального баланса**

Для особо сложных случаев и сильно зашумленных данных (когда на специальных диагностических графиках, описанных выше, не идентифицируются специфические участки, позволяющие определить модель фильтрации) главным инструментом для оценки качества интерпретации становится график зависимости забойного давления, дебитов и накопленной добычи от времени, рис. 1.8 (график истории добычи). Такой подход не позволяет однозначно диагностировать модель фильтрации, а является лишь инструментом для контроля интерпретации кривых дебитов и забойного давления методом наилучшего совмещения. В этих условиях можно говорить об оценке таких параметров, как коэффициент продуктивности, гидропроводность, проницаемость, площадь зоны дренирования, взаимовлияние между скважинами. При отсутствии априорной информации о строении пласта следует использовать простые интерпретационные модели. Использование более сложных моделей допустимо при наличии дополнительной информации из других источников.

Количество параметров, подлежащих определению, в этом случае должно быть сведено к минимуму.

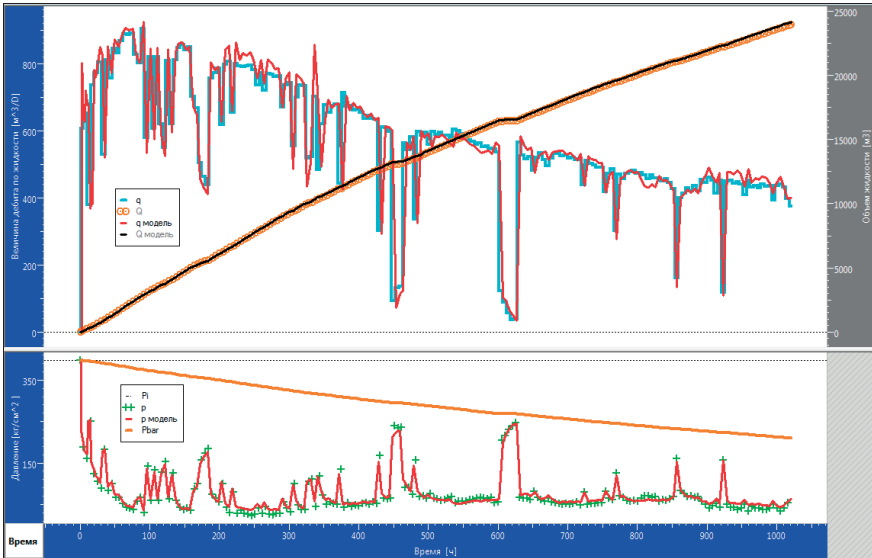


Рис. 1.8 График истории добычи

При интерпретации данных о дебитах и забойных давлениях в сложных случаях возникают ситуации, когда отсутствуют аналитические решения:

1. многослойные пласты с перетоком и без него,
2. влияние границ сложной формы,
3. сложный композитный (многозонный) пласт,
4. учет неоднородности пласта по фильтрационно-емкостным свойствам,
5. влияние множества окружающих скважин,
6. многофазный поток с изменяющимся составом фаз,
7. влияние газовой шапки и подошвенной воды,
8. слабосцементированные пласты,
9. отклонение от закона Дарси,
10. интерференция горизонтальных скважин и скважин с трещинами ГРП и пр.

В таких случаях следует использовать численные модели.

Современный практический анализ промысловых данных реализован в интегрированном программном комплексе Ecrin компании Kappa Engineering в модуле Toraze.

Анализ проходит по следующей схеме:

- Ввод данных;
- Диагностика;
- Построение модели;
- Уточнение модели;
- Прогноз;
- Изучение чувствительности.

Методы интерпретации гидродинамических исследований и анализ добычи пользуются одними и теми же исходными допущениями в отношении применения уравнения пьезопроводности и ограничивающих условий. Большинство разработанных аналитических и численных моделей можно использовать как для интерпретации гидродинамических исследований, так и для анализа добычи с незначительными корректировками. Сравнительный анализ гидродинамических исследований и анализа добычи приведен в табл. 1.1 из работы [2].

Использование современного метода анализа позволяет обойти ограничения традиционного подхода и получить в большинстве случаев корректные результаты.

Преимущества современного метода анализа добычи – это возможность оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта без остановки скважин.

## Сравнительный анализ гидродинамических исследований и анализа добычи

	<b>Гидродинамические исследования скважин</b>	<b>Анализ добычи</b>
<b>Теоретическая база</b>	Одинаковые уравнения, численная модель, некоторые допущения и предпосылки. Есть аналитическая и численная модели.	
<b>Интервал времени</b>	Часы, дни, иногда недели	Недели, месяцы, годы
<b>Интересующие периоды</b>	В основном остановка скважины после работы. Возможно запуск в работу после длительного простоя.	Этапы добычи. Но можно включить периоды КВД
<b>Источники данных</b>	Замеры во время ГДИ. Испытания пластов. Стационарные манометры.	Замеренный / распределенный приток продукции, показания давлений на устье. Стационарные манометры.
<b>Интересующие объекты</b>	В зависимости от объема исследования во время испытаний и (или) остановки после работы	Зона дренирования скважин
<b>Современные графики диагностики</b>	График изменения давления от времени в двойном логарифмическом масштабе с производной Бурде	График в двойном логарифмическом масштабе интеграла приведенного давления и его производной от эквивалентного времени
<b>Главный интересующий режим потока</b>	Радиальное течение в бесконечном однородном пласте	Квазистационарный режим
<b>Основные соответствующие результаты</b>	$kh, P_i^{*1}, S^{*2}$	$kh, PI^{*3}$ , зона дренирования, форм-фактор
<b>Долгосрочная достоверность</b>	От низкой до средней	От высокой до очень высокой

\*<sup>1</sup> -  $P_i$  – пластовое давление\*<sup>2</sup> -  $S$  – скин-эффект\*<sup>3</sup> -  $PI$  – коэффициент продуктивности

## 2. Создание документа Toraze Kappa Engineering

При запуске программы Toraze, на экране отображается главное окно программы с панелью управления с левой стороны, несколькими инструментальными линейками сверху и свободной областью, которая впоследствии будет использована для отображения графиков, рис. 2.1. Каждая инструментальная линейка (между двумя вертикальными чертами) имеет «захват-контроль», который может быть использован, чтобы перетащить инструментальную линейку и состыковать ее в другом положении или оставить ее «плавающей» внутри области графиков

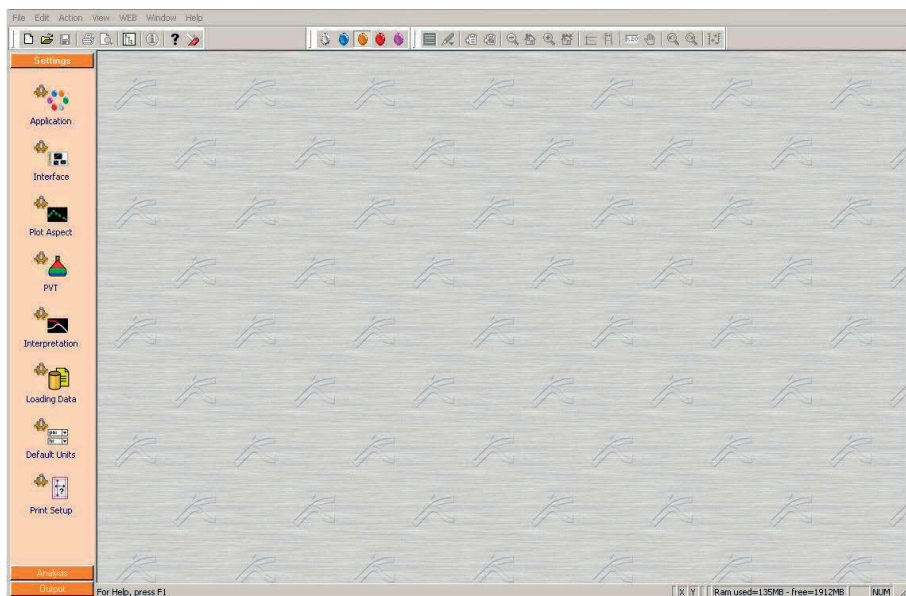


Рис. 2.1 Стартовое окно программы Toraze

Панель управления (слева рис. 2.1) содержит 3 страницы, которые можно активировать, щелкнув мышью на соответствующую кнопку: «Settings» (Настройки), «Analysis» (Анализ) и «Output» (Результаты).

Когда курсор мыши перемещается вверх любой инструментальной линейки или кнопки панели управления, во всплывающем окошке появляется

краткое описание соответствующей опции.

«Settings» - это страница, которая открывается при пуске программы Торазе. Этот режим может использоваться для определения пользователем постоянных настроек. Создавая новый документ, надо использовать пиктограмму «New» (Новый документ) на инструментальной панели. На экран выводится диалоговое окно, как на рис. 2.2, с четырьмя закладками:

1. Main options (Основные опции): структура документа - анализ добычи для одиночной скважины или пласта, время начала отсчета.
2. Information (Информация): данные можно напечатать или вставить из буфера обмена. Они печатаются на странице отчета.
3. Units (Единицы): единицы измерения, используемые в документе.
4. Comments (Замечания): текстовая зона, где можно напечатать любую относящуюся к вопросу справочную информацию.

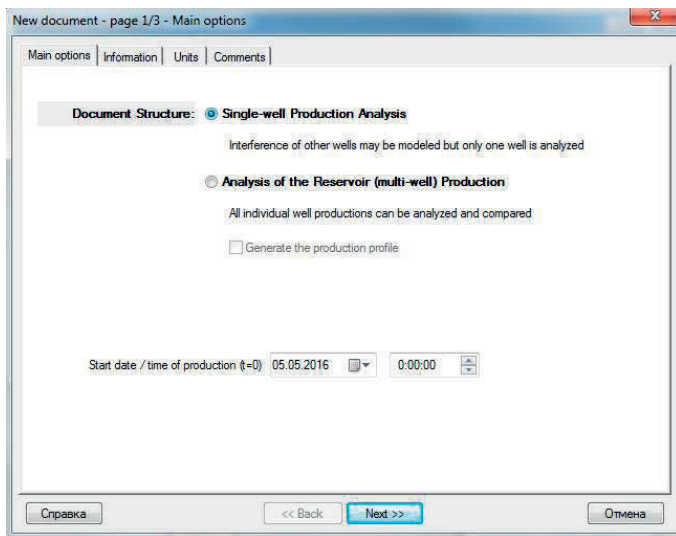
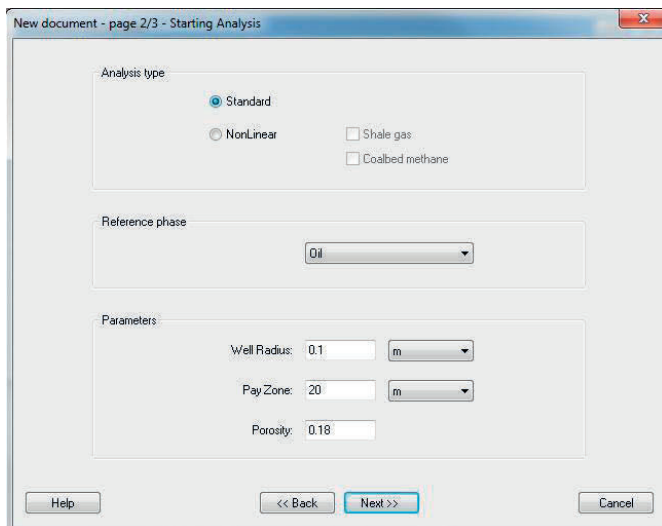



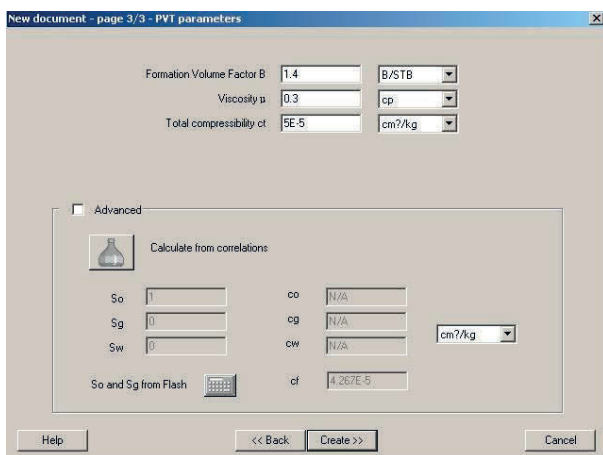
Рис. 2.2 Новый документ. Основные опции

После нажатия на «Next» на вкладке «Main options», откроется диалоговое окно параметров Starting Analysis, где надо выбрать анализируемую фазу (нефть, газ, вода) и параметры исследования – радиус скважины, эффективную толщину и пористость, рис. 2.3.



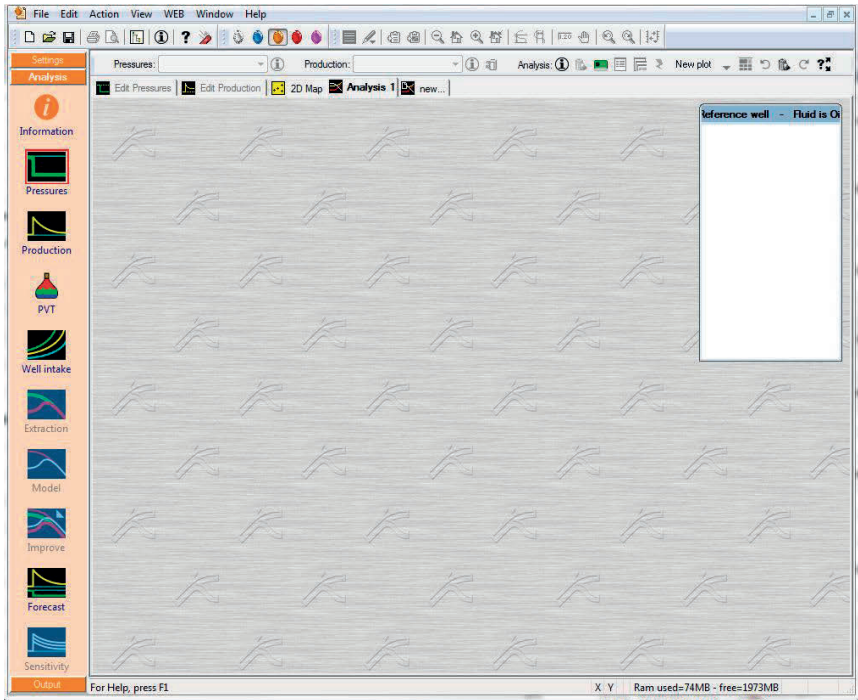
**Рис. 2.3 Новый документ. Начало анализа**

После нажатия на «Next», откроется диалоговое окно параметров PVT (свойств флюида). В случае однофазной фильтрации нефти запрашивается только объемный коэффициент пластовой нефти, вязкость и общая сжимаемость системы пласт-флюид. Их можно ввести как входные данные или рассчитать с помощью кнопки  для активизации модели «Черной нефти» – нефти с растворенным газом, рис. 2.4.



**Рис. 2.4 Новый документ. Параметры PVT для нефти**

После нажатия «Create» создается документ и на панели управления активизируется страница анализа, рис. 2.5.



**Рис. 2.5** Создан документ и активирована панель для анализа

Сверху главного окна новая инструментальная линейка, ряд закладок для доступа к средствам редактирования, Карта 2D и т.д.


В Toraze предлагаемый по умолчанию способ проведения анализа включает в себя использование, как динамики дебитов, так и динамики давления. Тем не менее, как проиллюстрировано в этом разделе, с помощью традиционных методов можно интерпретировать только данные о дебите. В разделе 3 будут показаны современные варианты анализа после включения в анализ данных манометра.



## 2.1 Загрузка и интерпретация данных о добыче без данных о давлении

При загрузке данных в Toraze, необходимо знать, определены ли данные в виде мгновенных значений, или они определены в виде шагов. В последнем случае значения времени в файле можно интерпретировать как продолжительность шагов, время в начале или в конце шага.

## 2.2 Загрузка данных о добыче

Загрузка данных о дебите осуществляется по кнопке  «Production» - Добыча. Данные можно ввести несколькими способами: из ASCII файла, из буфера обмена, с клавиатуры, из открытого файла Egin и базы данных. При выборе ASCII файла отображается диалоговое окно, как на рисунке 2.6. Файл ASCII уже должен быть выбран.

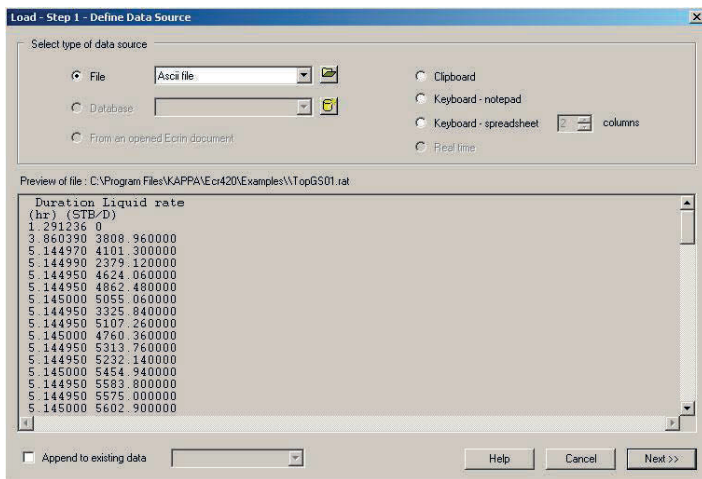
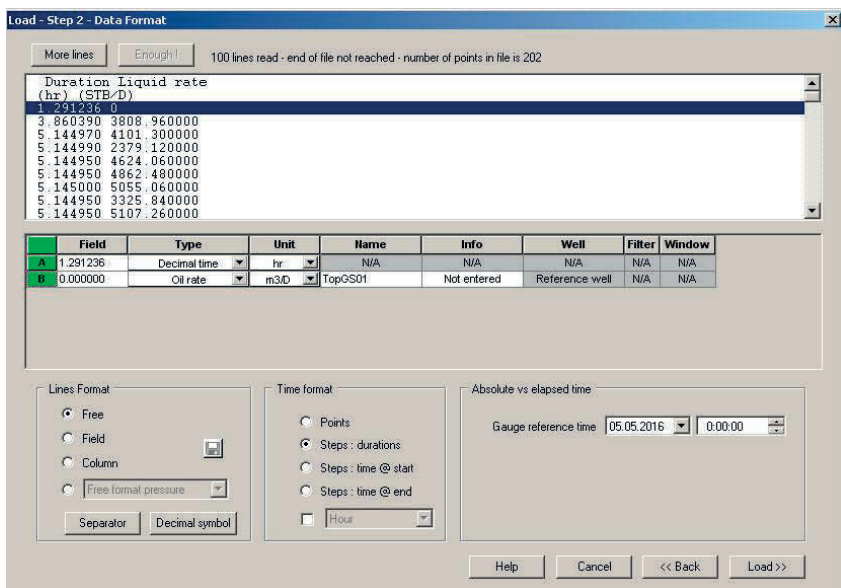


Рис. 2.6 Определение источника данных

После нажатия кнопки Next (Далее); появляется диалоговое окно Data Format (Формат данных), как на Рисунке 2.7.



**Рис. 2.7 Формат данных**

Файл подчиняется «свободному формату», т.е. 2 десятичных числа на строку, и Toraze автоматически идентифицирует временное поле и поле дебитов.

Можно выбрать «Steps: durations» (Шаги: длительность).

В более сложной ситуации для определения различных полей в файле можно использовать кнопки заголовка в сетке. Или же определение может базироваться на совокупности столбцов, а не на полях (ярлык столбца). Для более подробной информации воспользуйтесь помощью в режиме on-line или технической информацией, на которую ссылается программное обеспечение.

Обычно хорошо подходят варианты, предлагаемые по умолчанию.

Щелкните «Load» (Загрузить).

График динамики добычи создается автоматически. Дебиты представлены светлой сплошной линией, а накопленный объем добычи – более темной (все установки могут быть изменены в диалоге «Settings - Plot Aspect» Настройки - График). Во второй сверху инструментальной линейке в списке «Production» (Добыча) теперь показано имя файла - данные

расходомера, который мы только что загрузили.

Нижняя часть графика динамики предназначена для отображения данных манометра, и поэтому временно остается незаполненной.

Масштаб графика можно изменить с помощью верхней инструментальной линейки, рис. 2.8: Zoom Out (Уменьшить масштаб), Zoom Reset (Восстановить по умолчанию), Zoom In (Увеличить масштаб), Make Default (Установить по умолчанию), Interactive on Y (Интерактивно по Y), Interactive on X (Интерактивно по X), Manual (Вручную).

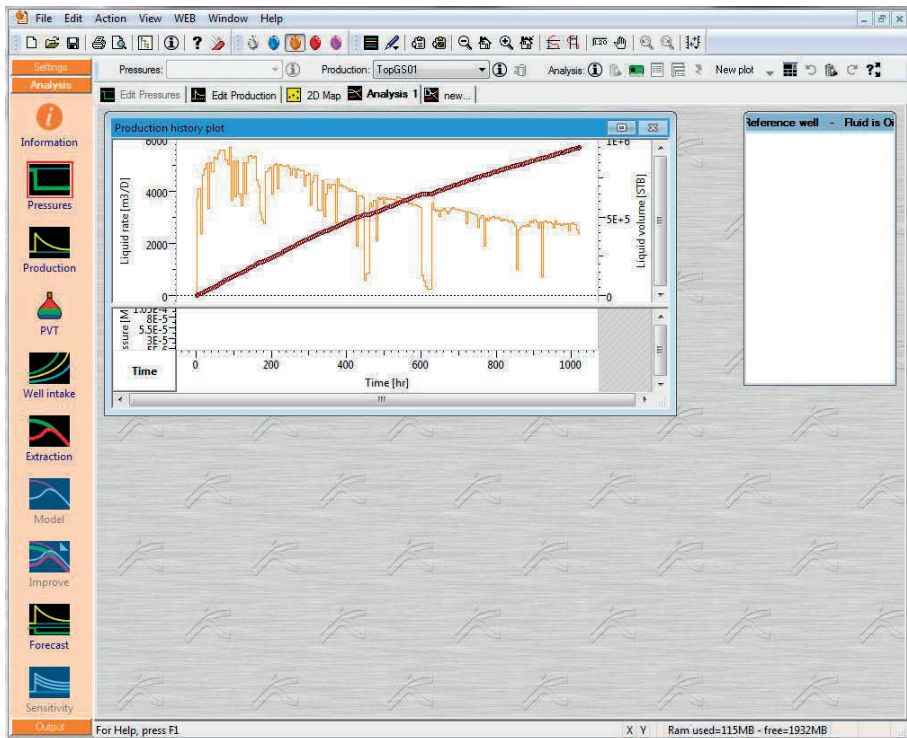



Рис. 2.8 Данные о добыче загружены

Развернутое изображение графика можно получить двойным щелчком мыши. В режиме развернутого изображения можно получить доступ к специальным опциям с использованием специализированной инструментальной линейки или на любом этапе щелчком правой клавишей

мыши в области графика. Все пиктограммы на инструментальных линейках снабжены краткими пояснениями: если переместить курсор мыши в верхнюю часть пиктограммы (без щелчка), появляется подсказка, которая дает краткое описание опции.

### 2.3 Извлечение временного интервала для анализа

По кнопке  «Extraction» (Извлечение) осуществляется выбор данных о дебите и временной интервал, рис. 2.9. Кроме того, поскольку в нескольких диагностических графиках используется логарифм времени, то предлагается возможность фильтрование данных с логарифмическим шагом. Это главным образом полезно, когда загружены и дебиты и давление. Когда есть только дебиты, графики в анализе отображают по умолчанию всю предысторию (а не выборочный вариант), если количество точек не будет слишком большим. Примите условие для Извлечения (выделения для анализа) по умолчанию и подтвердите его нажатием на ОК.

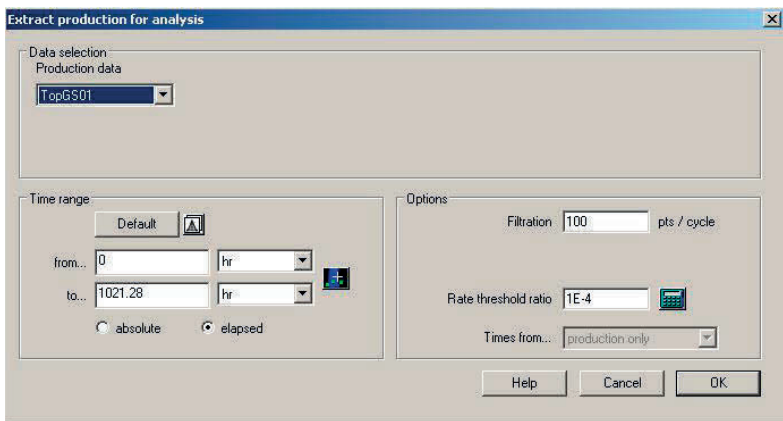


Рис. 2.9 Диалоговое окно «Extraction»

Среди графиков, которые Торазе создаст для анализа по умолчанию, есть график кривой Фетковича. Некоторые из результатов на этом графике связаны со значениями  $P_i$  - начальное пластовое давление, и  $P_w$  -

динамическое скважинное давление (забойное давление). Когда данные о давлении не загружаются, вам дают подсказку ввести эти значения в виде констант. Если не дано никаких входных данных (т.е. значения параметров отсутствуют), график не создается. Введите значения, указанные на рис. 2.10.

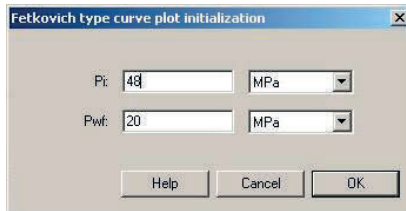


Рис. 2.10 Входные данные для построения графика Фетковича

Подтвердите нажатием на ОК. Создается два новых графика: Кривая Фетковича и Арпса, рис. 2.11.

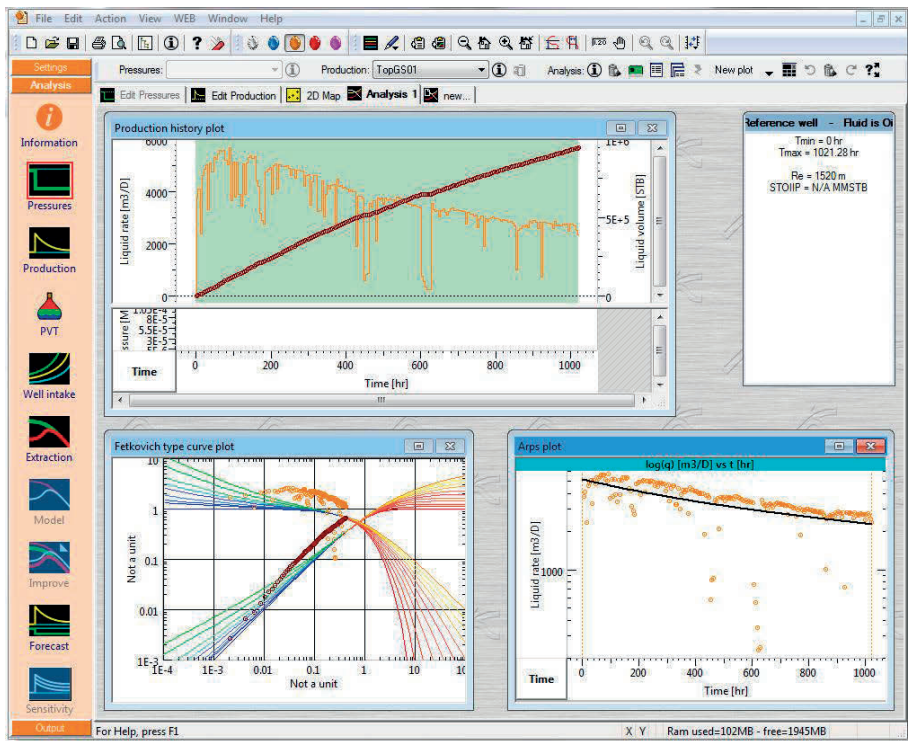


Рис. 2.11 Выполнено извлечение (выбор участка для анализа)

## 2.4 Анализ Арпса

Разверните график двойным щелчком на его строке-заголовке, рис. 2.12

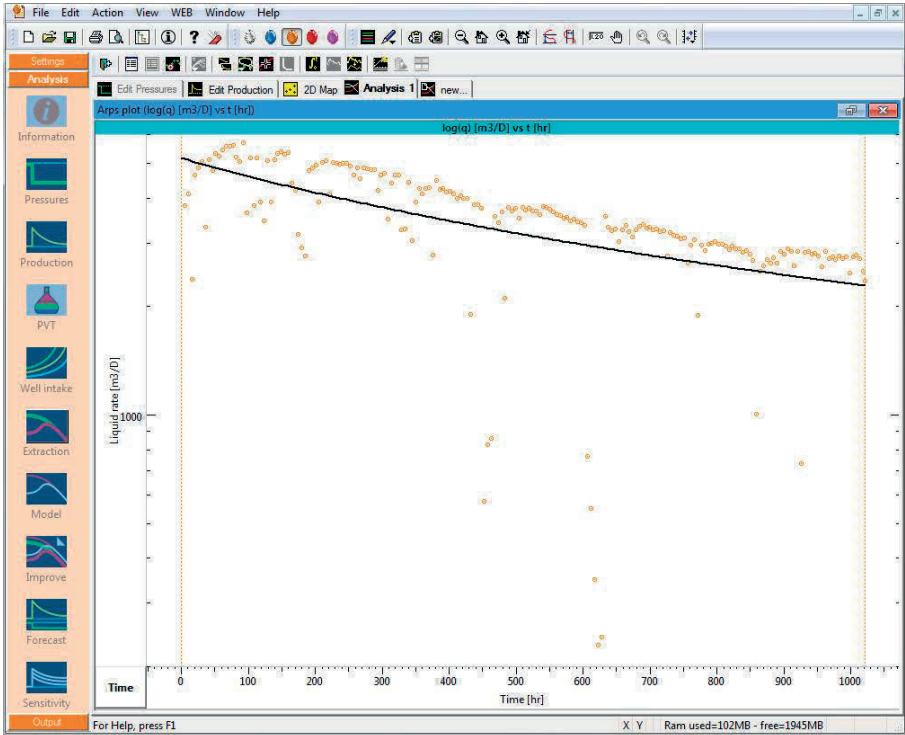


Рис. 2.12 Развернутый график Арпса

Этот график соответствует динамике добычи, падение которой описывается формулой:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]^{\frac{1}{b}}},$$

где  $q_i$  - начальный дебит,  $D_i$  - коэффициент падения и  $b$  (со значениями  $[0, 1]$ ) определяет тип падения добычи. Гармоническая кривая падения соответствует значению  $b = 1$ , экспоненциальное падение описывается указанным выше выражением при  $b = 0$ :

$$q(t) = q_i \times e^{-D_i t}.$$

Когда график создан, Toraze выполняет нелинейную регрессию для получения значений  $b$ ,  $D_i$  и  $q_i$ , которые обеспечивают наибольшее соответствие с данными, и в результате вычерчивается кривая падения добычи (на рис. 2.12 – это черная линия).

При разворачивании графика Арпса, появляется соответствующая инструментальная линейка.



«Results» (Результаты) служит для получения доступа к диалоговому окну и изменения значений параметров вручную, рис. 2.13, а также используется для указания анализируемого временного интервала и критериев закрытия скважины.

Arps parameters

Name	Value	Unit
Tmin	0	Day
Tmax	100	Day
<b>Arps model</b>		
b	1	--
Di	10.8	[Year]-1
qi	5160	m3/D
UR	5.05E+7	STB
<b>Abandonment</b>		
Ab. ratio (qa/qi)	1E-3	Fraction
Ab. rate (qa)	5.15966	m3/D
Ab. time (ta)	33754.6	Day
Q(ta)	7.57E+6	STB
Reserve(Tmax)	6.07E+6	STB

Abandonment:  Ratio (qa/qi)  Rate (qa)

Results:  Rounded  Exact

Buttons: Help, Apply, Reset, OK

Рис. 2.13 Параметры



Опция лассо. С опцией лассо в Toraze можно вычислить все три параметра или просто  $q_i$  и  $D_i$ . На графике можно определить одну или несколько областей. Этот тип выбора с помощью лассо позволяет выбирать только репрезентативные точки, соответствующие стабильной добыче (в частности, не выбирать данные в

неустановившемся режиме). Затем Торазе выполняет регрессию, чтобы совместить расчетную и фактическую кривую на выбранном вами участке. Таким образом определяются параметры модели.



Опция захвата. Эта опция позволяет захватить на графике кривую падения добычи и, перемещая ее, менять параметры модели:

- ✓ При перемещении вверх/вниз изменяется  $q_i$ .
- ✓ При перемещении влево/вправо изменяется  $D_i$ .
- ✓ При перемещении вверх/вниз с нажатой клавишей Shift изменяется  $b$ .



«Plot type» (Тип графика). Для отображения могут быть выбраны графики в следующих координатах:  $q \sim f(t)$ ,  $\log(q) \sim f(t)$  (по умолчанию),  $\log(q) \sim f(\log(t))$ ,  $q \sim f(Q)$ ,  $\log(q) \sim f(Q)$ .



«Show model» (Показать модель). Отображение на графике расчетного дебита/накопленного объема добычи можно подключать и отключать (отключено по умолчанию).



«Show cumulative» (Показать накопленный объем добычи). Когда это необходимо, на экране может быть отображен график накопленного объема добычи (замеренный и расчетный).



«Sample / filtered data» (Выборочные / отфильтрованные данные) Когда количество точек по дебиту не превышает 1000, на графике по умолчанию будут показаны фактические данные. При большем количестве точек используется версия выборки, основанная на количестве точек за цикл, заданном в диалоговом окне «Extraction» (Извлечение).

Измените шкалу на « $q$ » к « $t$ » и выберите «Показать накопленную добычу» - рис. 2.14. Щелкните правой клавишей на графике, чтобы получить доступ к опции «Изменение типа графика» и выберите « $q$ » к « $t$ ».

Щелкните «Show cumulative» для отображения накопленной добычи.



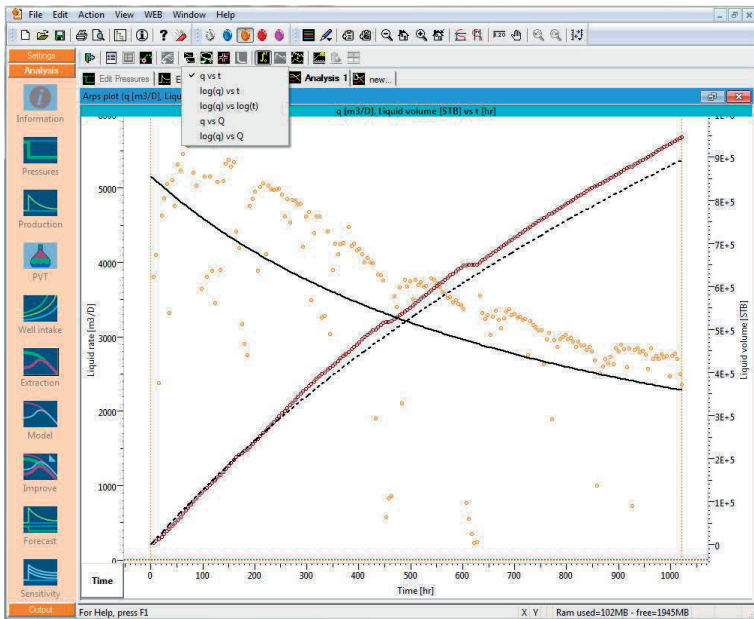


Рис. 2.14 График Арпса. Линейный масштаб, отображены  $q$  и  $Q$  от  $t$

В этом масштабе мы видим, что для совмещения требуется некоторая корректировка параметров.

Прежде всего, надо заменить  $b$  на  $0$ , т.е. падение добычи экспоненциальное.

Затем для лучшего совмещения подобрать  $q_i$  и  $D_i$ .

Можно использовать вариант перетаскивания «Drag» или всплывающее меню «Modify» пока не будет найдено удовлетворительное совмещение, например, как на рис. 2.15.

Результаты «Results» отображаются, как на рисунке 2.16.

Рассчитана максимально возможная накопленная добыча, обозначенная  $UR$ .

Время ликвидации (закрытия) скважины вычислено, исходя из заданного значения минимальной рентабельной добычи  $q_a$  или ее отношения к текущей добыче  $q_a / q_i$ .

Накопленный объем добычи на момент ликвидации скважины обозначен как  $Q(t_d)$ .

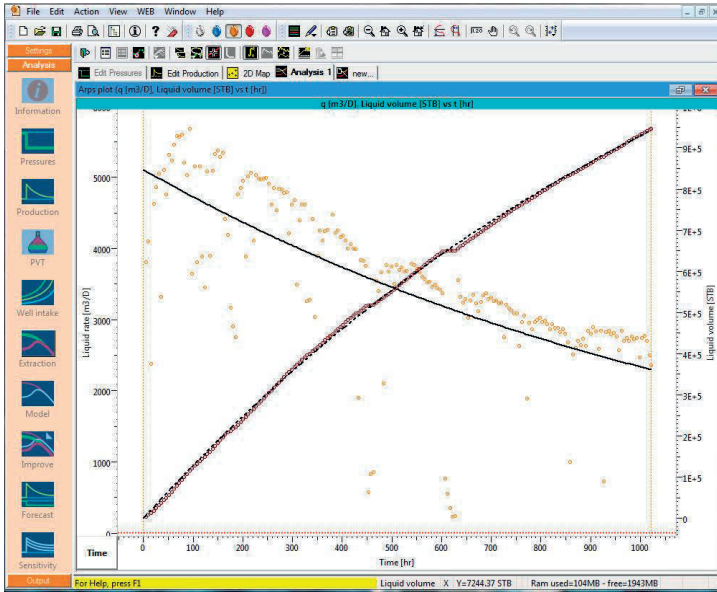


Рис. 2.15 Модифицированное совмещение

Arps parameters

Name	Value	Unit
Tmin	0	Day
Tmax	42.5533	Day
<b>Arps model</b>		
b	0	—
Di	6.85	[Year] <sup>-1</sup>
qi	5110	m <sup>3</sup> /D
UR	0.272	MMm <sup>3</sup>
<b>Abandonment</b>		
Ab. ratio (qa/qi)	1E-3	Fraction
Ab. rate (qa)	5.15966	m <sup>3</sup> /D
Ab. time (ta)	368.077	Day
Q(ta)	0.272	MMm <sup>3</sup>
Reserve(Tmax)	0.122	MMm <sup>3</sup>

Abandonment  
 Ratio (qa/qi)  
 Rate (qa)



Results  
 Rounded  
 Exact

Help Apply Reset OK

Рис. 2.16 Результаты интерпретации методом Арпса

Обратите внимание, что на графике пунктирной горизонтальной линией показана величина  $q_a$  - дебит, при котором происходит закрытие скважины (вывод из эксплуатации по экономическим причинам).

Вернуться на главный экран можно с помощью .

При развернутом окне с графиками Арпса, щелкнув на , можно добавить еще один график. Эта опция позволяет добавлять графики Арпса в разных координатах и отображать их на экране одновременно. С помощью пиктограммы  графики располагаются в виде мозаики, рис. 2.17.

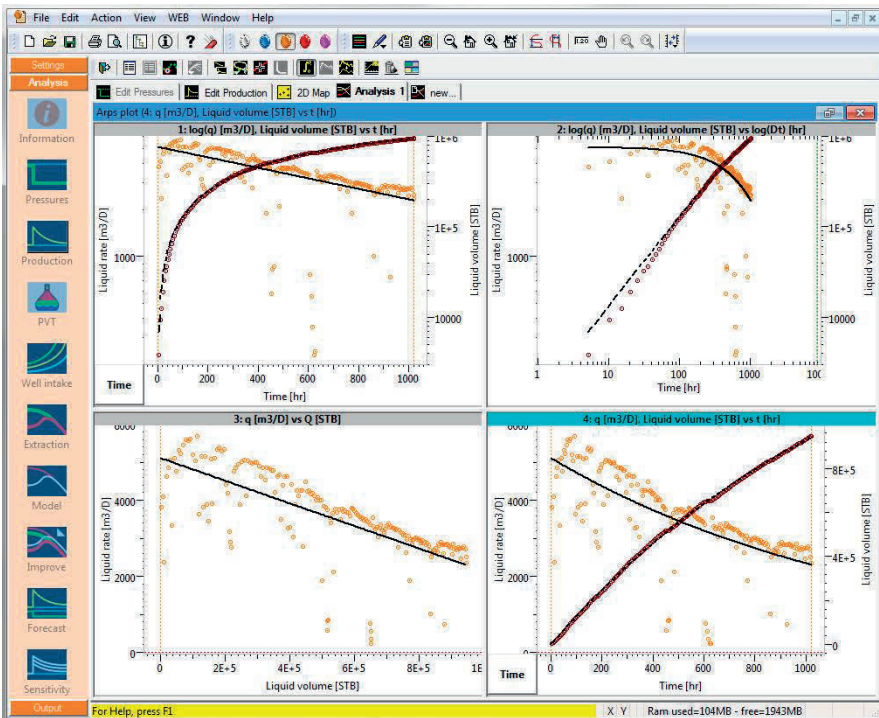


Рис. 2.17 Графики Арпса в различных координатах

## 2.5 Анализ Фетковича

График Фетковича объединяет 2 семейства типовых кривых – падения дебита и накопленной добычи в скважине, представленных в

логарифмических координатах. Развернув график Фетковича, рис. 2.18, можно увидеть, что по оси абсцисс откладывается безразмерное время, а по оси ординат – безразмерный дебит. Левая часть кривых определяет закономерности начального этапа формирования давления в ограниченной залежи, поток еще неустановившийся. Правая часть палетки описывает процесс истощения залежи и является аналогом кривых Арпса. Используя график Фетковича можно оценить  $kh$  (проводимость) и  $R_e$  (радиус зоны дренирования), если введены  $P_i$  (пластовое давление) и динамическое (забойное) давление,  $P_w$ .

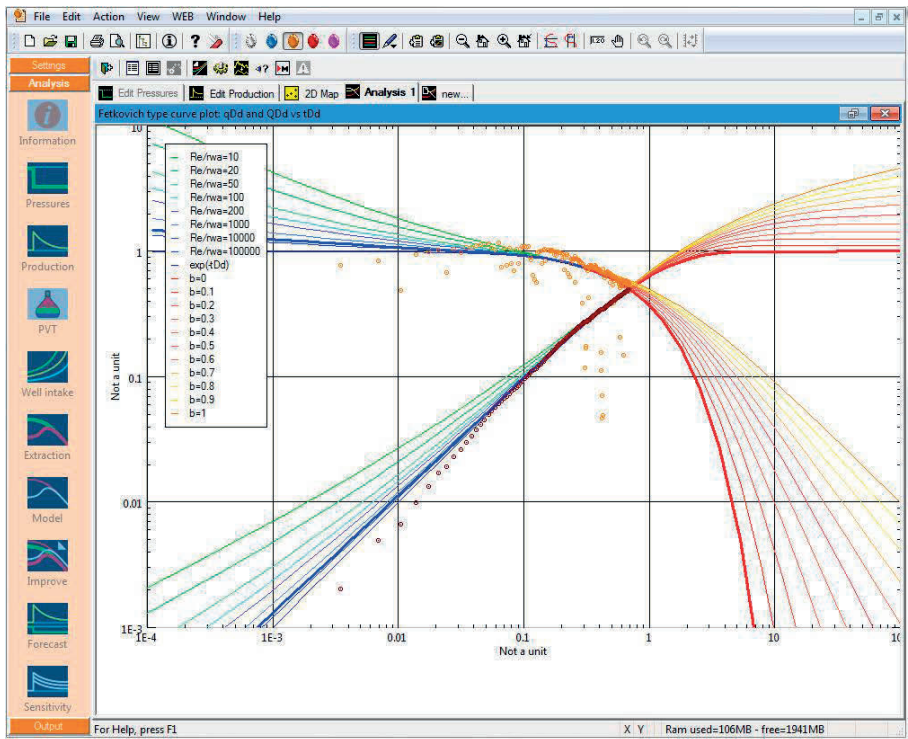


Рисунок 2.18 График Фетковича. Совмещение данных

С помощью пиктограммы  можно отобразить на экране легенду. Кроме того, при подведении курсора к типовой кривой отображается

значение параметра, связанного с этой кривой (левая часть графика –  $R_e/r_{wa}$ , где  $r_{wa}$  – радиус скважины; правая часть –  $b$ ).

При создании графика Toraze выполняет нелинейную регрессию для совмещения расчетной и фактической кривой и расчета параметров. Полученные значения можно увидеть в диалоговом окне «Результаты». Совмещение можно изменить путем прямого перетаскивания данных по графику.

Для перетаскивания данных надо щелкнуть левой клавишей мыши в области графика и, удерживая клавишу, передвигать мышь.

Результаты совмещения «Results» отображаются, как на рисунке 2.19. В верхней части окна «Results» отображаются параметры, полученные из анализа Арпса -  $b$ ,  $D_i$ ,  $q_i$  и соответствующая накопленная добыча на момент отключения скважины (максимально возможная накопленная добыча), UR. Ниже представлены результаты, рис. 2.19, связанные с совмещением периода течения под влиянием границ:  $kh$ ,  $R_e$ .

Name	Value	Unit
b	0	--
$D_i$	0.0162	[Day]-1
$q_i$	4900	m <sup>3</sup> /D
UR	0.302	MMm <sup>3</sup>
pwf	20	MPa
$P_i$	48	MPa
k.h	1130	md.m
k	56.5	md
$R_e$	1620	m
$r_{wa}$	0.258	m
Skin	-0.948	--
PV	2.96E+7	m <sup>3</sup>
STOIP	21.1	MMm <sup>3</sup>
STOIP	21	MMm <sup>3</sup>

Рисунок 2.19 Результаты анализа Фетковича

При известном  $R_e$  рассчитывается площадь пласта, и по входным данным о толщине пласта и пористости, заданным при создании файла, рассчитывается объем порового пространства  $PV$ . Зная  $PV$  и объемный коэффициент пластовой нефти, можно получить начальные запасы нефти ( $STOIP$ ). И, наконец, из  $STOIP$  вычитается последнее значение накопленной добычи, чтобы получить остаточные запасы нефти -  $STOIP$ .


Описанное выше совмещение получено для случая экспоненциальной кривой падения добычи (в Toraze используется жирная линия, чтобы выделить наиболее близкое совпадение фактических данных с типовой кривой).

### **3. Новый документ с данными о давлении и дебите**

Для загрузки и интерпретации обоих наборов данных – данных с манометра и данных о дебите - необходимо использовать следующую схему анализа.

Создать новый файл и, как описано в разделе 2, задать все входные параметры. Затем следовать инструкциям, приведенным ниже.

#### **3.1 Загрузка и интерпретация данных давления и добыче**

По кнопке  «Pressures» (Давление) загружается файл данных о давлении. Поскольку формат столбцов текстового файла и формат времени согласуются с установками по умолчанию, то их оставим без изменения: «Lines Format» - «Free», «Time format» - «Points». А единицы измерения давления необходимо выбрать «Pressure»-«MPa» и загрузить точки по кнопке «Load».

В следующем диалоговом окне должно быть задано начальное значение давления с манометра. Необходимо воспользоваться пиктограммой



для установки «*Pinit*» на максимальное давление, замеренное манометром 38.9554 МПа, рис. 3.1, и нажать ОК.

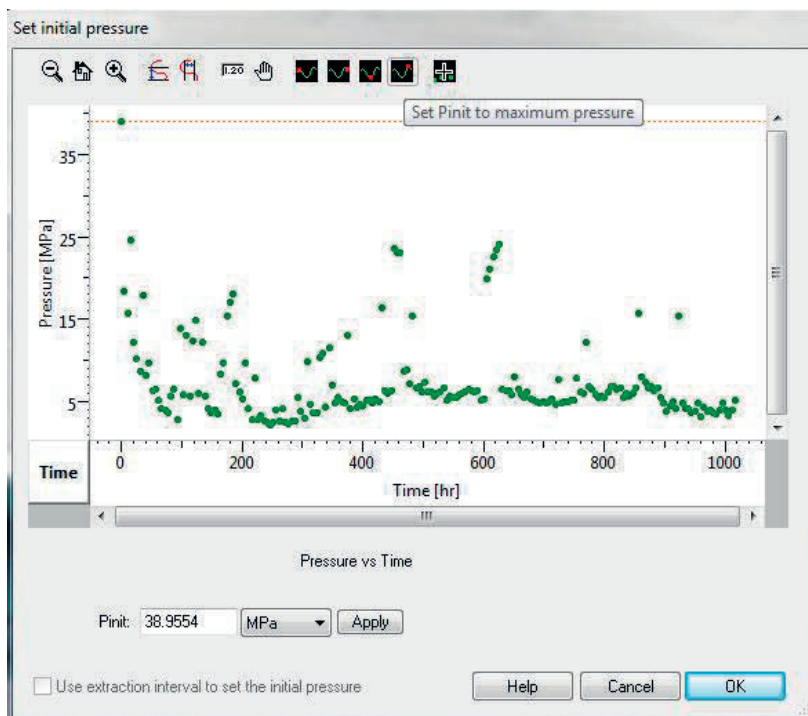



Рис. 3.1 Установка начального давления *Pinit*

По кнопке  «Production» - (Добыча) идет загрузка данных о дебите, как описано в разделе 2.2.

После загрузки давления и дебита окно программы выглядит, как показано на рис. 3.2. График давления располагается под графиком дебита. Цвет и размер точек графика давления можно изменить с помощью установок «Setting» - «Plot Aspect» - «Gauges».

Значения давления, которые мы загрузили, были зарегистрированы на устье скважины. Однако для анализа нам нужны данные о давлении на забое. Для преобразования давления на устье скважины в давление на забое можно воспользоваться опцией «Well Intake» (Приток в скважину), применяя либо



имеющиеся в программе поправки на падение давления, либо кривые вертикального потока в скважине, введенные пользователем.

Выберите на панели управления опцию «Well Intake» , рис. 3.3.

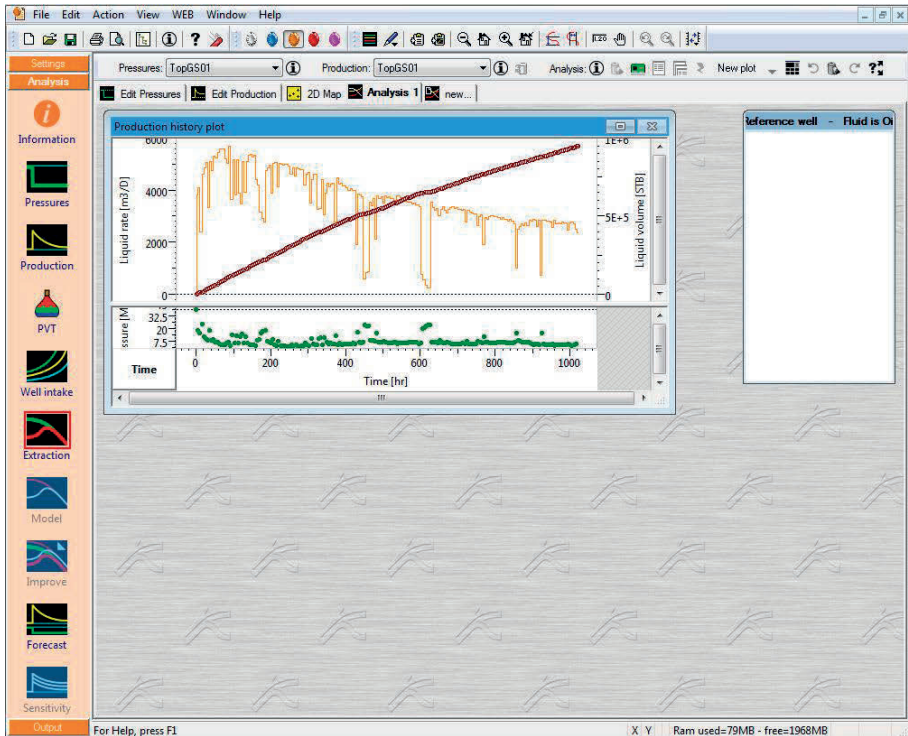


Рис. 3.2 Давление и дебиты загружены

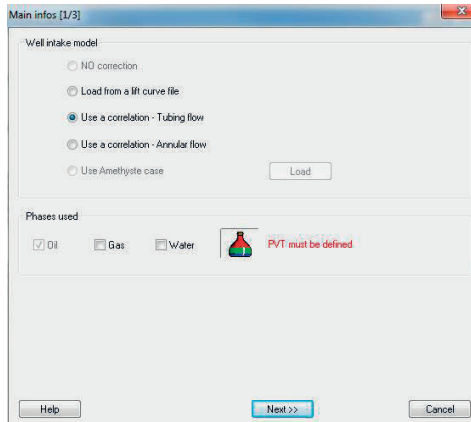


Рис. 3.3. Поток в скважине



Если выбрать корреляцию и поток в НКТ «Tubing flow», то при этом появляется пиктограмма PVT, которая указывает на то, что для вычислений требуется модель PVT-свойств. Следует заметить, что в случае газа или, когда модель PVT-свойств была запрошена при пуске программы для оценки параметров, на этом этапе ее ввод не потребуется.

Для определения типа и свойств флюида необходимо щелкнуть на пиктограмму PVT.

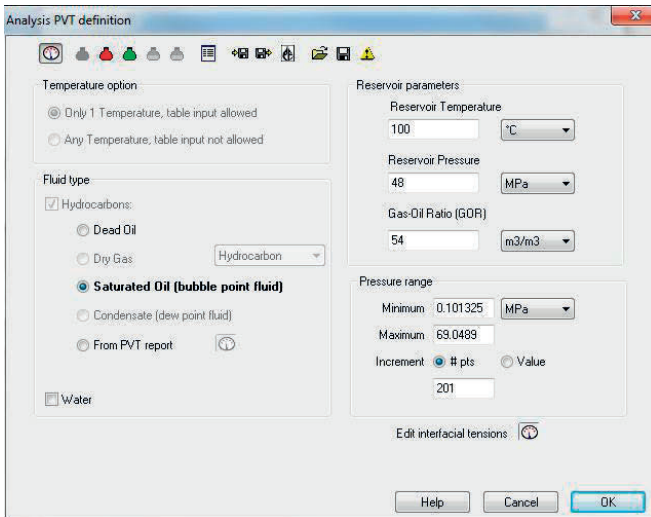




Рис. 3.4 Начальные параметры PVT

Заменяем газовый фактор GOR на  $54 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , а пластовое давление (Reservoir Pressure) на 48 МПа

Можно использовать, в свою очередь, фазовые пиктограммы   для проверки настроек для газа и нефти, не меняя корреляции и входные величины, рис. 3.5.

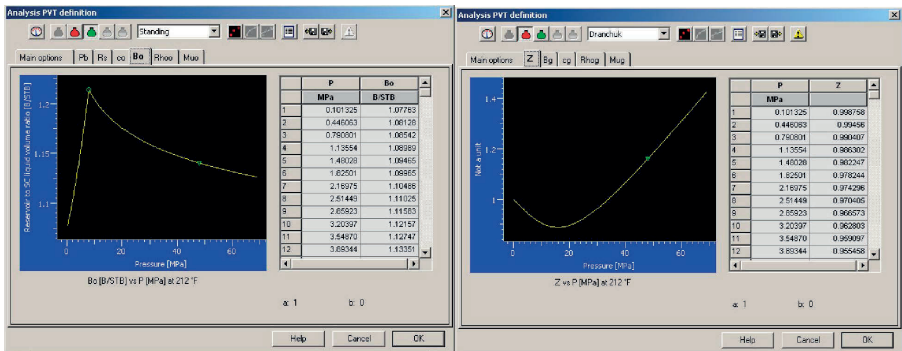


Рис. 3.5 Просмотр/редактирование свойств PVT

Когда ввод PVT-свойств завершен, надо вернуться в диалоговое окно для основной информации о притоке в скважину «Well Intake»-«Main infos».

По кнопке «Next» (Далее) происходит доступ к диалоговому окну о параметрах потока «Flow Parameters», рис. 3.6. Замените «Bottom-hole depth» (глубина забоя) на 1524 м и пометьте «галочкой» для вычисления давления на забое.

По кнопке «Next» генерируется график зависимости  $P$  на забое от дебита для введенного давления на устье, рис. 3.6. Он дается только для информации. Щелкните ОК.

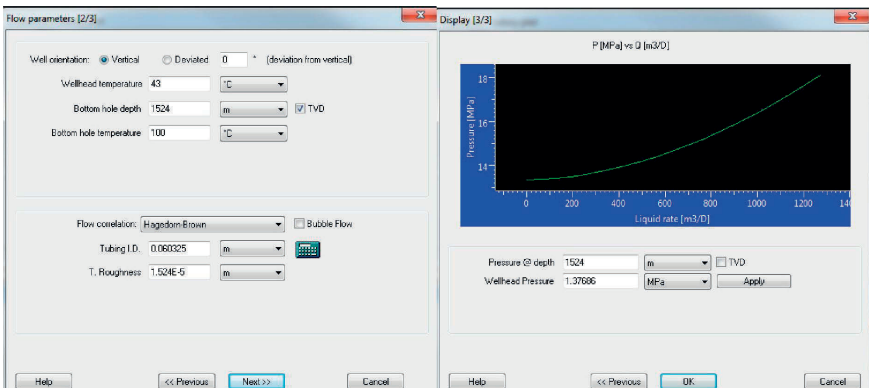
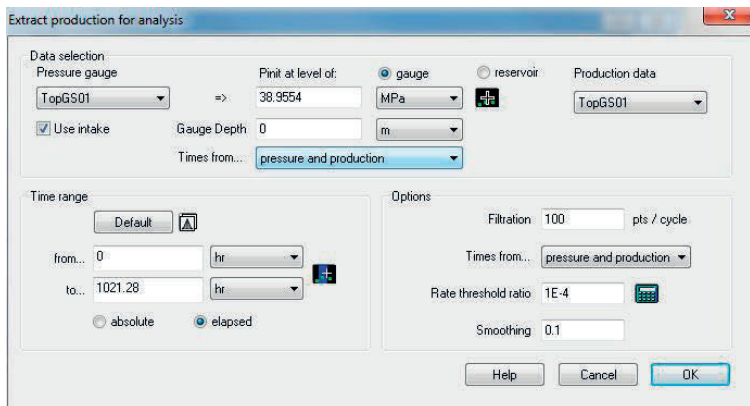


Рисунок 3.6 Ввод корреляции для падения давления

## 3.2 Преобразование данных для анализа.

Выберите на панели управления  «Extraction» (Извлечение).

Появляется диалоговое окно «Extract production for analysis», рис. 3.7.



**Рисунок 3.7 Извлечение данных в случае, когда есть входная информация о давлении и дебите**

Пометьте «галочкой» «Use Intake» (Использовать поток) и заметьте, что глубина установки манометра равна 0, т.е. это устье скважины. Для остальных параметров можно принять условия по умолчанию, рис. 3.7.

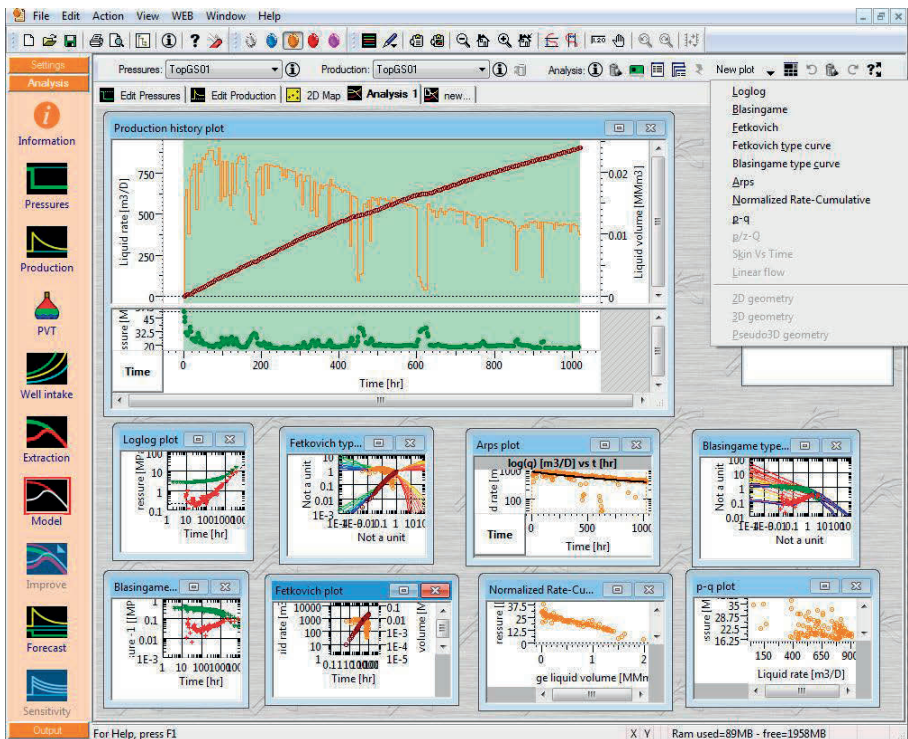
Заметьте, что наборы данных будут «извлечены» для периодов времени, которым соответствует динамика давления и динамика дебитов. Практически это означает, что оба набора данных будут при необходимости интерполированы для данных периодов времени.

После подтверждения всех данных диалогового окна «Extract production for analysis» - происходит корректировка давления и создаются графики для проведения анализа. С этого момента и далее осуществляется анализ, и на экран выводятся скорректированные (пересчитанные на глубину забоя) значения давления.

Однако если вы перейдете на страницу «Edit Pressures» (Редактирование давления), то Toraze даст доступ к значениям давления на

устье. Если вы внесете какое-либо изменение, влияющее на корректировку давления (измените модель притока в скважину, динамику добычи, начальные данные манометра и т.п.), то Торазе проведет пересчет корректировки.

В дополнение к предыдущим графикам Торазе создает следующие графики: билогарифмический (диагностический) график, график Блэйсингейма, график Фетковича и график нормализованной накопленной добычи, рис. 3.8. Заметьте, что создание графиков основано на применении настроек в меню «Settings»-«Interpretation» (Настройка – Интерпретация).



**Рис. 3.8** Выполнено преобразование данных для последующего анализа

В предыдущем разделе мы уже видели графики Арпса и Фетковича. График «Fetkovich plot» - это новая зависимость, аналогичная графику «Fetkovich type curve plot». «Fetkovich plot» в отличие от «Fetkovich type

curve plot» отображает зависимости дебита и накопленного объема добычи от времени не в безразмерных, а в реальных единицах измерения. Этот новый график послужит для совмещения расчетной и фактической кривой. Совмещение происходит путем прямого перетаскивания данных по графику, которое будет проиллюстрировано позднее.

### 3.3 График Блэйсингейма

Развернув график Блэйсингейма можно увидеть, что это график, построенный в двойном логарифмическом масштабе, рис. 3.9.

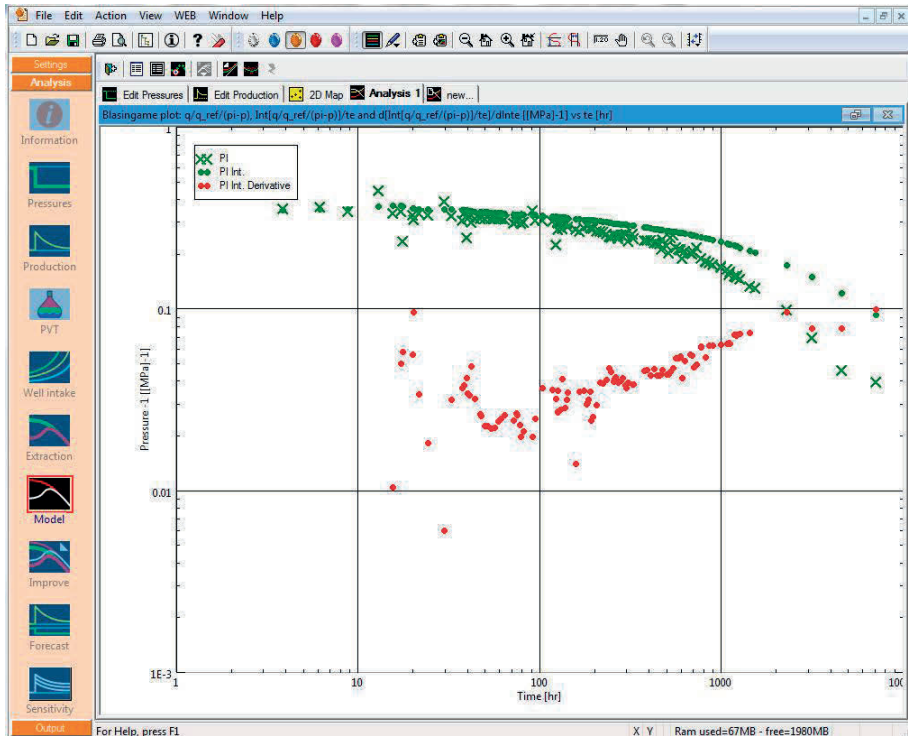


Рис. 3.9 График Блэйсингейма

По оси абсцисс на графике откладывается временная функция, определенная отношением (9).

По оси ординат – три функции: крестики – замеренный мгновенный коэффициент продуктивности (6), верхние кружочки – интегральная  $PI Int.$  (7) и нижние кружочки – дифференциальная  $PI Int. Derivative$  (8) функции.

Важной особенностью данного графика является то, что во времена влияния границы все три графика будет иметь наклон -1. Кроме того, в этот период  $PI Int$  и его производная сливаются вместе.

Графиком Блэсингейма пользуются как инструментом диагностики для совмещения данной модели с фактическими данными и определения параметров модели.

### 3.4 Билогарифмический график

Билогарифмический график - это почти перевернутый график Блэйсингейма. Ось абсцисс - это эквивалентное время. По оси ординат – две функции: верхний график - интегральная (10) и нижний - дифференциальная (11) функции, рис. 3.10.

В период потока под влиянием границы обе функции - интеграл давления и его производная, представляют собой прямую линию с наклоном равным единице - аналогично режиму псевдо-установившейся фильтрации в интерпретации ГДИС. Сходство на этом не заканчивается, так как можно увидеть появление и других режимов фильтрации с той же особенностью, что и для решений с постоянным дебитом. Т.е. для различных моделей течения билогарифмический график будет выглядеть аналогично диагностическому графику Бурдэ за исключением периода влияния ствола скважины, который в случае анализа добычи в Toraze отсутствует, см. приложение.

Таким образом, метод, традиционно используемый в интерпретации ГДИС, может быть применен на билогарифмическом графике. В частности, горизонтальный участок производной может дать оценку  $kh$ , а по наклону

кривой, равному единице, когда он появляется в более поздний период, можно оценить  $R_e$ .

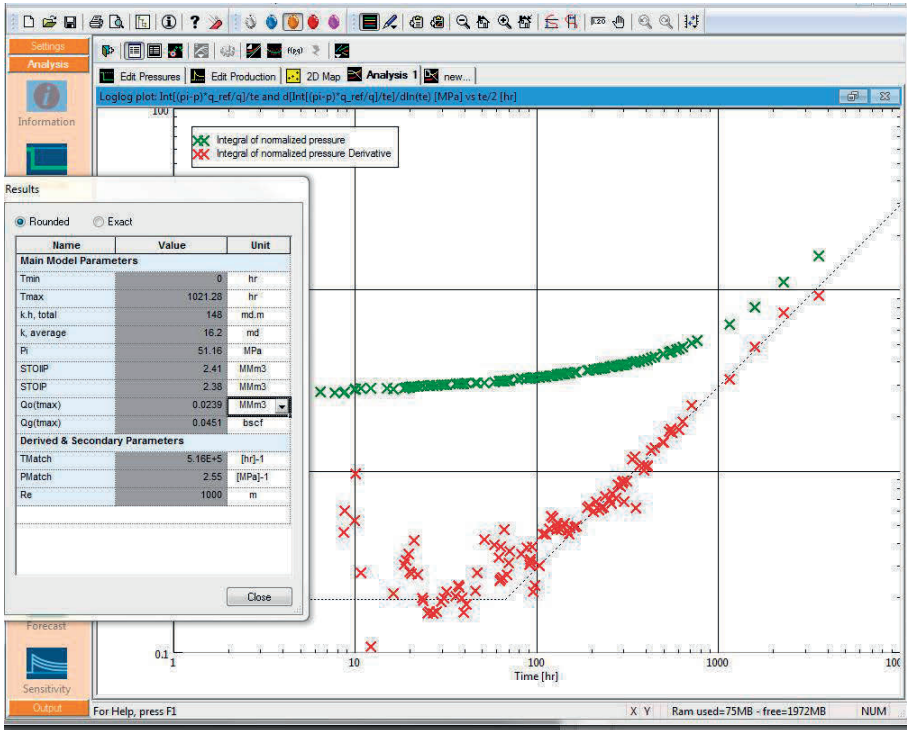



Рис. 3.10 Результаты интерпретации на Билогарифмическом графике.

При разворачивании билогарифмического графика программой Toraze на графике автоматически установлены две линии: горизонтальная линия, соответствующая радиальному потоку, которая дает оценку величины  $kh$ , и линия с наклоном равным единице, рис. 3.10. Наклонная линия проходит через более поздний временной период, где действует влияние границы. Эта линия дает оценку  $R_e$ .

Полученные значения  $kh$  и  $R_e$  отображаются в таблице результатов по кнопке «Show results».  $R_e$  используется для вычисления объема порового пространства ( $PV$ ) и, следовательно, для подсчета начальных запасов нефти

(*STOIP*) и, после вычитания последних известных накопленной добычи - остаточных запасов нефти (*STOIP*).

Положение линии на графике можно изменять щелчком клавиши мыши и перетаскиванием, и при этом будет видно, как обновляются результаты. Чтобы после перемещения вернуть линию в первоначальное положение, необходимо использовать пиктограмму  «Reset Match» - (Возврат в исходное положение).

Заметьте, что на инструментальной линейке доступны следующие специальные опции графика в билогарифмических координатах:



«Reset match»: восстановление начального положения линий интерпретации.



«Smoothing» (Сглаживание): изменение сглаживания, используемого для вычисления производных.



Изменение отображенной функции давления, нормализованного давления или интеграла нормализованного давления.

Вернуться на главный экран можно по кнопке «Return to main window».

*Следует особо подчеркнуть, что в настоящее время билогарифмический график является самым современным и наиболее используемым подходом к анализу добычи, в том числе и в Тораге.*

### 3.5 График материального баланса

Еще один график, который можно создать - это график материального баланса – график зависимости нормализованного дебита от накопленной добычи. В случае нефти эта опция дает график зависимости нормализованного дебита  $\frac{q}{p_i - p_w}$  от нормализованной накопленной добычи

$$\frac{Q}{c_i(p_i - p_w)} .$$



При экспоненциальном падении добычи такая зависимость представляет из себя прямую линию, пересечение с осью абсцисс дает объем порового пространства  $PV$ .

На графике нормализованного дебита и накопленной добычи, рис. 3.11, можно создать линию - либо с помощью линейной регрессии, либо начертить вручную. Потом эту линию можно менять интерактивно. Для доступа к опции «Line» (Линия) щелкните правой клавишей мыши на развернутом графике, рис. 3.11.

В таблице результатов отражаются все расчетные параметры.

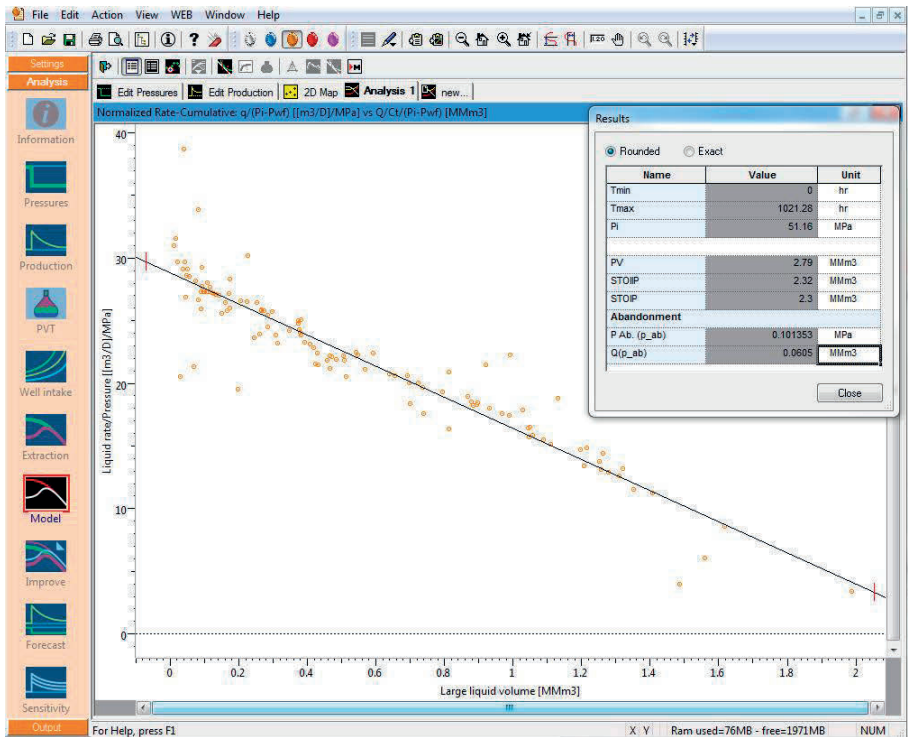



Рис. 3.11 График материального баланса

## 4. Построение модели

После диагностики с использованием указанных выше графиков выбираются интерпретационные модели-кандидаты – аналитические или численные.

По кнопке на панели управления  «Model», на экране отображается диалоговое окно, показанное на рис. 4.1.

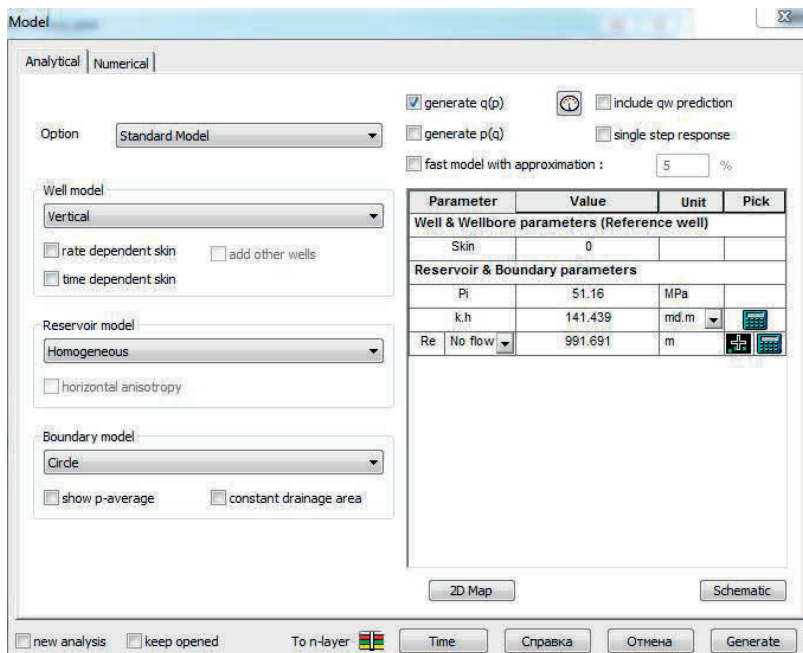


Рис. 4.1 Диалоговое окно для создания модели

По умолчанию модель установлена как «Аналитическая», но мы также можем запросить Численную модель 2D (в горизонтальной плоскости). Предложенная по умолчанию модель представляет собой вертикальную скважину в однородном пласте с радиальной непроницаемой границей. Также галочкой отмечено «generate  $q(p)$ » - считать дебиты по заданным давлениям. Оценку  $kh$  и  $R_e$  можно получить по имеющимся на данный момент прямым линиям на билогарифмическом графике.  $P_i$  по умолчанию

принимается как выбранное ранее максимальное показание манометра  $P_{init}$ , которое было приведено к забойному давлению. Если имеются другие данные по  $P_i$  – целесообразно изменить его значение. Оценка скин-фактора получена автоматически по билогарифмическому графику.

Выберите «Generate» (рассчитать).

На графике «Production history plot» отображаются жирной линией смоделированный график дебитов, а пунктиром - накопленной добычи, рис. 4.2. Расчетные кривые также добавлены на билогарифмический график, графики Блэйсингейма и Фетковича. На билогарифмическом графике и графике Блэйсингейма модель выглядит довольно беспорядочно, поскольку отображается отклик модели на полную динамику изменения давления и функция эквивалентного времени  $t_e = Q/q$ , не является гарантированно монотонной.

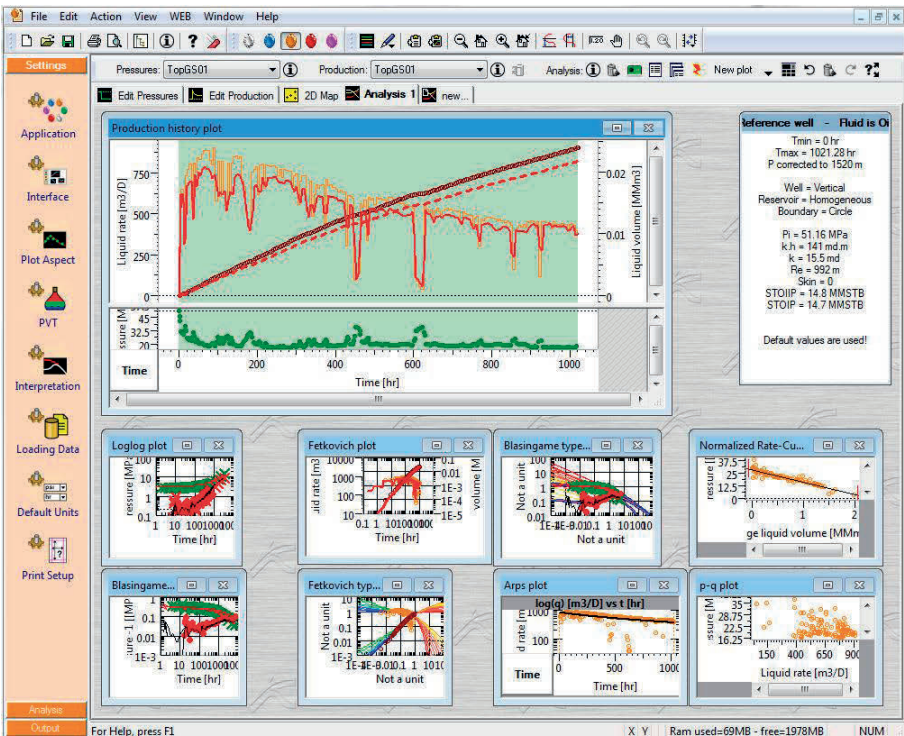


Рис. 4.2 Первая оценка параметров с помощью интерпретационной модели

Для одновременного моделирования динамики добычи и давления используется предусмотренный по умолчанию шаг по времени. При большом количестве данных это может привести к значительному замедлению моделирования. Toraze изменяет шаг по времени, когда достигается максимальное число точек (по умолчанию 500). Оно определяется в опции «Settings-Interpretation-Data Control» (Настройка - Интерпретация - Управление данными). Шаг по времени можно изменять вручную кнопкой «Time» (Время) в меню модели.

Вернемся в меню «Модель».

В диалоговом окне пометим «галочкой» «generate  $p(q)$ » (Генерировать  $p(q)$ ) и «single step response» (расчет для одного скачка давления).

Выберите «Generate».

Развернем график «Production history plot», рис. 4.3. На графике отображаются расчетные давления, смоделированные по входным данным о дебите.

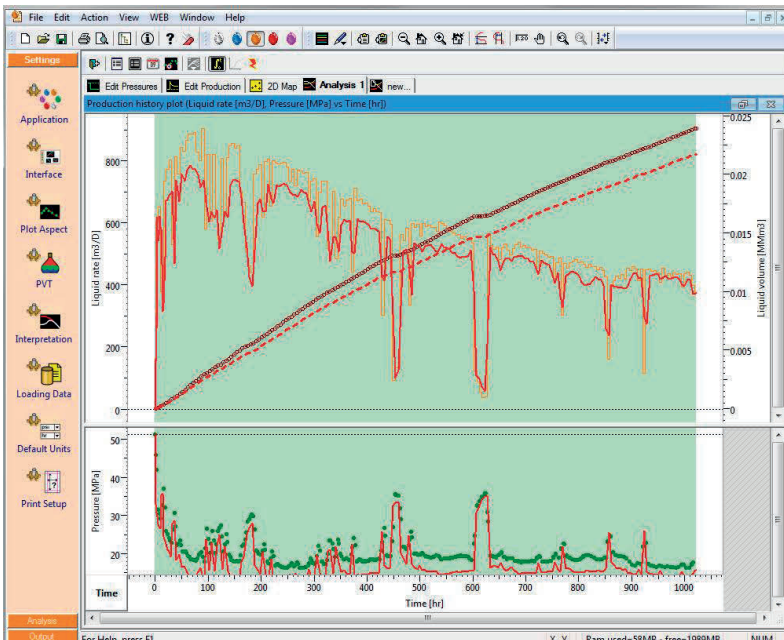


Рис. 4.3 Расчет дебитов / накопленной добычи и давления для одного шага

Кроме того, теперь на билогарифмическом графике и графике Блэйсингейма расчетные кривые гладкие, рис. 4.4, поскольку мы использовали отклик на отдельную барическую ступень (скачок давления).

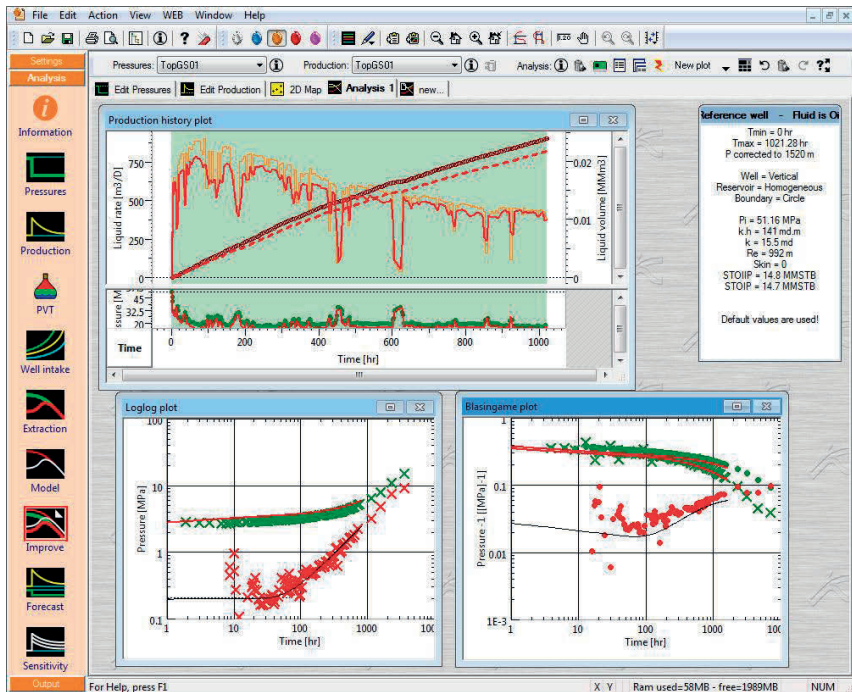



Рис. 4.4 Билогарифмический и график Блэйсингейма для одного шага

Отображенный смоделированный график - это то, что дает модель для скачка одного давления. Он показывает диагностические признаки, характерные для модели.


В каждом из 3 графиков (Фетковича, билогарифмическом и Блэйсингейма) есть возможность перетаскивать смоделированный график. Когда модель перемещается на одном из них, изменения отражаются на других. Вы можете поэкспериментировать с перетаскиванием модели на главном экране. Заметьте, что перетаскивание не оказывает влияния на само моделирование, т.е. на модель на графике динамики. Для проверки достоверности перетаскивания модель должна быть генерирована заново с

новыми параметрами. Самый короткий путь для этого - использование пиктограммы  на инструментальной линейке.

Щелкните правой клавишей мыши на билогарифмическом графике и выберите «Reset match» (Начать заново подгонку), когда это сделано, мы возвращается к первоначальной точке моделирования.

Если не восстановить точку моделирования, то для обновления графика динамики надо будет всегда заново генерировать модель вслед за ее перетаскиванием.

### 5. Уточнение модели «Improve»

Кнопка  «Improve» запускает алгоритм совмещения, который подбирает нужные параметры модели, чтобы наилучшим образом совместить расчетные и фактические дебит и/или накопленная добыча и/или давление.

На рис. 5.1 представлено диалоговое окно «Improve».

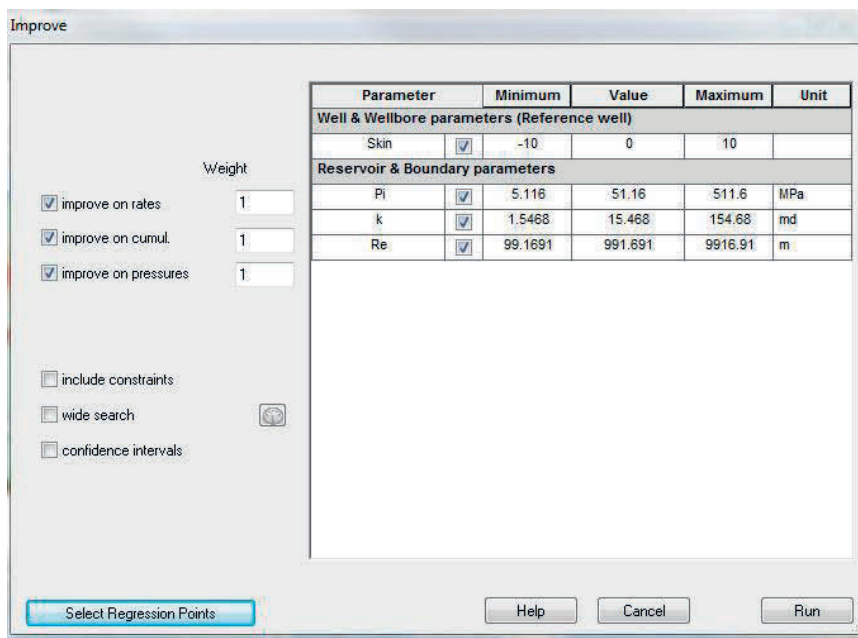


Рис. 5.1 Диалоговое окно для уточнения модели



Среднеквадратичное отклонение между расчетными и реальными данными вычисляется автоматически по выбранным точкам, и этот выбор можно осуществлять с помощью кнопки «Select Regression Points» (Выбрать точки регрессии).

В диалоговом окне «Improve» все весовые коэффициенты (для дебита, накопленной добычи и давления – левая часть рис. 5.1) можно задать равными 1 и зафиксировать  $P_i$  щелчком мыши на соответствующее окошко. По кнопке «Run» (Выполнить) идет запуск уточнения модели.

После запуска «Run» появляется окно «Regression in progress...», в котором происходит изменение параметров в процессе совмещения, на графике динамики отображаются результаты каждой итерации. Когда совмещение заканчивается, или если будет нажата кнопка «Cancel» (Отмена), генерируется последнее наилучшее решение задачи.

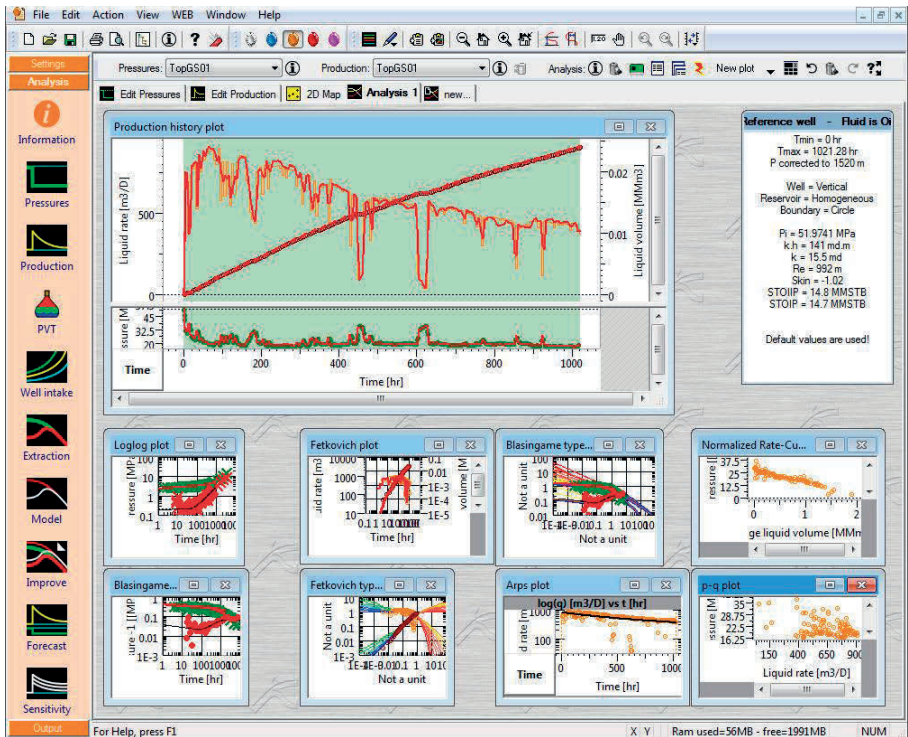



Рис. 5.2 Результаты совмещения после уточнения параметров модели

Окончательные результаты можно увидеть, например, щелкнув дважды на окно состояния (окно в правом верхнем углу экрана с заголовком «Fluid is Oil» - Флюид нефть).

## 6. Прогноз

В меню панели управления кнопка  «Forecast» (Прогноз) позволяет расширить модель, в плане давления или дебита, продлевая имеющуюся динамику. Можно также создать новый набор данных, дебит или давление, используя существующую модель или любую другую модель.

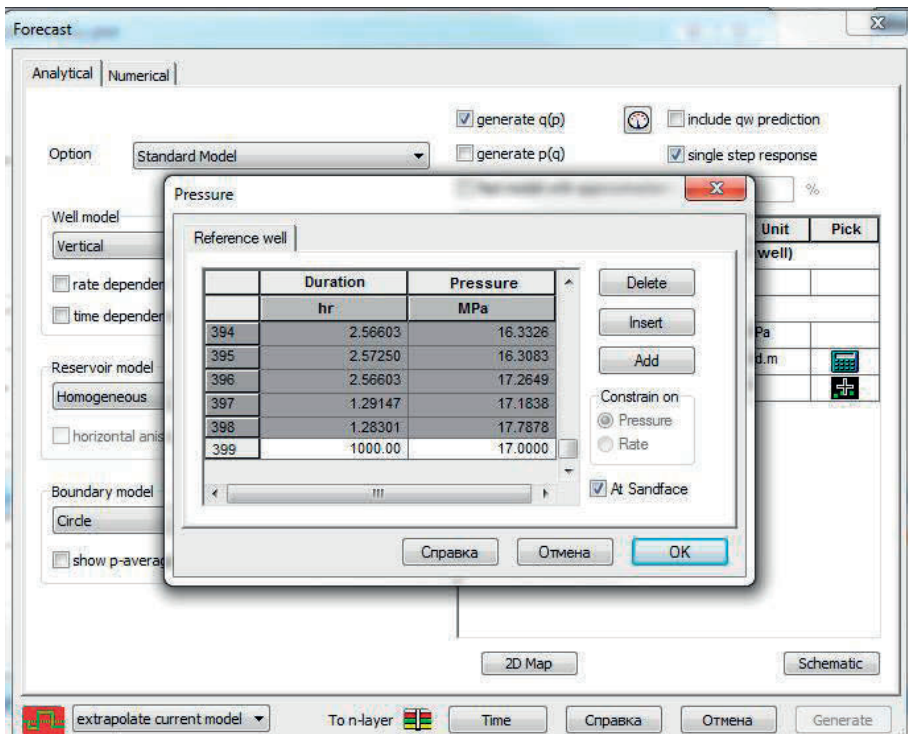




Рис. 6.1 Прогноз

На рис. 6.1 показано диалоговое окно  «Forecast»  «Pressure». Смоделируем дебиты по давлению, добавим продление динамики давления



на 1000 часов до 17 МПа. По кнопке «Generate» (Генерировать) строится график прогноза, рис. 6.2.

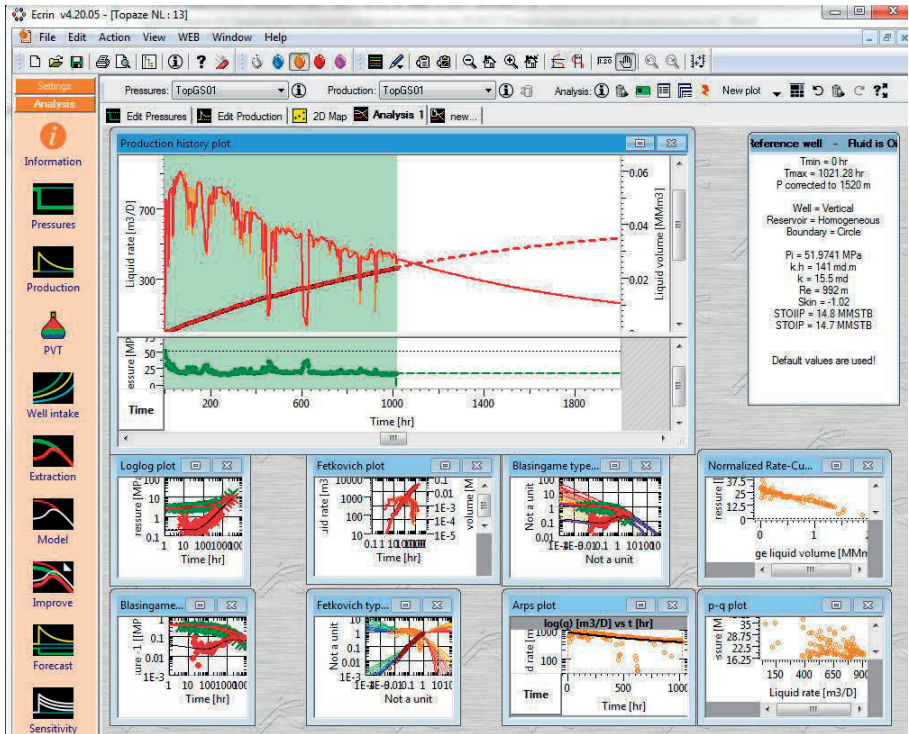



Рис. 6.2 Модель продлена на 1000 часов при  $P_{wf} = 17$  МПа

На этом заканчивается интерпретация этих данных с помощью текущей модели. В этом же документе можно создать новый анализ, воспользовавшись для этого пиктограммой , и сравнить результаты.

## 7. Другие возможности Торазе

Торазе позволяет построить задачу с помощью Карты 2D и сгенерировать численную модель, аналогично задачи в Saphir.

Также Торазе позволяет решать задачи о добыче из нескольких скважин.

Опции Toraze применяют для прогноза профиля добычи из пласта. С этой целью Toraze можно использовать двумя разными способами:

- ✓ Совмещение с профилем месторождения: определяется профиль добычи исследуемого месторождения, и программа автоматически определяет необходимый график бурения, на ежемесячной основе, для достижения цели.
- ✓ Построение профиля месторождения: пользователь определяет график буровых работ, и в соответствии с ним строится профиль добычи на месторождении.

### **Литература к главе 2**

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений // Москва – Ижевск: ИКИ, 2012.
2. Оливье Узе, Дидье Витура, Оле Фьярэ. Анализ динамических потоков. Kappa Engineering, 2009. 333 с.
3. Arps J.J. Analysis of Decline Curve // Trans AIME (1945) 160. P. 228-247.
4. Blassingame T.A., Johnston J.L., LEE W.J. Type Curve Analysis Using the Pressure Integral Method // Paper SPE 18799. Presented at the SPE California Regional Meeting held in Bakers Field. April 5-7. 1989.
5. Doublet D.E., Oande P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using Material Balance Tame // Paper SPE 28688. October 1994. P. 1-23.
6. Fetkovich M.J., Decline Curve Analysis Using Type Curves // Paper SPE 4629. 1980.

## **ГЛАВА 3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. EMERAUDE KAPPA ENGINEERING**

### **1. Геофизические исследования при контроле разработки месторождений (промыслово-геофизические исследования)**

Геофизические исследования при контроле разработки месторождений существенно отличаются от геофизических работ, проводимых в бурящихся необсаженных скважинах. Обусловлено это тем, что при контроле исследуются различные категории скважин при различных режимах их работы, используются различные технологии исследований и, наконец, часто каждая обсаженная скважина, как объект измерений, требует индивидуального подхода как к методике, так и к интерпретации полученных данных. Тогда как при исследовании необсаженных скважин и интерпретации результатов их исследования чаще используются типовые шаблоны, стандарты.

Сегодня, когда реальная ситуация в отрасли такова, что объемы бурения падают, значимость геофизического контроля за разработкой месторождений для снижения темпов добычи и ее последующей стабилизации существенно возрастает. Бурный рост потребления нефти, отсутствие естественного воспроизводства и ограниченность запасов ее на Земле вынуждают, предпринимать энергичные усилия к более полному извлечению нефти из недр. В связи с этим очень важной в области разработки нефтяных месторождений является проблема повышения нефтеотдачи и оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов. Определение параметров выработки нефтяных пластов позволяет решить эти задачи.

## 2. Методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений

### 2.1 Метод термометрии

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия применяется для:

- выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
- выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
- выявления внутриколонных перетоков между пластами;
- определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
- определения нефте-газо-водопритоков;
- выявления обводненных пластов;
- определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
- контроля работы и местоположения глубинного насоса;
- определения местоположения мандрелей и низа НКТ;
- оценки расхода жидкости в скважине, оценки  $R_{пл}$  и  $R_{нас}$  ;
- определение  $T_{пл}$  и  $T_{заб}$ ;
- контроля за перфорацией колонны;
- контроля за гидроразрывом пласта.

В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов притока (приемистости), определения отдающих (поглощающих) пластов и установления интервалов обводнения. В неперфорированных пластах термометрия служит для прослеживания местоположения температурного фронта закачиваемых вод.

К достоинствам термометрии скважин относятся:

- возможность исследования объектов, перекрытых лифтовыми трубами;

- возможность получения информации о работе пласта, недоступного для исследования в действующей скважине (например, в скважинах, эксплуатирующихся с помощью электропогружных центробежных насосов, при высоких устьевых давлениях и т.п.), по измерениям, выполненным в остановленной скважине, после ее глушения и извлечения технологического оборудования;
- выявление слабо работающих перфорированных пластов, когда другие промысловые методы не эффективны;
- выявление интервалов обводнения независимо от минерализации воды, обводняющей пласт;
- возможность более точной отбивки подошвы нижнего отдающего (поглощающего) интервала в действующей скважине по сравнению с методами, исследующими состав и дебит смеси.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольшие. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. В этом достоинство и недостаток метода. Поэтому для обеспечения эффективной интерпретации результатов исследования необходимо глубокое знание физических и методических основ.

#### *Физические основы метода*

Распределение естественной температуры пород по глубине характеризуется геотермой; температурной кривой, записанной в простаивающей скважине, удаленной от мест закачки и отбора флюида. Геотерма принимается за базисную температурную кривую. Сопоставление термограмм скважин с геотермой позволяет по расхождению между ними выделять интервалы нарушения теплового равновесия, вызванного

процессами, происходящими в пласте и стволе скважины, и по характерным отличиям судить о причине нарушения теплового равновесия.

При отсутствии геотермы по данной скважине используется типовая геотерма для данного месторождения (в наклонных скважинах типовая геотерма перестраивается с учетом угла наклона данной скважины).

### *Аппаратура*

Для измерения температуры применяют термометры сопротивления, спускаемые на геофизическом кабеле. Существуют термометры двух типов: высокочувствительные и с обычной чувствительностью до 0.3 град. Действие основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры.

Термометр сопротивления комплексируют с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

## **2.2 Метод механической расходомерии**

Измерения механическими расходомерами производят для следующих целей:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора скважине из-за наличия пакера или сужений.

### *Физические основы метода*

Программа работ для установления распределения суммарного дебита по пластам предусматривает запись непрерывной кривой и измерения на точках.

Непрерывная диаграмма записывается в интервалах перфорации и прилегающих к ним 10-20 метровых участках ствола.

Точечные измерения проводятся в перемычках между исследуемыми пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации, на участках, характеризующихся постоянством показаний прибора на непрерывной кривой.

Дифференциальная дебитограмма, характеризующая распределение дебитов по отдельным интервалам притока (приемистости), представляется в виде ступенчатой кривой – гистограммы, получаемой путем перестройки интегральной дебитограммы.

При исследованиях скважины на нескольких установившихся режимах строят индикаторные кривые в виде зависимости дебитов (расходов) пластов в  $\text{м}^3/\text{сут}$  от величины забойного давления.

По результатам изучения скважины в период восстановления пластового давления строят кривые спада дебита: по оси абсцисс откладывают время замера после закрытия скважины в секундах, по оси ординат – величину дебита в  $\text{см}^3/\text{с}$  или в  $\text{м}^3/\text{сут}$  (т/сут).

Из механических дебитомеров-расходомеров на практике применяются в основном приборы с датчиками турбинного типа – свободно вращающейся вертушки. Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка или заторможенная турбинка на струне. Обороты вращения первой и угол поворота второй преобразуются в регистрируемые электрические сигналы. Скорость вращения вертушки пропорциональна объемному расходу смеси.

Используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние – только для измерения потоков жидкости. Пакер служит для перекрытия сечения скважины и направления потока через измерительную камеру, в которую помещена турбинка.

Комплексируют с термокондуктивной расходометрией и другими методами изучения «притока-состава».

### **2.3 Метод влагометрии (дизелькометрия)**

Метод влагометрии применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

Ограничения метода связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока. При объемном содержании воды в продукции свыше 40-60 % метод практически не реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии



центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

### *Физические основы метода*

Использование диэлькометрической влагометрии для исследования состава скважинной смеси основано на зависимости показаний метода от ее диэлектрической проницаемости.

Первичная обработка включает расчет по данным непрерывных и точечных измерений профиля объемного содержания воды в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости без учета температурной поправки и поправок за структуру потока.

### *Аппаратура*

Глубинные диэлькометрические влагомеры представляют собой LC или RC- генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

## 2.4 Метод индукционной резистивиметрии

Индукционная резистивиметрия применяется:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления в гидрофильной среде интервалов притока воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды на забое;
- установления мест негерметичности колонны;
- разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий;
- определения капельной и четочной структур для гидрофильной смеси.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

### *Физические основы метода*

Резистивиметрия основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости.

### *Аппаратура*

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух – возбуждающей и приемной – тороидальных катушек. Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Существуют две модификации резистивиметров:

а) бесконтактные индукционные резистивиметры, предназначенные для измерения удельной проводимости;

б) одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе для измерения удельного сопротивления.

Прибор комплексируют с другими модулями ГИС-контроля в единой сборке «притока-состава».

## **2.5 Метод термокондуктивной дебитометрии**

Метод термокондуктивной дебитометрии применяют:

- для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Недостатки метода связаны с ненадежностью количественной оценки скорости потока флюида в скважине вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя, а также недостаточной чувствительности в области высоких скоростей потока.

### *Физические основы метода*

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации. По мере охлаждения чувствительность к притокам ослабевает, поэтому

оптимальный интервал записи не должен превышать 100 м. Лучше всего по СТИ отбивается нижний работающий пласт. Перегрев в современных датчиках 5°C, но для четкого определения работающих интервалов д.б. около 25°C.

На показания метода оказывает влияние и состав жидкости работающего пласта.

Поскольку коэффициент теплоотдачи от датчика в воде в 2 раза меньше, чем в нефти, то при переходе из воды в нефть происходит разогрев, на термодобитограмме можно увидеть границу перехода воды к нефти (в случае, если в подошве пласта вода; если в пласте смесь – ступеньки не увидим).

Измеряемая величина – электрическое сопротивление, единица измерения – Ом.

### *Аппаратура*

Термокондуктивный дебитомер представляет собой один из видов термоанемометров – термокондуктивный анемометр, работающий в режиме постоянного тока. Термодатчиком в приборе служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Величина приращения температуры термодатчика, позволяющая судить о скорости потока, определяется по измерениям приращения либо сопротивления датчика (прибор СТД-2), либо частоты, когда, датчик включен в частотно-зависимую схему (прибор ТЭД-2).

## **2.6. Метод барометрии**

Метод барометрии применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;

- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

### *Физические основы метода*

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

### *Аппаратура*

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке, геофизическом кабеле (с последующим оставлением на якоре в заданном интервале) или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие на геофизическом кабеле.

Преобразователи давления могут быть: пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные.

Прибор барометрии применяют в сборке приборов «притока-состава».

## 2.7 Метод шумометрии

Метод акустической шумометрии применяют:

- для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида.

### *Физические основы метода*

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

### *Аппаратура*

Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки «притока-состава» или конструктивно совмещённый с одним из приёмников акустической цементометрии (в последнем случае измерения проводят отдельной спускоподъёмной операцией при выключенном излучателе).

## 2.8 Метод плотнометрии

Плотностной гамма-каротаж применяют:

- для определения состава жидкости в стволе скважины;
- выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии).

Ограничения заключаются в сильной зависимости показаний от состава многофазной продукции и структуры потока флюида в стволе скважины.

### *Физические основы метода*

Гамма-гамма-плотнометрия основана на регистрации интенсивности проходящего через скважинную среду излучения от ампульного изотопного гамма-источника. Интенсивность регистрируемого излучения определяется поглощающими свойствами скважинной среды и находится в обратной зависимости от плотности смеси в стволе скважины.

### *Аппаратура*

Компенсированный измерительный зонд ГГК содержит ампульный источник и два детектора гамма-излучения. Зонд располагают на выносном башмаке, который в процессе исследований прижимают к стенке скважины рабочей поверхностью, или в защитном кожухе скважинного прибора, когда к стенке скважины прижимают весь прибор.

Комплексируют в одном приборе с ГК, в сборке с другими методами оценки «притока-состава».

## 2.9 Метод меченого вещества

Методом меченого вещества решаются следующие задачи:

- выявление затрубных циркуляций, поглощающих (отдающих) пластов, нарушений герметичности колонн;
- определение профиля приемистости и работающих мощностей с целью контроля за работой нагнетательных скважин, получения исходных данных и контроля за результатами воздействия на призабойную зону с целью интенсификации закачки воды или добычи нефти (гидроразрыв, кислотная или термическая обработка и т.д.);
- выявление обводненных интервалов разрабатываемых нефтяных пластов, положения водонефтяного контакта и оценка остаточной нефтенасыщенности прискважинной части пласта;
- выявление гидродинамической связи между отдельными пластами по площади месторождения;
- определение скорости и направления движения закачиваемого флюида.

### *Физические основы метода*

Сущность метода меченого вещества состоит в том, что в горные породы или в скважинный флюид вводятся вещества, обладающие различными аномальными физическими свойствами относительно окружающей среды, наличие которых надежно выделяется промыслово-геофизическими методами.

В качестве меченого вещества могут использоваться радиоактивные изотопы (метод радиоактивных изотопов) и вещества, обладающие аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (нейтронный метод меченого вещества). В первом случае измерения в скважине проводят методом ГК, во втором случае – методом ИНК.



Метод меченого вещества является одним из наиболее трудоемких и дорогостоящих методов контроля за разработкой нефтяных месторождений. Его применение оправдано лишь в тех случаях, когда другими методами задача надежно не решается.

### *Аппаратура*

В качестве радиоактивных изотопов используют элементы, дающие жесткое гамма-излучение, растворяющиеся в применяемой жидкости, характеризующиеся относительно небольшими периодами полураспада и обладающие необходимыми адсорбционными свойствами. Чаще всего используются следующие изотопы:  $^{59}\text{Fe}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^{51}\text{Cr}$ .

Измерительная аппаратура и методика проведения замеров в методе индикации радиоактивными изотопами не отличаются от применяющихся в гамма-методе.

Применение радиоактивных изотопов для исследования скважин связано с опасностью облучения. Это препятствие может быть устранено, если в качестве меченой жидкости использовать не радиоактивные элементы, а элементы с аномальными нейтронными характеристиками. Такими элементами являются хлор, бор и кадмий, активно поглощающие тепловые нейтроны (большое сечение захвата) и обладающие высокой гамма-активностью (эффективной эмитирующей способностью) радиационного захвата нейтронов (особенно хлор).

## **2.10 Метод электромагнитной локации муфт**

Метод электромагнитной локации муфт применяют:

- для установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;

- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

### *Физические основы метода*

Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности.

### *Аппаратура*

Детектор (датчик) локатора муфт представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование ЭДС в измерительной катушке.

Активный локатор муфт содержит две катушки, каждая из которых имеет возбуждающую и приемную обмотки. Под воздействием переменного магнитного поля, генерируемого подачей переменного напряжения на возбуждающие обмотки, в приемных обмотках возникает переменное

напряжение, которое зависит от магнитных свойств окружающей среды. Информативным параметром служит разность напряжений на приемных обмотках, которая зависит от сплошности среды.

## 2.11 Методы импульсного нейтронного каротажа

Импульсный нейтронный каротаж применяют в обсаженных скважинах для:

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;
- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

### *Физические основы метода*

Импульсный нейтронный каротаж в интегральной модификации основан на облучении скважины и породы быстрыми нейтронами от

импульсного источника и измерении распределения во времени интегральной плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. В зависимости от регистрируемого излучения различают: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). Для обоих видов каротажа измеряемыми величинами являются скорости счета во временных окнах, основными расчетными - макросечение захвата тепловых нейтронов в единицах захвата, равных  $10^{-3} \text{ см}^{-1}$ , и водонасыщенная пористость пород, в процентах.

Количественная оценка насыщенности коллекторов по данным ИННК базируется на зависимости среднего времени жизни тепловых нейтронов в породах от характера и содержания насыщающих флюидов. Уменьшение плотности тепловых нейтронов во времени в однородной среде происходит по экспоненциальному закону с интенсивностью, определяемой нейтронопоглощающими свойствами среды.

Определение коэффициентов газонасыщенности по материалам ИННК основано на различии декрементов затухания в газе и в воде. Указанное различие, а, следовательно, эффективность методики увеличивается с ростом минерализации воды и уменьшением пластового давления.

### *Аппаратура*

Измерительный зонд (ИНК) содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов, один или два детектора тепловых нейтронов или гамма-излучения. Точка записи – середина расстояния между излучателем и детектором, для двухзондовых приборов – середина расстояния между детекторами.

Нормируемыми метрологическими характеристиками являются макросечение захвата тепловых нейтронов и коэффициент водонасыщенной

пористости, который рассчитывают по измеренным скоростям счета импульсов.

Модуль ИНК обычно комплексируют с модулями ГК и ЛМ.

### **3. Задачи, решаемые геофизическими методами при контроле за разработкой нефтяных месторождений**

В процессе разработки нефтяной залежи необходимо осуществлять комплексные гидродинамические, геофизические и лабораторные исследования для изучения характера изменения нефтенасыщенности пластов и на основании полученных данных принимать меры для наиболее полного извлечения нефти.

В настоящее время промыслово-геофизическими методами решаются следующие основные задачи:

- исследование процесса вытеснения нефти в пласте;
- изучение эксплуатационных характеристик пласта;
- изучение технического состояния скважин;
- исследование скважин для выбора оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования.

Изучению процесса вытеснения нефти в пласте должно предшествовать исследование эксплуатационных характеристик пласта, а последняя задача не может быть надежно решена без данных о техническом состоянии скважины. В связи с этим комплекс промыслово-геофизических работ в скважинах эксплуатационного фонда и их программа должны предусматривать решение всех трех задач в одном цикле исследований. Однако задачи изучения эксплуатационных характеристик пласта и технического состояния скважин во многих случаях могут быть поставлены самостоятельно, вне прямой связи с вопросами изучения процесса вытеснения нефти из пласта.

### 3.1 Исследование процесса вытеснения нефти в пласте

Исследование процесса вытеснения нефти в пласте включает:

1. контроль за перемещением водонефтяного контакта (ВНК) и контуров нефтеносности;
2. контроль за продвижением фронта закачиваемых вод (ФЗВ);
3. определение текущей и остаточной нефтенасыщенности;
4. контроль за перемещением газонефтяного контакта и определение газонасыщенности пласта.

#### *Контроль за перемещением водонефтяного контакта и контуров нефтеносности*

Контроль за перемещением ВНК и контуров нефтеносности осуществляется по комплекту следующих данных:

- по кривым электрического каротажа (БКЗ, БК, ИК, диэлектрический каротаж), полученным в контрольных необсаженных скважинах и дополнительных скважинах, пробуренных из числа резервных в процессе эксплуатации месторождения;
- по результатам периодических исследований неперфорированных пластов в эксплуатационных и контрольных обсаженных скважинах;
- по материалам промысловых исследований и гидродинамических расчетов: по характеру обводнения соседних эксплуатационных скважин, по сопоставлению их профилей притока во времени, по аналитическим расчетам, произведенным на основе карт-изобар.

Определение текущего положения ВНК в открытом стволе (или скважинах, обсаженных неметаллической колонной) методами электрического каротажа проводится так же, как и определение первоначального ВНК. Методика интерпретации данных электрического

каротажа принципиально не отличается от обычной, изложенной в соответствующих инструкциях и руководствах.

Основными методами контроля за положением ВНК в обсаженных скважинах являются методы нейтронного каротажа, рис. 3.1

Возможности нейтронного каротажа по разделению нефтеносной и обводненной частей пласта определяются объемным содержанием хлора в обводненной части пласта (т. е. минерализацией воды и пористостью пласта), а также минерализацией связанной воды в нефтеносной части пласта. Наиболее благоприятными для применения нейтронного каротажа являются условия, при которых минерализация воды, вытесняющей нефть, и пористость пласта высокие, а минерализация связанной и обводняющей пласт воды одинаковы.

В условиях низкой минерализации пластовых вод, т. е. при эквивалентном содержании NaCl 0,3-2% объема породы (содержание NaCl в воде 15-100 г/л при  $k_p=20\%$ ), контроль за положением ВНК возможен по результатам высокоточных определений декремента затухания плотности нейтронов по ИННК. В таких условиях минимальное различие в величинах для полностью нефтеносного и водоносного пластов при их неизменных свойствах по пористости и литологии составляет 8-10%. Точность определения величин декремента затухания с современной аппаратурой 2%. Влияние вариаций свойств пластов (их литологии, в первую очередь глинистости и пористости) на величину декремента затухания превышает влияние изменения характера насыщения пласта. Поэтому для оценки характера насыщения пласта по однократным исследованиям ИННК необходимо располагать методикой определения глинистости и пористости (например, по данным гамма- и нейтронного каротажа) для типичных продуктивных коллекторов исследуемой залежи.

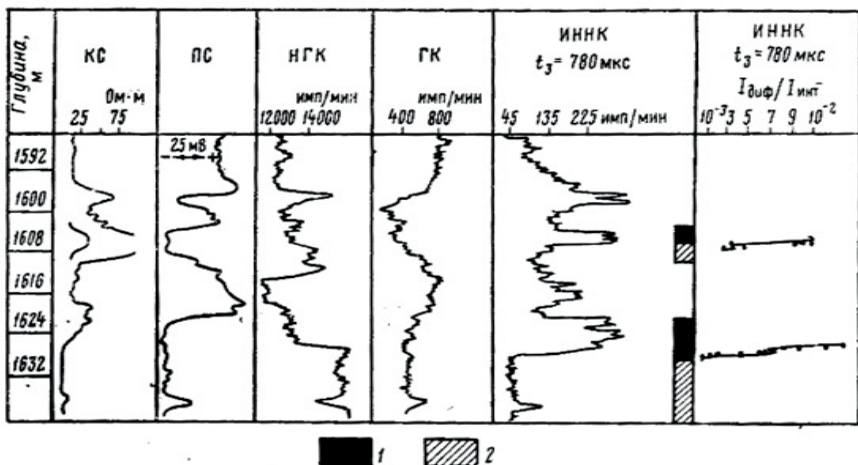


Рис. 3.1 Определение положения ВНК в нижнем и верхнем неперфорированных пластах по данным ИННК в условиях высоких минерализаций пластовых вод и однородного пласта [6]  
1 – нефть; 2 – вода

*Контроль за продвижением фронта закачиваемых вод*

Определение положения ВНК в случае, когда пласт достаточно однороден по пористости и литологии и пластовые воды имеют высокую минерализацию, возможно методами ИННК, НГК и ННК-Т. Положение водонефтяного контакта надежно определяется по всем диаграммам на основании качественной интерпретации: на диаграммах НГК — по началу уменьшения показания, на диаграммах ННК-Т и ИННК на любой задержке — по началу увеличения показаний.

При внутриконтурном заводнении необходимо осуществлять контроль за продвижением фронта закачиваемых вод. Для решения этой задачи применяются тот же комплекс методов и методика исследований, что и при контроле за продвижением ВНК.

Методика интерпретации результатов исследований должна учитывать основные закономерности продвижения закачиваемых вод:



а) в однородном пласте с хорошей вертикальной проницаемостью наблюдается опережающее обводнение в подошвенной части и отставание в кровельной за счет проявления гравитационных сил;

б) в неоднородном по проницаемости пласте опережающее обводнение наблюдается по наиболее проницаемым прослоям;

в) по мере продвижения закачиваемых вод по нефтяному пласту происходит увеличение их минерализации за счет экстракции солей из нефти, в результате чего на фронте вытеснения образуется вал минерализованных вод, в которых содержание солей в ряде случаев выше, чем в реликтовых водах.

Из первых двух закономерностей вытекает, что в подошвенной части пласта, сложенной коллекторами с лучшими фильтрационными свойствами, нужно ожидать значительного опережающего продвижения фронта закачиваемых вод по сравнению с остальной частью пласта. Напротив, в кровельной части пласта, сложенной коллекторами с пониженной проницаемостью, после прохождения фронта закачиваемых вод и длительной промывки пласта может остаться нефть. Отсюда следует, что для повышения надежности интерпретации необходимо предварительно классифицировать по родам коллекторы по фильтрационным свойствам и учитывать положение исследуемого пропластка относительно границ пласта.

Из третьей закономерности вытекает, что вытеснение нефти закачиваемой водой сопровождается сложным процессом изменения хлоросодержания пласта. Этот процесс может быть разбит на следующие этапы;

- начальный этап, когда нефть в пласте еще неподвижна и остаточная вода опреснена в прискважинной зоне фильтратом промывочной жидкости (в случае вскрытия пласта на пресной промывочной жидкости);

- этап однофазного движения нефти. Процент содержание хлора в прискважинной части пласта увеличивается за счет солевого обмена между движущейся нефтью и неподвижной остаточной водой;
- этап уменьшения нефтенасыщенности за счет опережающей капиллярной пропитки содержание хлора в пласте достигает максимума и может превзойти его содержание в водоносной части пласта;
- начальный этап обводнения процент содержание хлора начинает уменьшаться до уровня минерализации остаточной воды;
- этап обводнения закачиваемой водой. Процент зависимости от соотношения минерализации закачиваемой и остаточной воды содержание хлора в пласте или постепенно стабилизируется, если их минерализации близки или будет уменьшаться при меньшей минерализации закачиваемых вод;
- конечный этап процентное содержание нефти в пласте достигает предельной величины остаточной нефтенасыщенности, а минерализация воды в пласте, включая связанную воду, становится равной минерализации закачиваемой.

Кривая изменения декремента затухания плотности нейтронов в процессе выработки нефтяного пласта повторяет по форме кривую изменения содержания хлора в пласте и поэтому служит характеристикой, по которой можно судить об этапах процесса вытеснения нефти водой, рис. 3.2

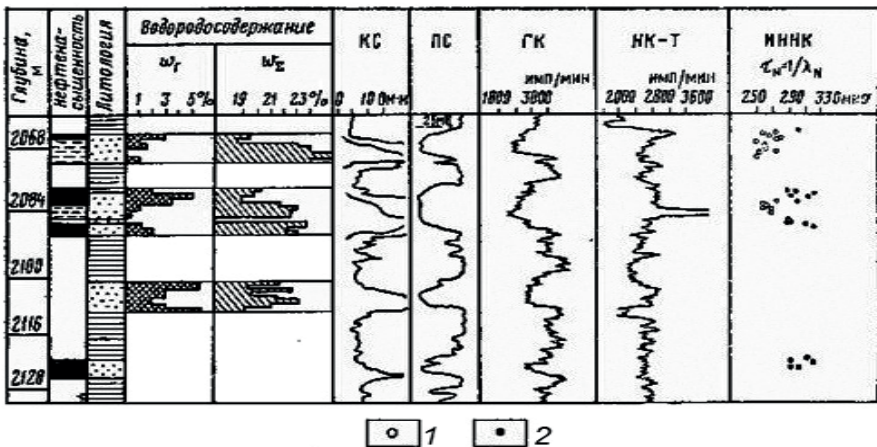


Рис. 3.2 Выделение интервалов обводнения в неперфорированном пласте комплексом нейтронных методов [6]  
 Усть-Балыкское месторождение. Скв. 569  
 Пласты: 1- водоносные, 2 -нефтеносные

*Количественная оценка коэффициента текущей и остаточной нефтенасыщенности*

Количественная оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности разрабатываемого пласта возможна при условии известной и достаточно высокой минерализации вод, обводняющих пласт.

В открытом стволе указанная задача решается методами электрического каротажа, методика интерпретации результатов которых не отличается от методики оценки первоначального коэффициента нефтенасыщенности.

В обсаженной скважине в настоящее время единственным методом оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности является методика ИННК. Оценка нефтенасыщенности по данным ИННК базируется на связи среднего времени жизни тепловых нейтронов с коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью исследуемых пород.

На характер зависимости существенное влияние оказывают минерализация пластовой воды, состав минерального скелета, глинистость,

химический состав нефти. Влияние этих факторов должно быть учтено или исключено.

Методика количественной оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности применима для песчано-глинистых коллекторов с гранулярной пористостью при разработке залежи в условиях естественного водонапорного режима или с поддержанием пластового давления за счет законтурной или внутриконтурной закачки пресных вод в начальной стадии обводнения, когда минерализация воды, вытесняющей нефть, близка к минерализации пластовой воды. Эффективное использование методики возможно при минерализации пластовой воды не менее 150 г/л NaCl и пористости пласта более 15%. Методика количественной оценки нефтенасыщенности может быть использована для качественной интерпретации (выделения нефтенасыщенных и обводняющихся пластов, а также степени их выработки) в условиях пониженной минерализации пластовых вод (30-100 г/л) и изменения пористости и глинистости в широких пределах ( $0,1 < k_p < 0,3$ ;  $0 < S_{гл} < 0,3$ ), когда оценка нефтенасыщенности с абсолютной погрешностью меньше 5%, невозможна.

Оценка начальной нефтенасыщенности производится только в скважинах, пробуренных на растворах с нефтяной основой. При вскрытии пласта на водных растворах в связи с возможным стойким опреснением связанной воды в продуктивных пластах оценка начальной нефтенасыщенности по данной методике будет завышенной и может использоваться в качестве фоновой или опорной величины, значение которой принимается близкой к 100% (фиктивная нефтенасыщенность).

Методика количественной оценки нефтенасыщенности применима в условиях остановленных скважин при исследовании неперфорированных пластов или перфорированных, когда поступление жидкости из скважины в пласт не наблюдается. В условиях работающей скважины определение нефтенасыщенности возможно, если отсутствуют перетоки флюидов между пластами.

Количественная оценка нефтенасыщенности основана на использовании опорных пластов с известными максимальными и минимальными значениями нефтенасыщения, что позволяет избавиться от существенных систематических погрешностей, связанных с различием между истинной и измеряемой величинами времени жизни тепловых нейтронов, а также неточностью знания некоторых параметров пласта.

### *Контроль за продвижением газонефтяного контакта*

Контроль за продвижением газонефтяного контакта (ГНК) осуществляется по следующим данным:

- а) в неперфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов НГК ННК-Т, ИННК;
- б) в перфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов, по термометрии, по измерениям гамма-плотномером;
- в) по промысловым данным.

Основными методами контроля за положением ГНК являются стационарные нейтронные методы: НГК, ННК-Т.

Возможность нейтронного каротажа по разделению нефтеносной и газоносной частей пласта определяется их различием в объемном содержании водорода. Газоносный пласт отличается от нефтеносного (а также и водоносного) меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний НГК и НК-Т при измерениях с зондами, большими инверсионного, против газоносной части пласта. По этому признаку осуществляется разделение газоносной и нефтеносной частей пласта и контроль за продвижением ГНК (под ГНК в этом случае понимается граница, выше которой в нефтяном пласте содержится свободный газ в количестве, превышающем чувствительность метода НК, примерно 10-20% при пористости более 20%). Ниже этой границы обычно получают нефть без свободного газа, выше - нефть с газом).

На диаграммах НК в однородном пласте положение ГНК устанавливается в точке начала роста показаний над уровнем показаний в заведомо нефтеносной части пласта. В неоднородном пласте положение ГНК может быть определено по результатам сравнения предыдущего и последующего измерений, если за время между измерениями произошло изменение положения ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет по точке начала увеличения показаний на одной диаграмме относительно другой устанавливать положение ГНК как в момент последующего, так и в момент предыдущего измерения. Положение первоначального ГНК определяется в неоднородном пласте по результатам сравнения двух измерений, выполненных после бурения, когда газ оттеснен от забоя фильтратом промывочной жидкости, и после расформирования зоны проникновения.

### **3.2 Изучение эксплуатационных характеристик пласта**

При исследовании эксплуатационных характеристик продуктивного пласта решаются следующие задачи:

- определение интервалов притока и поглощения жидкости;
- определение профиля притока нефти, воды и газа в эксплуатационных скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- выявление обводненных интервалов и установление причин обводнения;
- определение энергетических параметров пласта.

Данные задачи могут решаться при установившихся и неуставившихся режимах работы скважины. В общем случае используется комплекс методов, включающий методы термометрии, расходомерии, влагометрии, резистивиметрии, плотнометрии, барометрии, шумометрии и метод меченого вещества.

### Выделение интервалов притока (поглощения)

Все пласты, против которых фиксируется приток(приемистость) по данным дебитометрии - расходомерии, считаются отдающими (поглощающими). Нижняя граница притока (приемистости) в скважине устанавливается по результатам исследования тремя методами: термометрии, механической и термокондуктивной дебитометрии. Термодобитометрия является основным методом выявления отдающих (поглощающих) пластов, рис. 3.3.

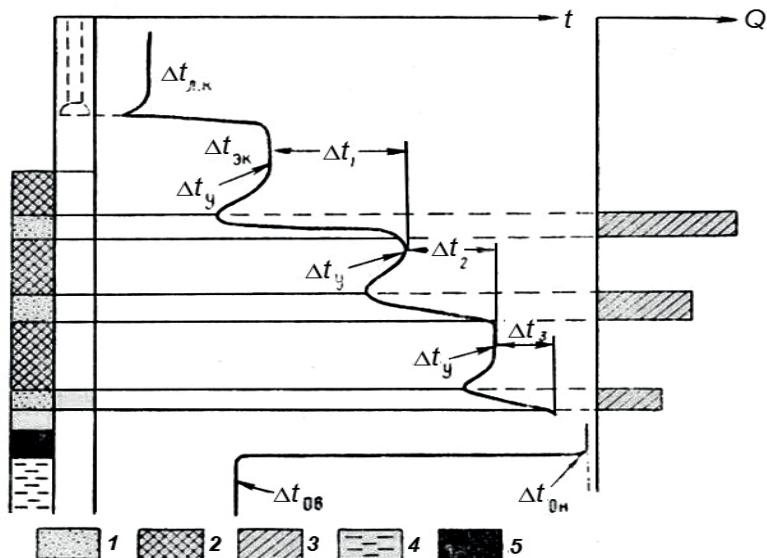


Рис. 3.3 Пример выделения работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термодобитомера [6]

1 – работающие участки пласта; 2 – неработающие участки пласта; 3- профиль притока флюида; 4 – вода; 5 – нефть

Пороговая чувствительность термодобитомера выше пороговой чувствительности механического расходомера. В частности, термодобитомер способен обнаружить притоки и при капельном истечении нефти в воду. При небольшой величине зумпфа или когда зумпф в скважине заполнен осадком,

выделение нижней границы притока затруднено, так как переход прибора из осадка в воду и отрыв прибора от забоя отражаются на термодобитограмме аномалией, соответствующей началу притока флюида в скважину.

Для выявления отдающих(поглощающих) пластов, не выделяемых по данным дебитометрии - расходомерии, к интерпретации привлекаются данные термометрии, проведенные в действующей и затем остановленной на короткое время скважине.

Оптимальное время остановки скважины выбирается на основании опыта работ на месторождении по исследованию стабилизации температуры в кровле (для эксплуатационной скважины) или подошве (для нагнетательной скважины) перфорированного интервала. При отсутствии таких сведений измерения проводятся через сутки после остановки скважины. Записывается основная и контрольная термограммы. Исследуются интервал перфорации, ближайшие неперфорированные пласты и примыкающие к ним перемычки.

Следует отметить, что интервалы приемистости на термограммах действующих нагнетательных скважин отмечаются лишь в благоприятных случаях (высокая удельная приемистость интервала на фоне низкой суммарной приемистости скважины, небольшое время работы скважины, интервалы приемистости расположены на достаточно большом удалении друг от друга). Поэтому исследования в действующих нагнетательных скважинах проводятся в основном для выделения нижней границы интервала приемистости и установления затрубной циркуляции в нижележащий пласт, не вскрытый перфорацией.

При выявлении отдающих пластов в эксплуатационной и пластов, поглощающих воду, в нагнетательной скважинах геотерма сопоставляется с термограммой, записанной в остановленной скважине, находящейся в режиме теплового равновесия.

Совмещение температурных кривых производится в интервалах неискаженного естественного теплового поля в зумпфе скважины.



Обработка и интерпретация материалов исследований выполняются в следующем порядке:

1. По данным промыслово-геофизических методов устанавливаются границы перфорированных пластов и пластов-коллекторов ниже интервала перфорации. Отмечаются интервалы перфорации.

2. По термограмме определяются границы притока флюида из верхних перфорированных пластов и места негерметичности колонны выше интервала перфорации, руководствуясь следующими соображениями:

2.1. интервалы поступления флюида из пластов характеризуются резко увеличенным значением градиента температур (угла наклона термограммы к оси глубин) по сравнению с перемычками, что обусловлено калориметрическим смешиванием притекающего из пласта флюида с восходящим потоком;

2.2. градиент температур в перемычках между пластами в зависимости от дебита и длительности работы скважины может быть равным нулю, постоянным или слабо меняться с глубиной, а в интервалах неоднородных пластов он может существенно меняться с глубиной и в отдельных пропластках уменьшаться до нуля (в однородных пластах градиент температуры постоянен).

Поэтому границы притока флюида из верхних перфорированных пластов устанавливаются по точкам перегиба термограммы, соответствующим переходу от слабоменяющегося (в перемычках) к резкоменяющемуся участку градиента температур (в неоднородном пласте) и к участку большого градиента (в однородных пластах).

Аналогично устанавливается и верхняя граница притока из нижнего перфорированного пласта.

Выделение притока в подошве нижнего перфорированного пласта в общем случае представляет собой сложную задачу, решаемую лишь при комплексной интерпретации данных термометрии и методов, предназначенных для исследования дебита и состава смеси в стволе

скважины. При обработке термограммы против нижнего перфорированного пласта по резкому приращению температуры устанавливается подошва отдающего интервала, соответствующая нижней границе притока в полностью вскрытом пласте.

Положительная величина приращения температуры в подошве нижнего отдающего интервала указывает на дросселирование по пласту жидкости (нефти или воды), отрицательная аномалия указывает на дросселирование газа или на прорыв закачиваемых вод с температурой ниже пластовой.

При наличии затрубной циркуляции, а также в случае поступления флюида в скважину из мест негерметичности колонны, расположенных ниже интервала перфорации, дроссельный эффект в подошве нижнего перфорированного пласта может и не проявляться на термограмме. В этом случае границы притока из перфорированного нижнего пласта устанавливаются так же, как и для верхних пластов.

При выделении интервалов притока в нижнем перфорированном пласте следует помнить, что в не полностью вскрытом пласте на термограмме подошва отдающего интервала может не соответствовать нижней границе притока. Как правило, величина приращения температуры  $\Delta T$  в отдающем интервале, не вскрытом перфорацией, ниже по сравнению с  $\Delta T$  в интервале притока, а термограмма в подошве нижнего перфорированного пласта в этом случае имеет характерный вид «ступеньки», рис. 3.4

Обработка термограмм, записанных в действующей нагнетательной скважине, в основном сводится к определению нижней границы интервала приемистости скважины по резкому приращению температуры в подошве нижнего принимающего пласта. Положение этой границы ниже интервала перфорации указывает на затрубную циркуляцию воды в нижележащие пласты, либо на негерметичность колонны ниже интервала перфорации.

На практике задача выделения интервалов притока(поглощения) решается комплексным методом. В эксплуатационной скважине для решения

этой задачи используются и данные методов исследования состава смеси в стволе скважины.

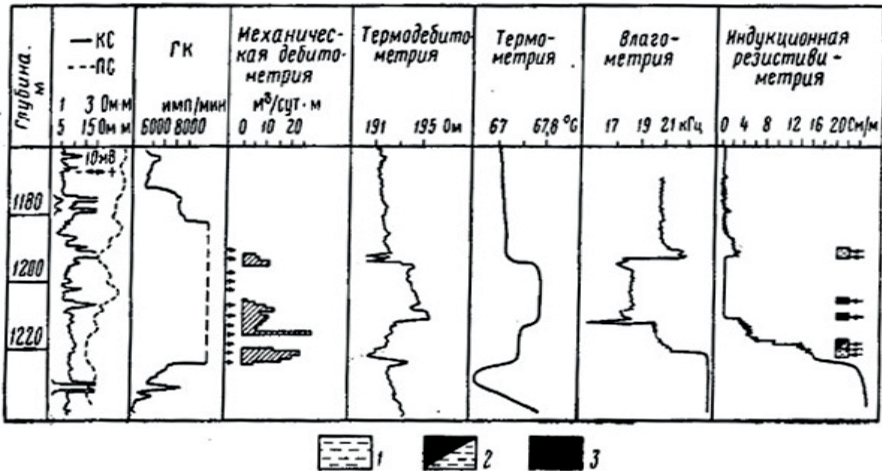


Рис. 3.4 Результаты комплексных промысловых исследований [6]  
 Месторождение Узень Южного Мангышлака. Скв. 1873  
 1-приток воды; 2-приток нефти с водой; 3-приток нефти

*Определение профиля притока и профиля приемистости*

Определение профилей притока и приемистости по пластам и пропласткам имеет целью установить распределение добываемого и закачиваемого флюида по мощности исследуемого горизонта. Профилем притока или приемистости пласта называется график зависимости количества жидкости или газа, поступающих из единицы его мощности, или количества воды, нагнетаемой в пласт, от глубины залегания работающего интервала, рис. 3.5. По результатам измерений механическими и термокондуктивными дебитомерами (расходомерами), а также по данным метода высокочувствительной термометрии можно получить профили притока(дебита) и приемистости жидкостей или газа по мощности пласта. При исследовании многопластовой залежи, эксплуатируемой одним фильтром, величины дебита нефти и расхода воды для каждого пласта в

отдельности позволяют распределить накопленную добычу нефти и объем закачанной воды между совместно эксплуатируемыми пластами. Эти данные используются затем для анализа разработки: прогнозирования продвижения фронта закачиваемых вод, оценки текущего коэффициента нефтеотдачи отдельно по пластам и т.д.

Определение профиля притока и приемистости по данным метода высокочувствительной термометрии основано на дроссельном и калориметрическом эффектах.

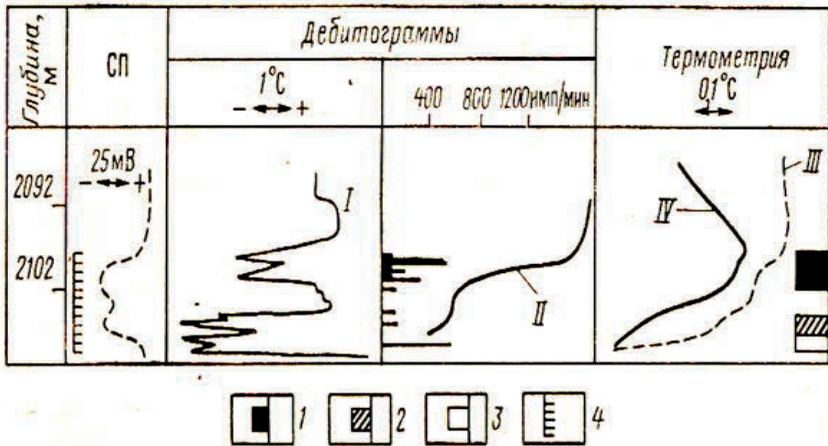


Рис. 3.5 Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термокондуктивного дебитометров и данных высокочувствительной термометрии [6]

I – кривая, замеренная термокондуктивным дебитометром типа СТД; II – то же, механическим дебитометром; III, IV – термограммы, полученные в работающей и остановленной скважине

1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3- вода; 4 – интервал перфорации

*Выявление обводненных интервалов и установление источника обводнения*

Для контроля процесса вытеснения нефти водой применяют: в скважинах, крепленных стальной неперфорированной колонной высокочувствительную термометрию и ГК; в перфорированных скважинах,

кроме того, применяют методы, изучающие состав и дебит жидкости в стволе скважины.

Для выявления интервалов обводнения в перфорированных пластах по данным высокочувствительной термометрии предварительно по термограмме действующей скважины выделяются интервалы притока из отдельных пластов. На термограмме такие интервалы могут характеризоваться как положительными, так и отрицательными приращениями температур. К возможным интервалам притока воды относят интервалы отрицательных приращений температуры, расположенные непосредственно ниже интервалов положительных приращений, рис. 3.6.

Из точек термограммы, соответствующих верхней границе интервалов положительных приращений температуры, проводят вспомогательные линии параллельно геотерме в пределах границ притока из пласта так называемые условные геотермы. Условная геотерма проводится и из нижней границы притока в скважину, если последняя выделяется по положительному приращению температуры. К возможным интервалам притока воды относят также интервалы отрицательных приращений температуры, в которых температура на термограмме опускается ниже условных геотерм.

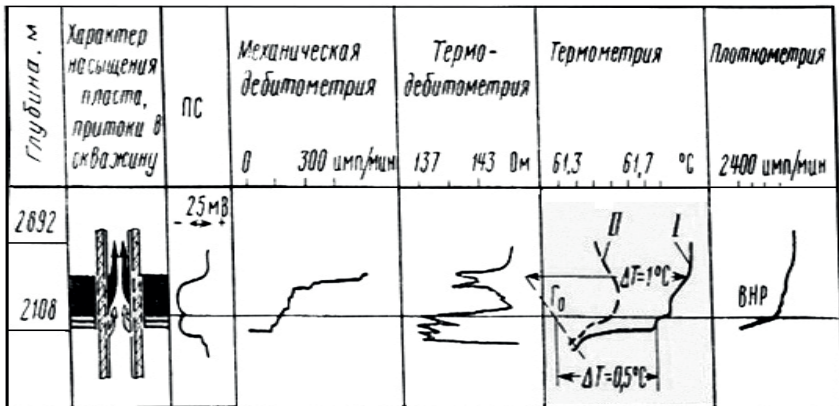


Рис. 3.6 Пример выявления обводнения подошвы пласта по данным термометрии [6]  
 I – скважина работающая; II – скважина остановленная

Признаком возможного обводнения подошвы нижнего отдающего пласта является наличие на термограмме действующей скважины положительных калориметрических ступеней выше нижней границы притока.

При нарушении герметичности цементного кольца или колонны открывается доступ воды в ствол скважины из водоносного или обводненного пласта, находящегося выше или ниже интервала перфорации.

Основным методом выявления затрубной циркуляции является термометрия. Результаты термометрии наиболее надежны, если в скважине имеется зумпф глубиной порядка 10 м. В этом случае признаком циркуляции из нижележащего пласта будет изменение температурного градиента по сравнению с нормальным для данного месторождения. Изменение градиента может быть связано и с нарушением герметичности колонны в зумпфе скважины, что устанавливается по данным расходомера.

На поступление воды из вышележащего пласта указывают отрицательная аномалия на термограмме в кровле перфорированного пласта в работающей скважине и против пласта-источника обводнения – положительная аномалия на термограмме, записанной в остановленной скважине.

Термометрия, выполненная в кратковременно остановленной скважине, практически однозначно выявляет перетоки воды в пласты, не вскрытые перфорацией. Признаком перетока служит отрицательная аномалия против поглощающего пласта на термограмме.

Признаками наличия затрубной циркуляции в нагнетательных скважинах являются быстрый рост приемистости скважины без увеличения давления в пласте; наличие дефектов в цементном камне и обсадной колонне, в перемычках между перфорированными и неперфорированными пластами, образование принимающих участков вне интервалов перфорации.

Для решения этих многочисленных задач и для удобства обработки данных каротажа используется специализированное программное обеспечение ПО, как российской так и зарубежной разработки.

Из российского ПО следует выделить программный комплекс «Прайм» наиболее приспособленный для обработки промыслового каротажа.

За рубежом получил большое распространение программный комплекс фирмы Kappa Engineering включающий в себя различные модули позволяющие закрыть в 90% случаев потребности в обработке почти всех видов исследований в нефтегазовом комплексе.

В состав комплекса входит модуль для обработки промыслового каротажа под названием «Emeraude» (Изумруд).

Эта глава является введением к основным свойствам модуля Emeraude 2.50 на примере обработки скважины с двухфазной системой Нефть-Газ. Глава ограничена темами загрузки данных и обработки результатов одного периода добычи с упором скорее на работу ПО, а не на методологию интерпретации. Над исходными данными каротажа производят различные действия, включая переопределение некоторых мнемоник.

## **4. Описание процесса ввода, интерпретации, вывода, создания отчета Emeraude**

### **4.1 Запуск программы, описание основной панели и выбор системы измерений**

Запустите «Emeraude». Главное окно выводится на экран, рис. 4.1, с панелью управления слева, несколькими инструментальными меню сверху и свободным участком, который будет использован для каротажных кривых. На каждой панели есть управление «захватом» (2 вертикальные линии), используемые для перетаскивания панели в другое положение или оставить в виде «плавающей» внутри области для графика. Начальное расположение панелей зависит от разрешающей способности экрана.

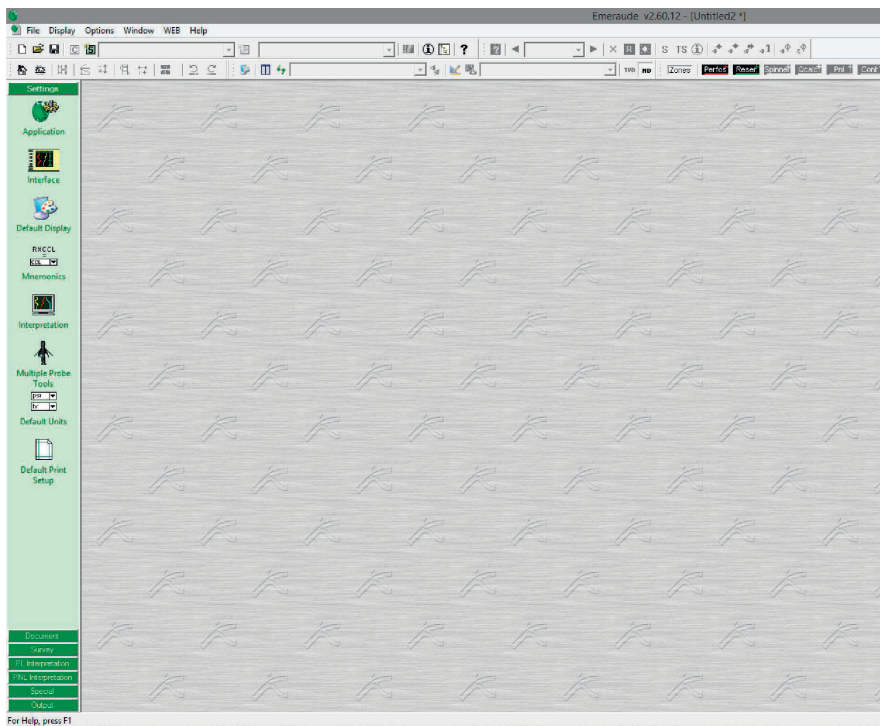


Рис. 4.1 Основное окно «Emeralde»

Панель управления содержит 7 разных «страниц», которые можно активизировать, щелкнув мышью на соответствующую кнопку: **Настройки**, **Документ**, **Исследование**, **Интерпретация ПГИ**, **Интерпретация НК**, **Специальные свойства** и **Выходные данные**.

#### *Работа в режиме «Setting» (Настройка)*

Окно настроек при движении курсора в верхнюю часть инструментальной панели или кнопки на панели управления, во всплывающем окне и строке состояния появляется краткое описание соответствующей опции.



Страница «Setting» (Настройки) открывается при пуске Emerald. Этот режим можно использовать для определения постоянных настроек параметров по усмотрению пользователя:

- «Application» (Приложение): Опция автосохранения - это путь к динамической внешней библиотеке (DLL) пользователей (для редактирования пользователем в навигаторе).

- «Interface» (Интерфейс): Цвет кнопок на панели управления, фон, настройка по умолчанию для кривых/пересылок.

- «Default Display» (Единицы по умолчанию): Система единиц при запуске программы и для новых документов.

- «Mnemonics» (Мнемоника): Редактирование/Создание списка мнемоник пользователя.

- «Interpretation» (Интерпретация): Определение по умолчанию подмножеств и параметров для PVT, корреляция смещений и опции калибровок. Активизация некоторых опций особых случаев моделирования.

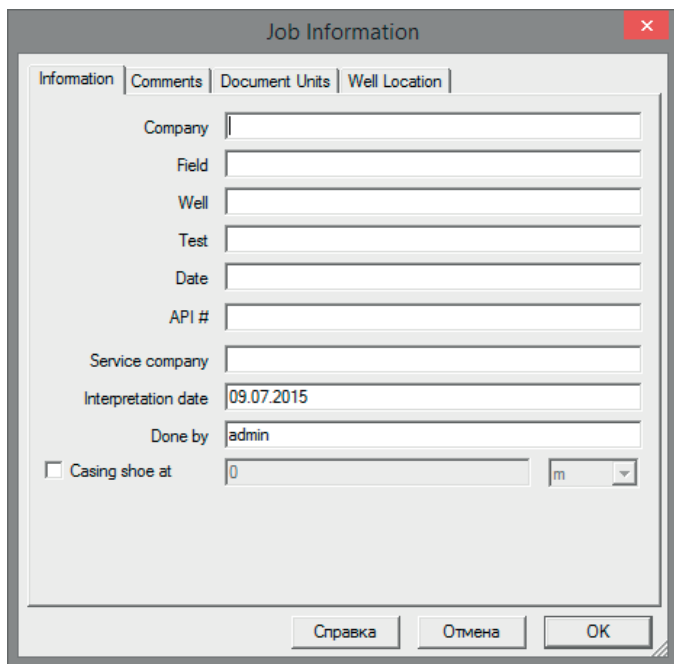
- «Multiple Probe Tools» (Многофункциональные зонды): определить каротажные/скважинные приборы и цветовую шкалу для изображения обработки данных приборов.

- «Default Units» (Системы единиц): системы единиц измерения при запуске программы и новых документов

- «Default Print Setup» (Настройки печати по умолчанию): определение настроек по умолчанию.

Создайте новый документ, используя для этого иконку «Новый» на инструментальной панели (или опцию «Новый» в меню «Файл»).

Открывается диалоговое окно «Job Information» (Рабочая информация), рис. 4.2



**Рис. 4.2** Диалоговое окно рабочей информации

В этом диалоговом окне есть 4 вкладки:

- «Information» (Информация): основная информация о работе, как она будет представлена в отчете.
- «Comments» (Замечания): жни могут быть напечатаны или вставлены с клавиатуры. Они печатаются на первой странице отчета.
- «Default Units» (Единицы измерения документа): представление и редактирование системы единиц измерения.
- «Well Location» (Координаты скважины)

Введите нужную информацию и подтвердите ее нажатием на ОК.

#### *Работа в режиме «Document» (Документ)*

После создания нового файла интерпретации открывается страница «Документ» (рис. 4.3). В этом режиме есть следующие иконки (сверху вниз):

- **«Information»** (Информация): дает доступ к инициализации диалога со страницами Информация, Замечания и Единицы.
- **«Load Well Data»** (Загрузить данные о скважине): загружаются общие каротажные кривые скважины, например, гамма-каротаж в необсаженном стволе, инклинометрия, каверномер и др.
- **«Well Details»** (Подробные данные о скважине): доступ к нескольким таблицам, в которые вручную можно ввести следующие данные: отклонение (или TVD - проектная глубина скважины), внутренний диаметр (ступени), шероховатость, перфорация и продуктивные интервалы, реперы.
- **«Well sketch»** (Схема скважины): используется для создания и редактирования схемы скважины.

Если есть данные инклинометрии или кривая TVD, то они должны быть загружены с помощью опции «Load Well Data». Опция «Well Details» используется, по существу, для ввода информации вручную.

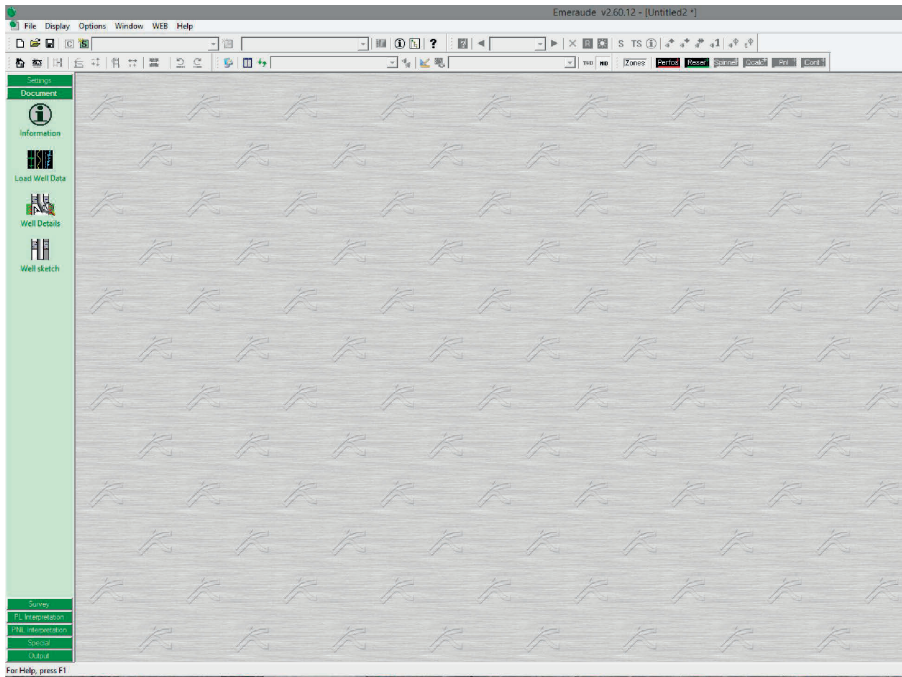


Рис. 4.3 Страница «Документ»

Если общие данные о скважине не должны загружаться из файлов, то, как правило, рекомендуется начинать с загрузки данных исследований, используя для этого диалоговое окно «Load» (Загрузить) на панели «Survey» (ПГИ). При этом, в частности, в качестве диапазона глубины для построения графиков автоматически выбирается интервал, в котором проводился каротаж. В данном примере у нас нет гамма-каротажа открытого ствола скважины, скважина вертикальная, и единственная информация, которая должна быть определена - это внутренний диаметр скважины и шероховатость. Эта информация не потребуется до тех пор, пока мы не начнем вычисление дебитов. Поэтому мы можем сразу перейти на режим «Survey», а позже вернуться к режиму «Document» (Документ). На панели управления документа щелкните на пиктограмму «Information», в открывшемся диалоговом окне:

Первая закладка соответствует диалоговому окну информации, к которому обращаются при создании документа.

Вторая закладка может быть использована для ввода замечаний.

Третья закладка «Единицы документа» позволяет пользователю установить систему единиц для текущего документа (при создании нового документа установленная система единиц предлагается по умолчанию на странице «Settings»)

Выберите вкладку «Doc Units». На экран выводится диалоговое окно, как показано на рис. 4.4.

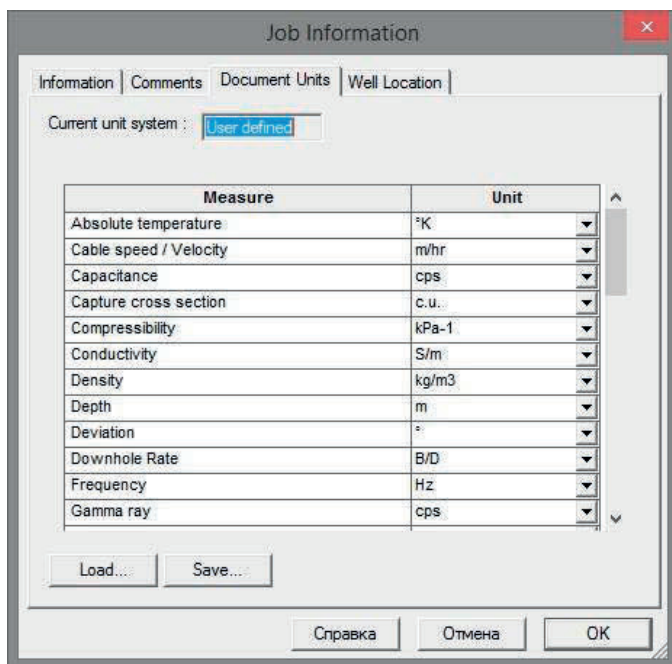


Рис. 4.4 Диалоговое окно «Единицы измерения в документе»

Пользователь может выбрать или определить систему единиц либо на уровне установки (тогда она применяется ко всем новым документам), либо на уровне документа (применяется только к текущему документу). Существует 3 предварительно установленные системы: СИ, Промысловая и Гидрогеологическая. Можно также настроить свою систему единиц и сохранить ее, или загрузить существующую систему. Единицы можно менять в любое время в процессе интерпретации.

Если вы хотите получить дополнительную информации о действиях с единицами, щелкните мышью на контекстуальную помощь.

Подтвердите выбор нажатием на «OK».

Для целей демонстрации мы добавим два репера А.

На панели управления нажмите на пиктограмму «Well Details», и в открывшемся диалоге щелкните на закладку «Markers A» (Реперы А).

Введите «Репер I» на отметке 8200 футов и активизируйте флажок «Показать».

Нажмите «Add» (Добавить), введите репер III на отметке 8400 футов и активизируйте флажок «Показать».

Активируйте опцию «Показать во всех просмотрах».

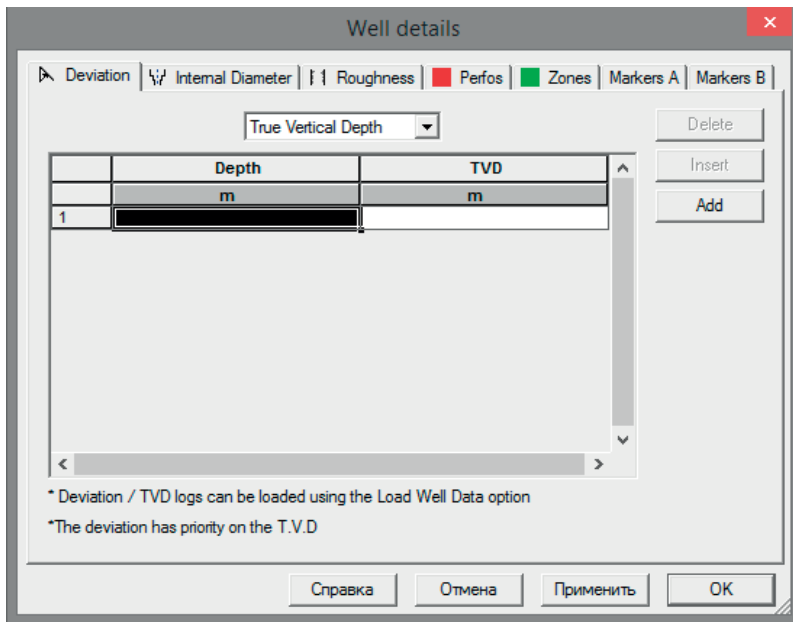


Рис. 4.5 Реперы A в окне «Подробная информация о скважине»

Подтвердите выбор нажатием на «ОК»

### *Иерархия данных в документе ПГИ*

В противовес одноуровневой архитектуре, программа Emerald использует иерархическое представление данных.

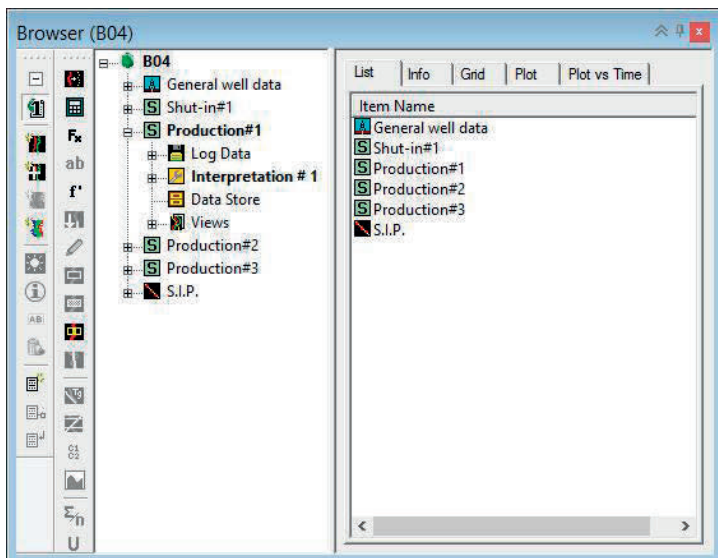


Рис. 4.6 Иерархия данных документа

Первым в иерархии является Документ, т.е. данные, определение которых однозначно, и которые будут использованы в разных исследованиях и интерпретациях. В документе общая информация сохраняется как Общие данные о скважине. Обычно общие данные о скважине включают в себя (некоторые) из следующих: гамма-каротаж в необсаженном стволе, T.V.D. (проектная глубина скважины) или данные инклинометрии, поинтервальный внутренний диаметр или кривая кавернометрии, перфорации ит.д.

На том же уровне с «Общими данными о скважине» - ПГИ, т.е. набор данных/информации, относящаяся к конкретному состоянию скважины. В одном документе может быть сохранено несколько исследований (ПГИ). Основные данные ПГИ - это фактически Данные каротажа, состоящие из проходов (Вверх и Вниз и, возможно, Станции). Каждый проход содержит ряд измерений. И, наконец, данные исследований обеспечивают основу для одной или нескольких Интерпретаций. Множество интерпретаций может быть обусловлено, например, существованием нескольких приборов одного типа (например, встроенный расходомер и полнопроходной скважинный

расходомер). Иерархия данных зеркально отображена 3 режимами панели управления: «Document» (Документ) – «Survey» (ПГИ) - «Interpretation» (Интерпретация). Как будет показано далее, в любое время сеанса можно использовать навигатор данных, чтобы отобразить иерархию аналогично той, которая показана на рис. 4.7.

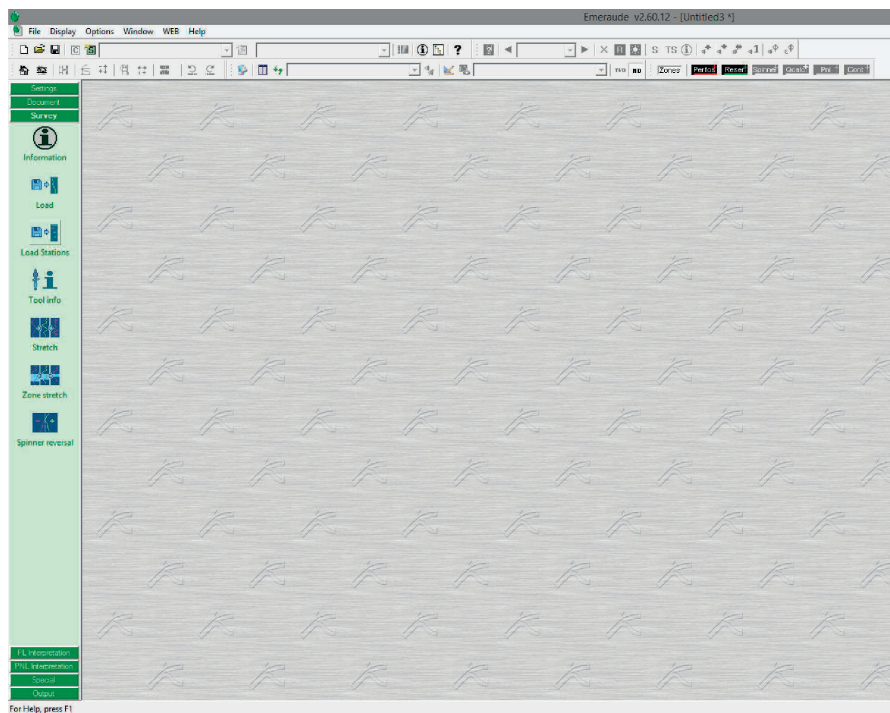


Рис. 4.7 Режим «Survey» (ПГИ) в программе Emerald

## 4.2 Загрузка данных

### *Работа в режиме «Survey» (ПГИ)*

Щелкните кнопку «Survey» (ПГИ) на панели управления. На этой странице предлагаются следующие опции:

- **«Information»** (Информация): редактирование свойств текущего исследования или создание первого исследования для текущего документа.



•«**Load**» (Загрузить): загрузить данные, полученные при движении вверх /вниз во время текущего ПГИ.


•«**Load Stations**» (Загрузить точки): загрузить стационарные данные в текущем исследовании.

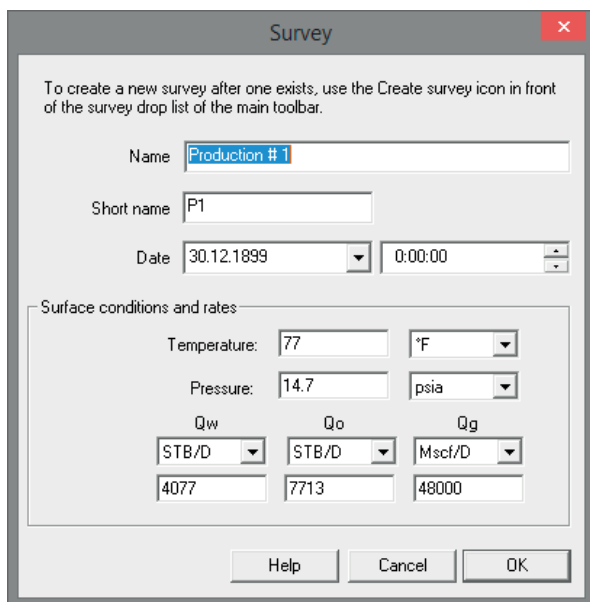
•«**Tool info**» (Прибор): Ввод/проверка характеристик приборов, использованных в текущем ПГИ.

•«**Stretch**» (Удлинение): интерактивное увеличение глубины для всех проходов ПГИ.

•«**Zone stretch**» (Удлинение интервала): определение интерактивного удлинения только для выбранного интервала.

•«**Spinner reversal**» (Реверс вертушечного расходомера): интерактивное определение реверса глубины для вертушечных расходомеров без знака.

Щелкните на кнопку «**Information**». Новое исследование создается под названием по умолчанию. Примечание: Для создания нового исследования после того, как одно уже существует, используйте пиктограмму  впереди выпадающего списка ПГИ на главной панели.



**Рис. 4.8 Информация об исследовании**

Замените имена исследований (рис. 4.8): Имя = Production #1; Короткое имя = P1.

Подтвердите нажатием «ОК». Использование короткого имени будет проиллюстрировано позднее. Обычно оно должно начинаться с буквы, указывающей на тип периода эксплуатации скважины, после чего следует числовой показатель в данном периоде.

### *Загрузка данных*

На странице «Survey» сейчас активизирована кнопка «Load» («Загрузить»), рис. 4.9. Программа Emeraude может загружать данные в формате LIS, LAS или Ascii. Опция загрузки автоматически распознает формат файла и делает соответствующую его расшифровку. Если в файле ничего не распознано, дается указание о несоответствии, и пользователь получает подсказку о том, как его исправить. На этом занятии данные об

исследованиях содержат 8 проходов - 4 вверх и 4 вниз. Они физически сохранены в файлах Log Ascii Standard (LAS), и имена файлов указывают на их тип и индекс: B01d1.las, B01d2.las, B01d3.las, B01d4.las, B01u1.las, B01u2.las, B01u3.las, B01u4.las.

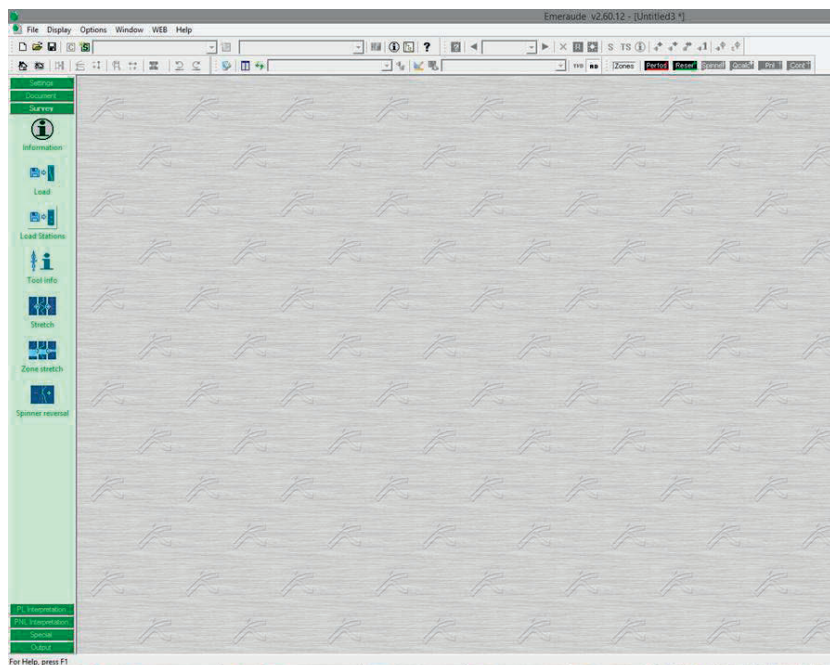


Рис. 4.9 Режим «Survey» после создания исследования «Production #1»

Щелкните на «Load» (Загрузить) - на экран выводится диалоговое окно загрузки.

Выберите «Add...» (Добавить...) и в последующем диалоговом окне «open file» (открыть файл) выберите 7 файлов: B01\*.las.

Можно выбрать сразу все файлы, нажав клавишу «Ctrl», или один за другим - нажатием клавиши «Shift». Можно также щелкать мышью на «Add...» каждый раз, когда выбирается новый файл. Когда все файлы выбраны, диалоговое окно загрузки «Import Data» выглядит, как показано на рис. 4.10.

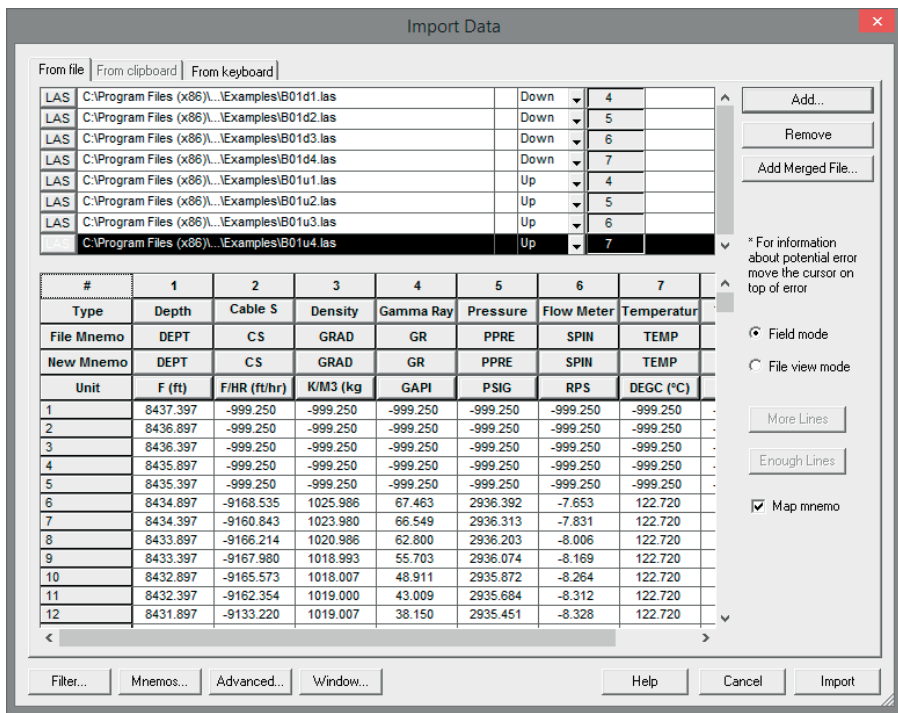


Рис. 4.10 Загрузка после выбора файлов

В верхней части диалогового окна «Import Data» показан список файлов. Каждый файл соответствует одному исследованию. На файл Ascii и LAS может приходиться только одно исследование, а файл LIS обычно содержит несколько логических файлов, и это все файлы данного исследования или данного вида работы. По каждому файлу дается следующая информация/элементы управления:

- Тип файла: указан на кнопке заголовка строки.
- Тип прохода: Вверх или вниз, как указано в файле. Если в файле информация отсутствует или не может быть нормально прочитана, щелчком мыши на тип можно получить доступ к выпадающему списку и сменить выбор.
- Числовой показатель в типе: Щелчок мышью на «значение» дает доступ к элементу управления со стрелками вверх/вниз для

увеличения/уменьшения значения. Можно также просто впечатать новое значение. По умолчанию в программе Emerald используется алфавитный порядок.

Когда два прохода относятся к одному типу и имеют одинаковый номер, в соответствующей строке появляется предупреждение об ошибке «! Еггог». Оно исчезает, как только противоречие будет разрешено. Знак «!» может также появляться в любой данной строке, указывая на какую-то ошибку в файле. Перемещая курсор вверх, пользователь получает информацию о потенциальном источнике ошибки. В нижней части диалога показано форматирование выбранного текущего файла. Каждый столбец представленной таблицы соответствует конкретному полю в файле и имеет 4 кнопки с заголовками сверху вниз:

«**Type**» (Тип): это тип измерения, например, Давление (Pressure), температура (Temperature) и т.д.

«**File Mnemo**» (Мнемоника файла): мнемоника измерения, используемая в файле.

«**New Mnemo**» (Новая мнемоника): позволяет пользователю заменить мнемонику.

«**Unit**» (Система единиц измерений): единицы измерения данных в файле.

Щелчок мыши на любую из этих кнопок (кроме «File Mnemo») дает доступ к всплывающему меню, которое можно использовать, когда необходимая для данной кривой информация в файле не представлена. Во второй учебной интерпретации будет показано, как использовать эти опции. В текущем примере нет противоречивой или ошибочной информации, поэтому загрузку можно провести сразу.

Щелкните на «Import» (Импортировать) для выполнения загрузки.

Когда загрузка завершится, выберите File, «Save as», Ввод EX1 и Сохранить, рис. 4.11.

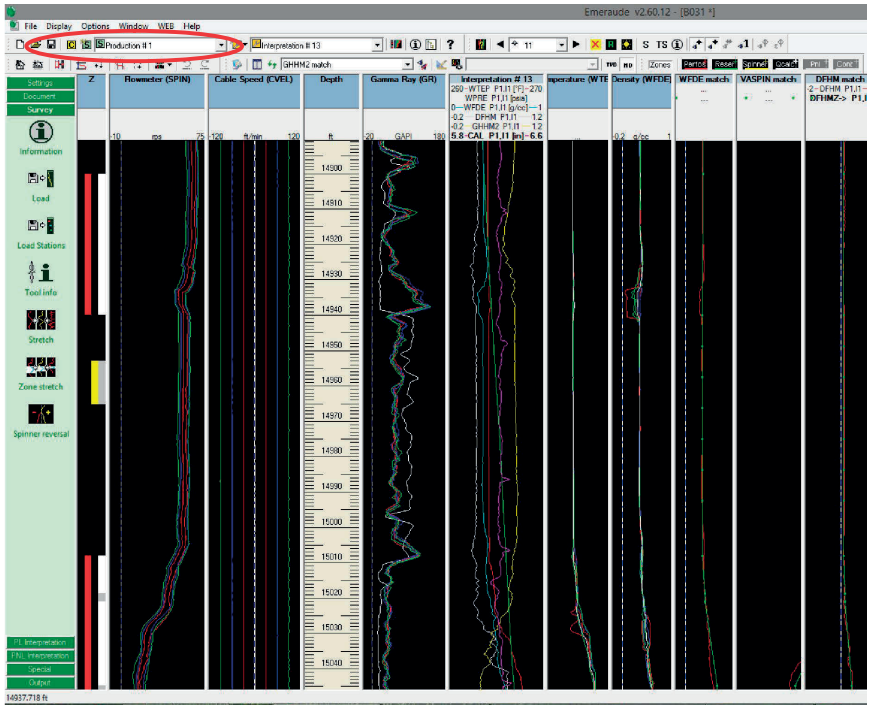


Рис. 4.11 Главное окно после загрузки

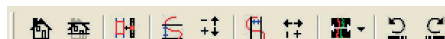
### Создание и работа с графиками

В исследовании «Production #1» была загружена информация о восьми проходах. Программа Emerald автоматически создает график для каждого типа каналов и каждой мнемоники, найденной во время проходов вверх и вниз. Эти графики также автоматически приводятся к масштабу по всему исследованному каротажем интервалу; все полученные кривые будут показаны. В данном примере семь автоматически полученных графиков: Скорость кабеля (CS), Плотность (GRAD), Кривая гамма-каротажа (GR), Давление (PPRE), Расходомер (SPIN), Температура (TEMP), Натяжение (TENS). Все каналы в данном проходе отображаются графически с единым аспектом, соответствующим числовому показателю прохода в этом типе (красный=1, зеленый=2 и т.д.), определенному в «Настройках отображения

документа». «Настройки отображения» по умолчанию, использованные для инициализации «Настроек отображения документа», могут быть изменены в опции «Отображение по умолчанию» на панели «Settings» (Настройки).

### *Масштабирование графиков*

Доступ к опциям масштабирования можно получить на инструментальной панели для масштабирования: Опции слева направо:



- **Возврат масштаба для всех каротажных кривых:** переустановка горизонтальных шкал и шкалы глубины всех видимых просмотров в программе Emerald.

- **Возврат масштаба в текущем окне глубины:** переустановка горизонтальных шкал всех видимых просмотров в Emerald, без переустановки масштаба глубины.

- **Установка пределов глубины:** изменение глубины или пооконной прокрутки вручную.

- **Изменение масштаба глубины:** переопределение пооконной прокрутки щелчком мышью и перетаскиванием: после выбора этой опции следует щелкнуть мышью на любом графике для определения верхнего предела, перетащить вниз до желаемого нижнего предела и освободить клавишу мыши.

- **Динамическое изменение масштаба глубины:** масштаб изменяется динамически с перемещением мыши

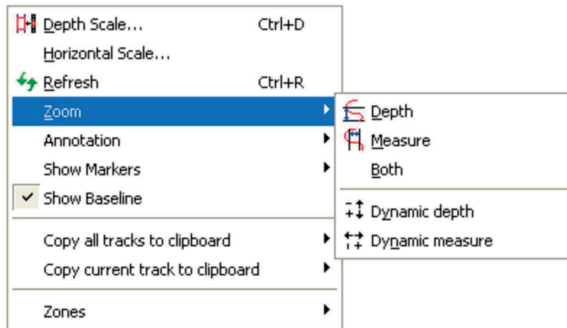
- **Изменение масштаба замера:** то же, что и изменение масштаба глубины, но теперь это масштабирование для замера.

- **Динамическое изменение масштаба замера:** масштаб изменяется динамически с перемещением мыши.

- Просмотр пользователем настроек горизонтальной шкалы: пользователь может увеличить масштаб для всего изображения, текущего замера или того же типа замера (только просмотр пользователя).

- **Отменить последнее действие с масштабированием**
- **Восстановить последнее действие с масштабированием**

Щелчок на правую клавишу мыши, при размещении курсора на любом из графиков, дает доступ к всплывающему меню, рис. 4.12

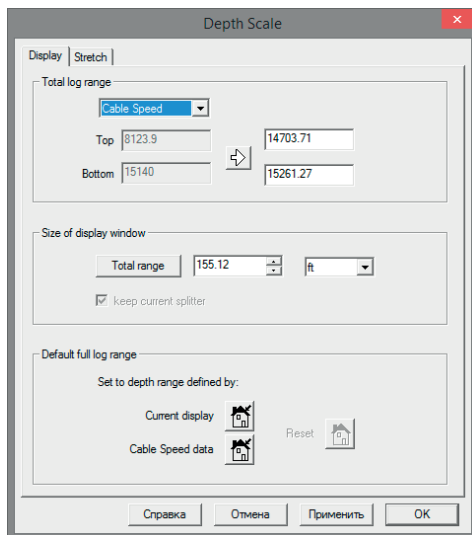


**Рис. 4.12 Всплывающее меню графика**

В диалоговом окне «Horizontal Scale» (Горизонтальная шкала) можно получить прямой доступ к области значений для горизонтальной шкалы любого графика. Когда курсор перемещается по графикам, его форма меняется до перекрестия по всей области графика. Положение курсора (Глубина, значение) показано в строке сообщений в нижней части окна. Форму курсора можно изменить в меню «Отображение», выбрав опцию «Курсор». По умолчанию Emeraude показывает весь диапазон данных. Щелкните правой клавишей мыши на любом графике, чтобы получить доступ к показанному выше всплывающему меню и выберите «Depth Scale» (Шкала глубин).

В диалоговом окне "Depth Scale" установите размер экранного окна на 100 футов (ft), рис. 4.13





**Рис. 4.13** Диалоговое окно «Шкала глубин»

Вы можете прокрутить каротажную кривую, используя для этого полосу прокрутки с правой стороны графика. По умолчанию проводится полная прокрутка - все каналы прокручиваются вместе. Для менее мощных машин можно использовать вариант быстрой прокрутки (он доступен в меню «Отображение» при выборе опции прокрутки). В этом режиме только шкала глубин и визуализация интервалов (будет описана позже) прокручиваются непрерывно. Другие каналы обновляются только после того, как закончится прокрутка, т.е., когда клавиша мыши освобождена.

Вверху линии прокрутки имеется тонкий прямоугольник - это маркер разделителя: маркер можно опустить вниз для того, чтобы вертикально разделить отображенное окно на две части. Каждую часть можно прокручивать независимо от другой; таким образом, можно одновременно просмотреть две разные области каротажной диаграммы. Разделитель удаляется путем перетаскивания маркера вверх или вниз линии прокрутки. Одновременно можно получить до 16 делений.

## Инструментальная панель «Отображения»



Перетаскивание строки заголовка графика может скрыть график. Скрытый график появляется в выпадающем списке инструментальной панели «Отображения» и позже может быть извлечен из этого выпадающего списка. Эта опция позволяет установить настройки для отображения документа. Опция "Окна рядом" оптимизирует использование окна на всю ширину, равномерно разделяя доступное пространство по количеству отображенных графиков. Только шкала глубин и график визуализации интервала (будет описан позже) сохраняют свой размер. По умолчанию отображенная схема скважины также сохраняет свой размер, но его можно изменить в диалоге о свойствах визуализации схемы скважины, который доступен через всплывающее меню просмотра.

Пиктограмма «Обновить» используется при необходимости для обновления экрана (только когда используются символы). Отображаемые элементы могут быть показаны/скрыты с помощью опции Показать/скрыть отображение). Для создания соответствующих визуализаций, можно активизировать, шаблоны, воспользовавшись пиктограммой «Активизировать шаблон». Пиктограмма «Сохранить текущий экран» - это свойство Emergeude, позволяющее сделать снимок экрана. Последние две кнопки, обозначенные «TVD» и «MD», можно использовать для включения режима отображения при условии, что в Общих Данных о Скважине есть канал TVD, и глубина скважины (TVD) строго возрастает.

Примечание: шаблоны для визуализации создаются на уровне настроек приложения и могут быть использованы путем их сохранения в файлах и загрузки из файлов. Шаблоны визуализаций позволяют заранее определить конкретные настройки для некоторых визуализаций (визуализация дебитов, автоматическая визуализация, визуализация, определенная пользователем и

суммарные визуализации); они могут быть объединены в шаблоны полной схемы для организации отображения в Emeraude. При активизации шаблоны визуализаций привязаны к отображаемым данным (по умолчанию делается автоматическая привязка, если это возможно).

Скройте графики давления, температуры и натяжения, перетаскивая их заголовки вверх над областью графиков.

Снова, путем переноса заголовков, измените положение остальных графиков, как показано ниже.

Воспользуйтесь опцией «Расположение рядом», чтобы использовать все доступное пространство.

С помощью маркера разделителя разделите каротажную кривую на две равные части.

С помощью элементов контроля разделителя прокрутите верхнюю и нижнюю каротажную кривую в желаемое положение (рис. 4.14).

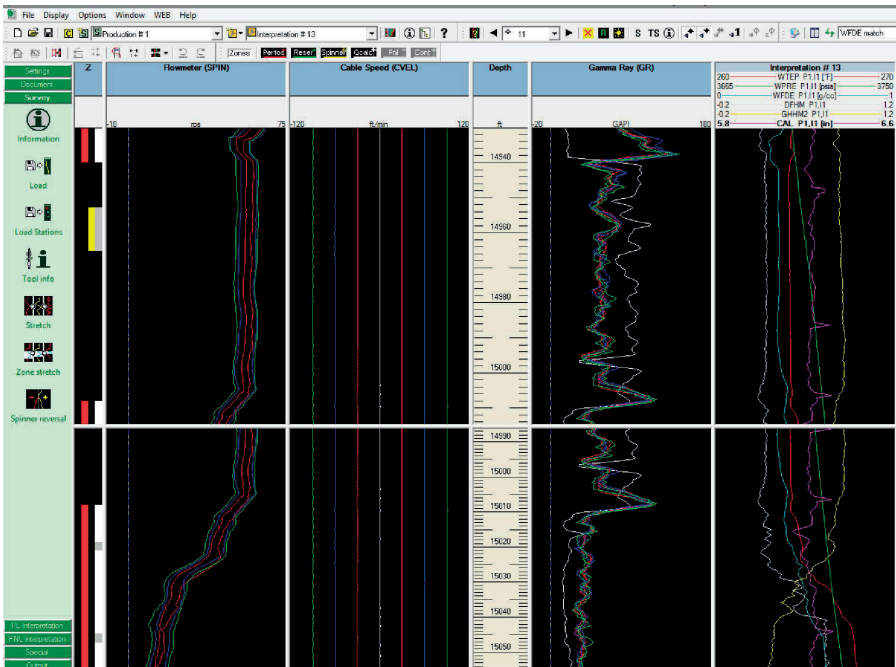


Рис 4.14 Главный экран после того, как графики были скрыты/передвинуты и разделены



Кроме инструментальных линеек «Scale» и «Display» на главном экране есть главная инструментальная линейка «Main». Опции слева на право: Новый, Открыть, Сохранить, Редактировать комментарий, Создать новое исследование, Список исследований, Создать новую интерпретацию, Список интерпретаций, Расчет схематических кривых дебитов, Общая рабочая информация, Навигатор данных и Помощь. Списки исследований и интерпретаций используются для просмотра или изменения текущего исследования или интерпретации. На данном этапе список интерпретаций пустой, а в списке исследований содержится только одно - «Production #1»

Щелкните на пиктограмму навигатора, чтобы открыть диалоговое окно навигатора. Это окно разделено на две области. Слева показано иерархическое дерево данных в файле (Рис. 4.15).

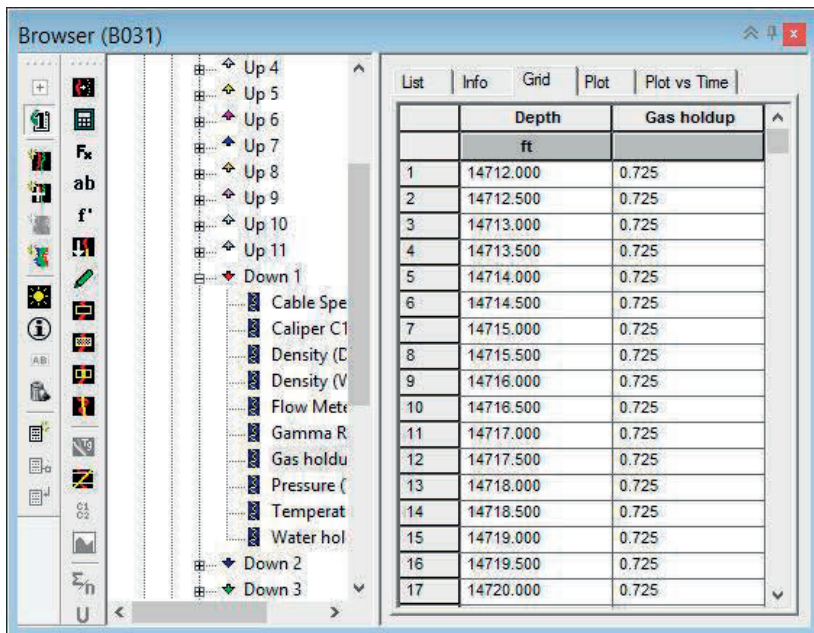




Рис. 4.15 Дерево навигатора



Узел в дереве, обозначенный "+", может быть развернут щелчком мыши на "+" (или двойным щелчком на пиктограмму). Откройте узел "Production #1". Узел, помеченный «Данные каротажа», содержит все проходы. Этот узел, в свою очередь, разворачивается для показа узлов для отдельных проходов, которые содержат отдельные каналы или кривые. Внутри пиктограммы, изображающей исследование, появляется иконка «Data Store» (Сохранение данных). Сохранение данных используется для сохранения копий существующих каналов для преобразования данных, усреднения и т.д.

С правой стороны навигатора есть 5 закладок: «**List**» (Список), «**Info**» (Информ), «**Grid**» (Сетка), «**Plot**» (График), «**Plot vs Time**» График временной зависимости, которые используются, когда выбранным узлом в дереве данных является канал.

Кроме четкого отображения структуры данных, браузер дает доступ к большинству опций редактирования, предлагаемых программой Emeraude. Опции можно выбрать на инструментальной панели навигатора или щелчком правой клавиши мыши в окне навигатора. Быстрое описание опций инструментальной линейки браузера можно получить, перемещая последовательно мышь вверх каждой кнопки (не щелкая клавишей). Можно также получить доступ к специальной помощи в навигаторе, щелкнув на клавишу "F1" клавиатуры, когда диалоговое окно навигатора активно.

Когда открыто несколько документов, навигатор может отобразить иерархические деревья всех документов, если щелкнуть на соответствующую кнопку  панели навигатора. В этом режиме с помощью операций отбуксировки "drag-and-drop" можно перенести данные из одного документа в другой, такой как интерпретация PVT. Текущий документ выделяется желтым фоном, и двойной щелчок на узле документа позволяет активизировать его в Emeraude.

Сверните окно навигатора - либо щелкнув два раза на заголовке окна навигатора, либо щелчком на пиктограмму  в заголовке окна навигатора

(в правом верхнем углу окна). Примечание: окно навигатора может быть закрыто щелчком на кнопку навигатора на главной инструментальной линейке или используя пиктограмму  заголовка окна навигатора. Если сдвинуть пиктограмму  вниз, то это автоматически сворачивает или разворачивает окно навигатора в зависимости от положения курсора мыши: если курсор перемещается за пределы окна навигатора, то оно сворачивается, и возвращается в развернутом виде, если курсор мыши перемещается вверх, к заголовку окна навигатора.

### *Привязка глубины*

После загрузки данных каротажа операции, такие как смещение глубины, могут быть применены ко всему проходу. Доступ к этим операциям можно получить через панель проходов.




Слева направо: **Ближайшая кривая, Перейти к предыдущему проходу, Текущий проход, Перейти к следующему проходу, Скрыть, Контрольный образец, Высветить, Смещение глубины, Смещение прибора, Инфо., Показать/Скрыть все проходы вверх, Показать/Скрыть все проходы вниз, Показать/Скрыть стационарные проходы, Показать только текущий проход.** Как и со всеми инструментальными панелями Emeraude, можно получить быстрое описание опций при перемещении курсора мыши вверх к нужной опции. У нас нет отдельной контрольной диаграммы гамма-каротажа для данного занятия, поэтому мы предположим, что глубина, определенная гамма-каротажем в первом проходе вниз, верна.


Удалите разделитель, захватив и перетащив его вверх или вниз отображаемой на экране области.

Установите диапазон отображения как общий диапазон: щелкните на первой кнопке «исходная позиция» инструментальной панели для шкал. Примечание: чтобы привести шкалу глубин в соответствие с конкретным

диапазоном данных, щелкните в области каротажной диаграммы, выберите «Шкала глубин», выберите нужные данные для предельных значений «Общий диапазон каротажа», нажмите «Общий диапазон» и «ОК». В данном примере шкала глубин будет установлена по умолчанию так, чтобы отобразить весь диапазон данных о скорости кабеля, и чтобы на экране можно было видеть всю каротажную кривую.


Щелкните в списке проходов и активизируйте «Первый проход вниз».

Выберите его как контрольный образец . Теперь все каналы этого прохода отображаются графически белым цветом.

Активируйте проход вверх №1 и высветите  его с помощью м

На панели выберите иконку «Сдвиг» и на графике гамма-каротажа щелкните мышью и перетащите канал, чтобы опробовать опцию сдвига. Примечание: двойной щелчок на заголовке гамма каротажа развернет профиль, чтобы облегчить сдвиг глубины. Повторный двойной щелчок на заголовок каротажной кривой вернет экран в прежнее состояние. Затем повторите это для любой другой кривой, как потребуется: активизируйте один проход за другим, используя кнопки «Следующий проход» или «Предыдущий проход» кроме выпадающего списка проходов. Активный проход высвечивается, если опция «Высветить» остается активной.


Активацию прохода можно сделать через опцию «Ближайшая кривая»

 Щелкните мышью на эту опцию. Щелкните на канал (или рядом с ним), который вы хотите идентифицировать. Выбранный канал указан в навигаторе, закройте навигатор.

Используйте высвечивание, подтвердить правильность выбора текущего прохода. Проход будет автоматически активизирован. Графики можно временно развернуть на всю страницу двойным щелчком мыши на заголовке:

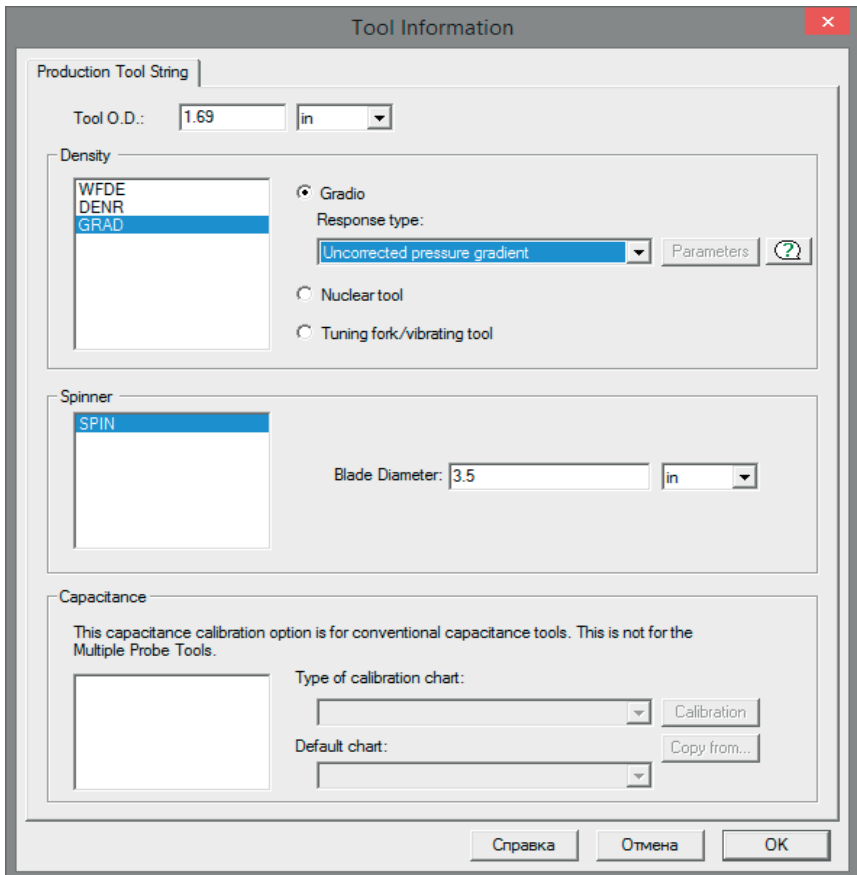
Щелкните дважды мышью на график гамма-каротажа, чтобы развернуть его на всю страницу.

Чтобы вернуть его прежний вид на экране щелкните дважды на заголовок еще раз.

Вы можете щелкнуть мышью на иконку «Информация о проходе» , чтобы просмотреть величину сдвига для любого прохода после привязки глубины.

### *Информация о приборе*

Нажмите кнопку «Tool info»  на панели «Survey». Появляется диалоговое окно (рис. 4.16)



**Рис. 4.16** Диалоговое окно «Tool info» (после ввода входных данных)




В диалоговом окне «Tool info» вводятся характеристики каротажного зонда, используемого в геофизических исследованиях. Прибор определяют для каждой мнемоники типа давления, температуры, расходомера, плотности или емкостного сопротивления. Если мнемоника есть в нескольких исследованиях, то предполагается, что использовался тот же прибор. Emeraude принимает в качестве входных данных другие замеры (объемное содержание любой фазы, скорость или дебит), для которых характеристики приборов не вводятся. Потому что в этом случае замер является прямым физическим свойством, которое учитывается при расчете дебита. Предлагаемый по умолчанию наружный диаметр прибора в этом случае является верным. Раздел «Плотность» используется для характеристики типа прибора, применяемого для измерения плотности. Для "Gradio" выпадающий список указывает поправку, которая будет применена программой Emeraude. Например, в данном случае канал плотности не скорректирован на отклонение [ствола скважины 343 от вертикали], поэтому мы выбираем:

Применить поправку на отклонение: выбирая для этого в выпадающем меню опцию «Нескорректированный градиент давления».

Предлагаемая по умолчанию поправка основана на мнемонике, но ее всегда следует проверять. В данном случае скважина вертикальная, поэтому данная поправка не влияет на расчеты.

Измените O.D. вертущечного расходомера на 3.5 дюйма и подтвердите его «ОК».

В данном примере нет необходимости учитывать удлинение или реверс расходомера.

Восстановите все визуализации (кроме визуализации натяжения), выбрав их из Скрытого списка графиков. Обратите внимание, что, при нажатии на иконку  рядом со Скрытым списком графиков, открывается диалог, в котором можно выбирать и восстанавливать сразу несколько диаграмм.

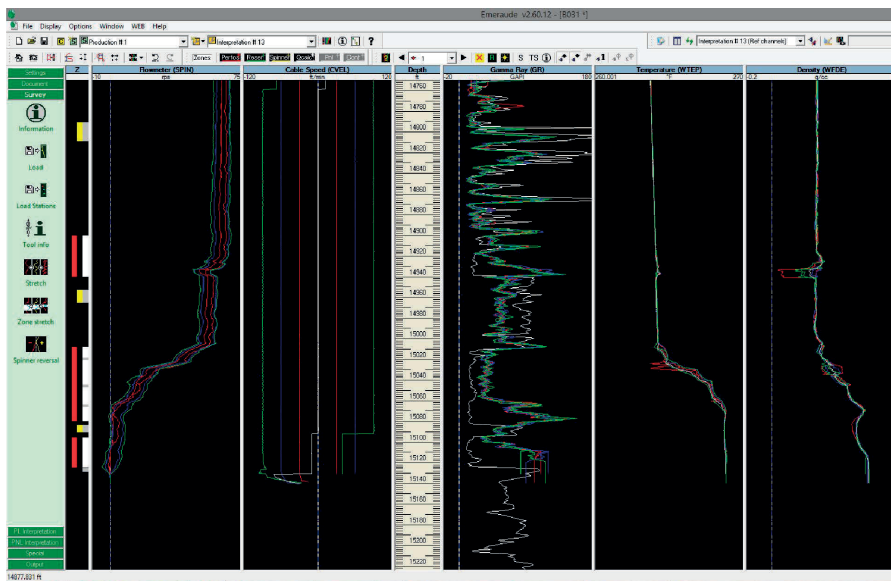


Рис. 4.17 Восстановленные визуализации

Установите экран, как показано на рис. 4.3.

Можно скрыть реперы со страниц Документ/Подробная информация о скважине, выбрав вкладку «Реперы А».

Отключите опцию "Show in all views" (Показать во всех просмотрах), как показано на рис. 4.18.

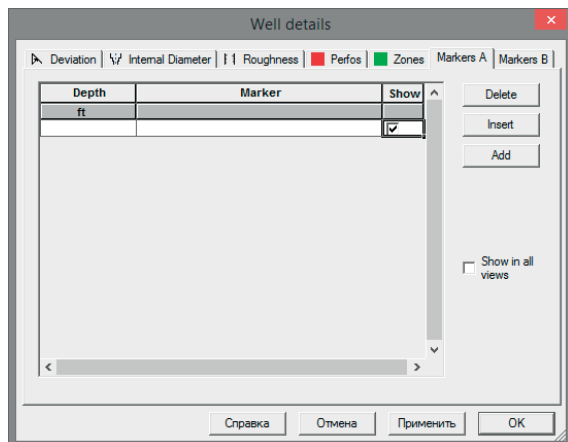


Рис. 4.18 Реперы А на странице «Подробная информация о скважине»

### 4.3 Создание интерпретации

Щелкните мышью на кнопку «PLT Interpretation» (Интерпретация ПГИ) на панели управления.

Опции этого режима:

«**Information**» (Информация): редактирование свойств текущей интерпретации или создание первой интерпретации текущего исследования.

«**Calibrate**» (Калибровка): калибровка расходомера.

«**V apparent**» (Кажущаяся скорость): создание канала кажущейся скорости.

«**PVT**»: ввод параметров PVT по фазам.


«**Zone Rates**» (Дебиты по интервалам): расчет дебитов по интервалам.

**Диаграмма**: генерирование схематических диаграмм по результатам поинтервальных расчетов или полных (непрерывных) диаграмм дебитов.

«**Time Lapse**» (Промежуток времени): цель этой опции - в конце отчета получить дополнительный график, представляющий в хронологическом порядке добычу за прошлый и настоящий период в виде графических дебитов QZT или отношений QZTR.

В Emeraude интерпретация построена на определенных пользователем контрольных каналах температуры, давления и любого измеренного параметра, которому может соответствовать расчетная величина: плотность, емкостное сопротивление, объемное содержание фазы, скорость фазы, или дебит и температура. Обычно в качестве контрольных каналов принимаются данные значений уже существующего канала или результат усреднения каналов по нескольким проходам. Чтобы решить, какие каналы требуют усреднения, возможного редактирования, фильтрования и т.д., необходимо рассмотреть подробно различные графики, иногда создать и сравнить несколько усредненных каналов. Как только пользователь определит соответствующие контрольные каналы, автоматически создается визуализация контрольных каналов и согласующихся с ними каналов.

Щелкните мышью на первую кнопку, помеченную «Information».

Эта опция в первую очередь для редактирования свойств текущей интерпретации. Она также автоматически создает первую интерпретацию, когда таковой не существует. Имейте в виду, что для создания новой интерпретации после того, как одна уже есть, необходимо воспользоваться иконкой  впереди выпадающего списка интерпретаций на главной инструментальной панели и конкретизировать, какая это интерпретация - PL (ПГИ) или PNL (ИНК - импульсный нейтронный каротаж). Когда интерпретация создана, единственное, что требуется ввести - это имя и короткое имя. Некоторые компоненты могут быть напрямую скопированы из существующих интерпретаций (если они есть в сеансе). Обратите внимание на то, что такое копирование можно также осуществить в любое время в навигаторе данных.

Подтвердите нажатием на "OK".

Открывается диалоговое окно «Interpretation Setting» (Настройки интерпретации) - рис. 4.20.

Первая закладка в этом диалоговом окне позволяет определить калибровку расходомера. Выпадающий список «Calibration» дает доступ к режиму калибровки [None - Individual - SAT - FSI]. Режим калибровки вертущего расходомера «Individual» предлагается по умолчанию и дает возможность индивидуального выбора расходомеров для калибровки. Режимы калибровки «SAT» и «FSI» предлагаются только в том случае, если эти multifunctional приборы используются в исследовании: тогда расходомеры, подлежащие калибровке, являются предварительно установленными. В зависимости от режима калибровки, представленная ниже таблица позволяет выбрать расходомер для калибровки. Примечание: если одновременно в скважине работает несколько расходомеров, например, встроенный расходомер и полнопроходный скважинный расходомер, «Индивидуальный» режим калибровки позволяет использовать оба прибора в одной интерпретации.

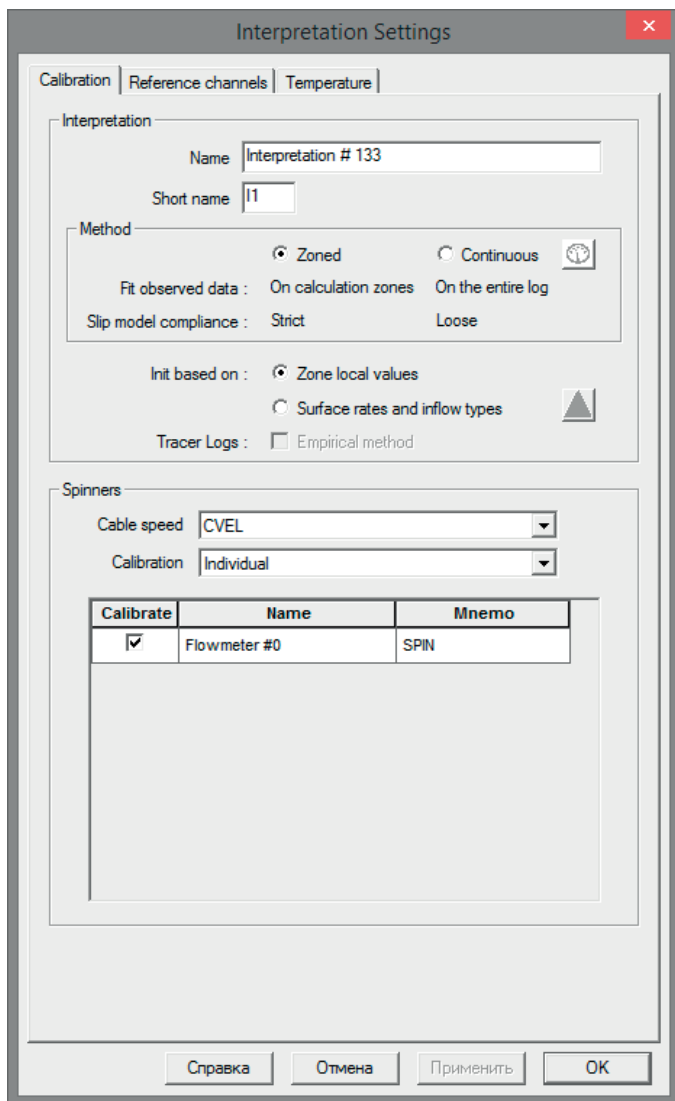


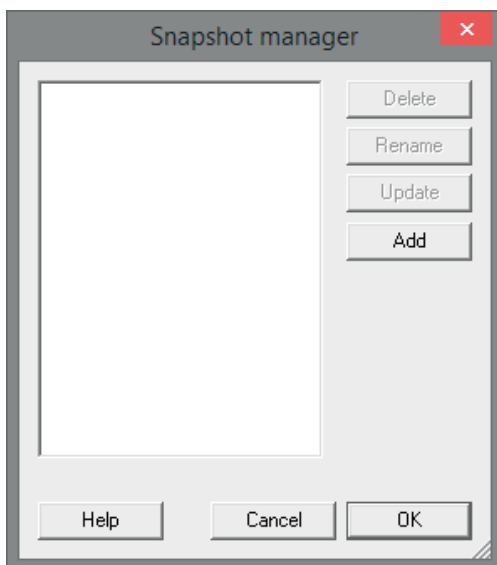
Рис. 4.20 Настройки интерпретации

Перед определением контрольных каналов мы сохраним снимок экрана, чтобы потом использовать его в самостоятельном занятии. Начиная интерпретацию, даже если нет ни одного определенного канала, делается следующее:

Щелкните на «ОК», не определяя контрольные каналы.

При необходимости расположите графики рядом.

Нажмите кнопку , чтобы сохранить экран.



**Рис. 4.21 Диспетчер моментальных снимков**

Рис. 4.21 демонстрирует диалог, в котором пользователь может определить текущий моментальный снимок экрана в качестве «Исходных данных».

Щелкните «Add» (Добавить), чтобы сохранить текущий экран для будущих ссылок.

Контрольные каналы могут быть определены на второй закладке диалогового окна «Interpretation Setting», рис. 4.22

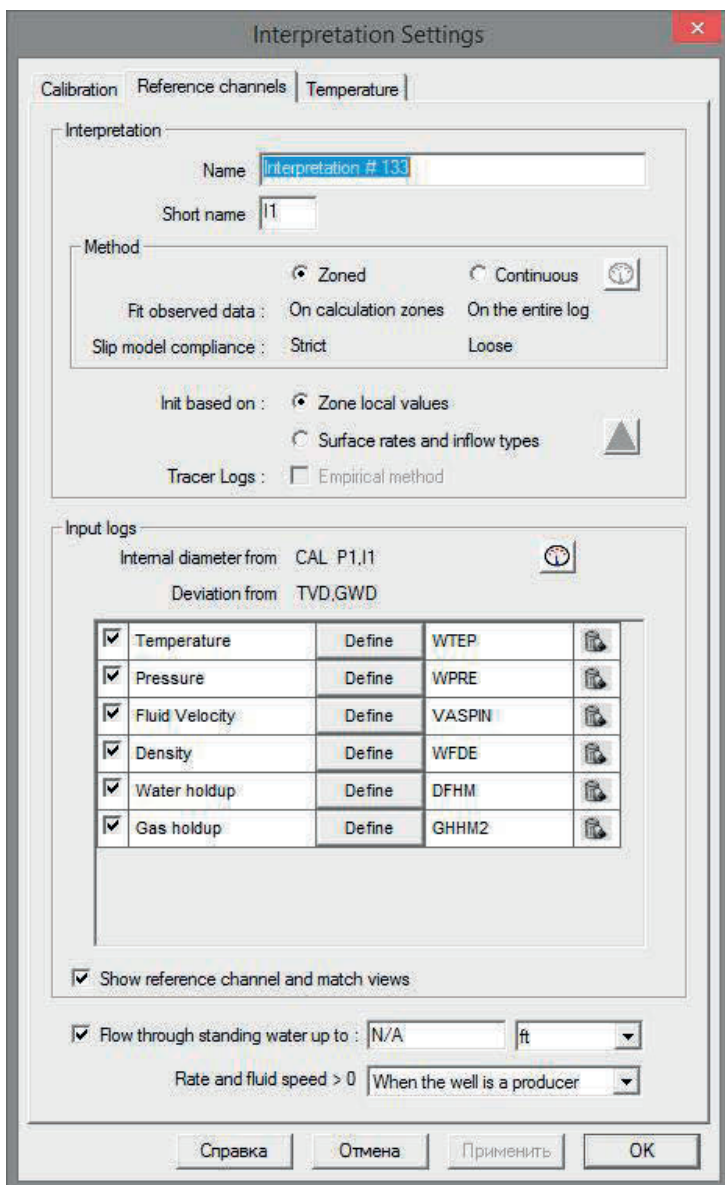


Рис. 4.22 Контрольные каналы

Щелкните мышью на кнопку «Information» и выберите закладку «Reference channels» (Контрольные каналы).

## Контрольные каналы

Если внутренний диаметр скважины не определен, в диалоге для настроек интерпретации, перед информационной строкой для внутреннего диаметра появляется предупреждение красного цвета.

Щелкните на кнопку «Определить» рядом с кнопкой «Temperature». При этом открывается диалоговое окно со списком всех проходов для определения температуры в текущем исследовании.

Выберите «Первый проход вниз» и подтвердите выбор, нажав на «ОК».

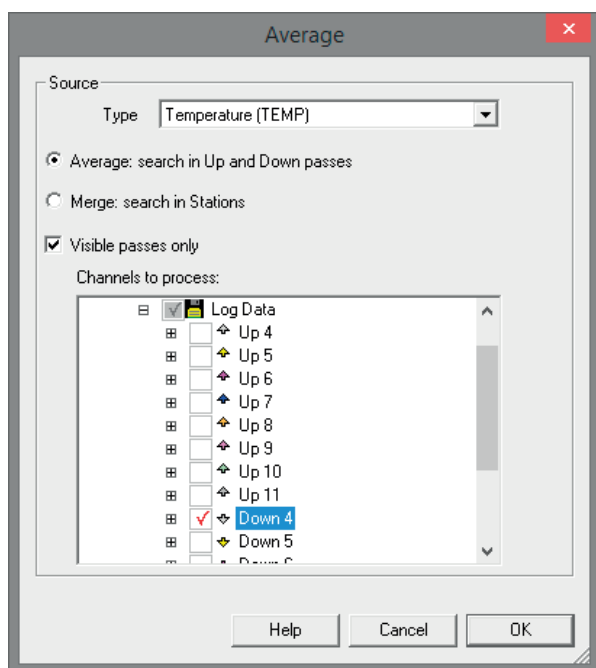


Рис. 4.23 Определение контрольного канала/Диалог об усреднении

При этом окно флажка в строке Температуры отмечается галочкой и на экране отображается мнемоника. Нажав иконку «мусорной корзины» канал становится неопределенным.


Нажмите на кнопку «Определить» рядом с «Давление».



В этот раз в диалоге «Среднее значение» в древовидной схеме щелкните мышью на узел «Данные каротажа», чтобы выбрать данные о давлении во всех проходах исследования, а затем нажмите на «ОК». Emergeude создает боковое усреднение выбранных каналов в рамках интерпретации (усреднение Hodges - Lehman).

Для «Плотности» выберите канал «Первый проход вниз» и подтвердите его «ОК».

Последняя вкладка в диалоге «Настройки интерпретации» - кнопка Температура. Опция «Температура» будет обсуждаться на четвертом занятии. Она используется, когда требуется модель температуры для сложных условий и закачки. Выйдите из диалога, нажав «ОК» и «Сохранить».

Откройте навигатор, используя пиктограмму навигатора на главной панели .

Проверьте содержание узла интерпретации.

На данном этапе в определении контрольного давления, температуры, плотности (и емкостного сопротивления) не было необходимости. Может потребоваться более сложная обработка данных, чем та, которую предлагает описанный выше диалог "Define" (Определить). Дополнительные свойства доступны в навигаторе данных

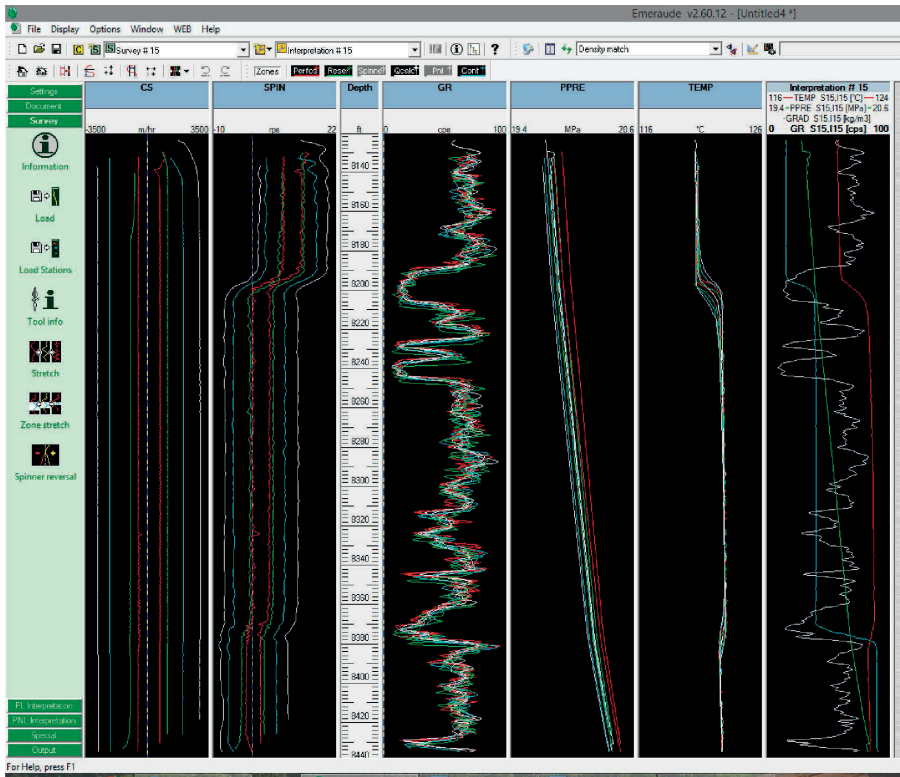


Рис. 4.24 Главный экран интерпретаций

Рис. 4.24 демонстрирует экран после определения контрольных каналов. Правая крайняя кривая, которая называется «Density match» - согласование плотности, будет использоваться для наложения на кривую замеров плотности и смоделированную кривую, полученную по результатам диагностики на более позднем этапе интерпретации.

Информация о способе построения канала с контрольными входными данными хранится на странице «Info» навигатора данных (рис. 4.25). Эта информация записывается для обработки любого «созданного усредненного канала или канала, полученного путем слияния из списка каналов».

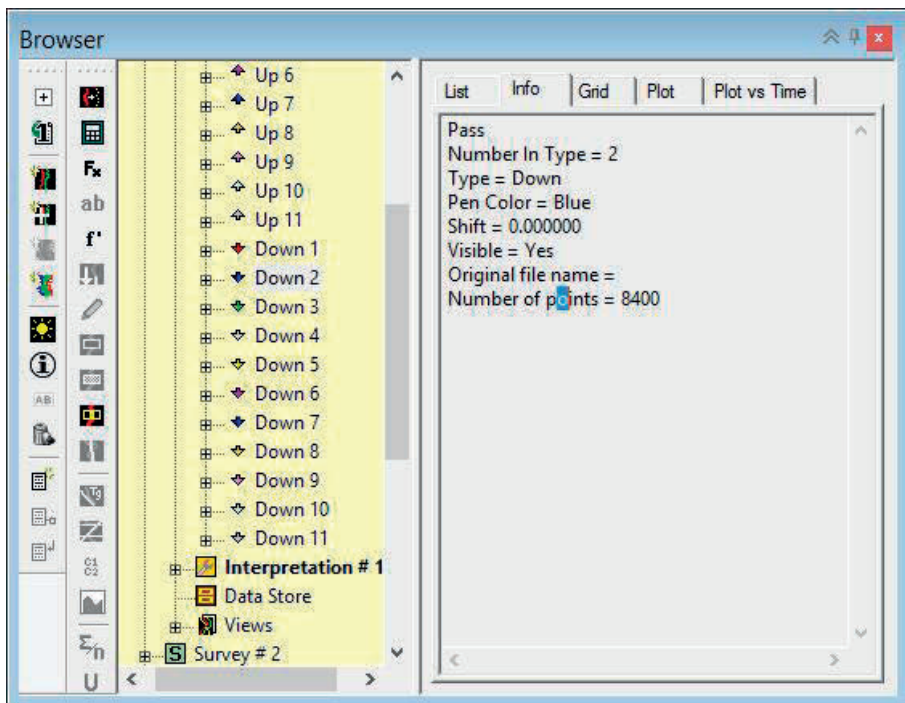


Рис. 4.25 Навигатор данных

Поскольку сейчас мы выбрали контрольные каналы для температуры, давления и плотности, то скроем кривые, построенные по необработанным данным замеров. Скройте также кривую гамма-каротажа и установите экран, как показано на рис. 4.26. Для оптимального использования всей ширины экрана, воспользуйтесь свойством «Tile» - расположение рядом

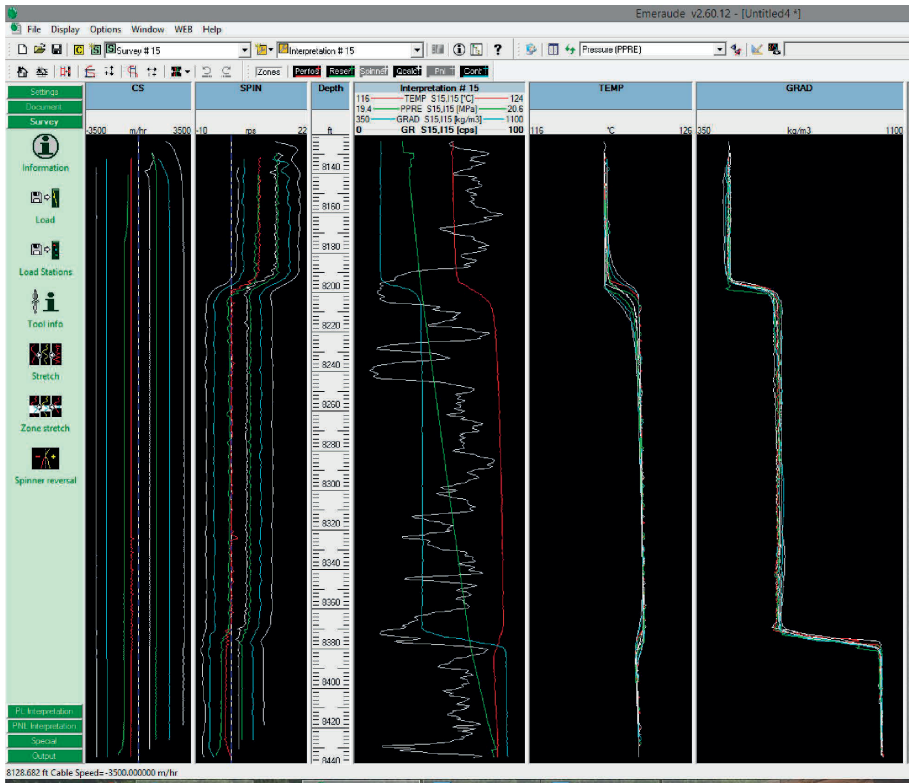
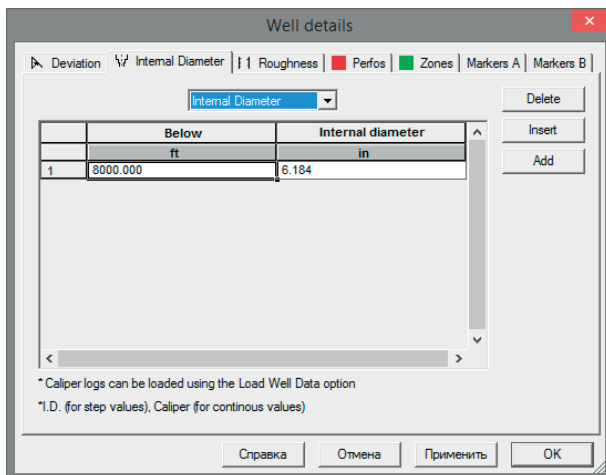


Рис. 4.26 Расположение каналов для интерпретации

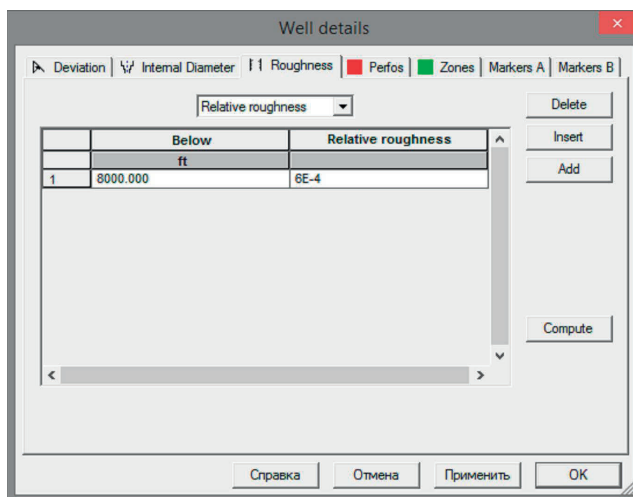
### *Ввод общих данных о скважине*

В начале занятия общая информация о скважине не была введена. Теперь, чтобы сделать интерпретацию, эту информацию необходимо ввести (ID - внутренний диаметр, deviation - отклонение, и т.д.), так как она потребуется в расчетах.

Выберите панель управления «Документ», щелкните мышью на «Подробная информация о скважине» и активизируйте закладку «Внутренний диаметр». Убедитесь, что режим ввода данных на «Внутр. Диаметр» (в противовес «Кавернометрии» - Caliper) и введите: 8000, нажмите <Tab> и введите 6.184 (рис. 4.27).



**Рис.4.27** Подробная информация о скважине. Ввод внутреннего диаметра



**Рис.4.28** Подробная информация о скважине. Ввод шероховатости

Активизируйте «Шероховатость», нажмите <Tab> и введите 8000 <Tab> 6e<sup>-4</sup>, рис. 4.28

Выберите «Perfos» (Перфорации), нажмите <Tab>. Введите 8190, нажмите <Tab> 8200, <Tab> для перехода на вторую строку, затем введите 8365 <Tab> 8375, рис. 4.29.

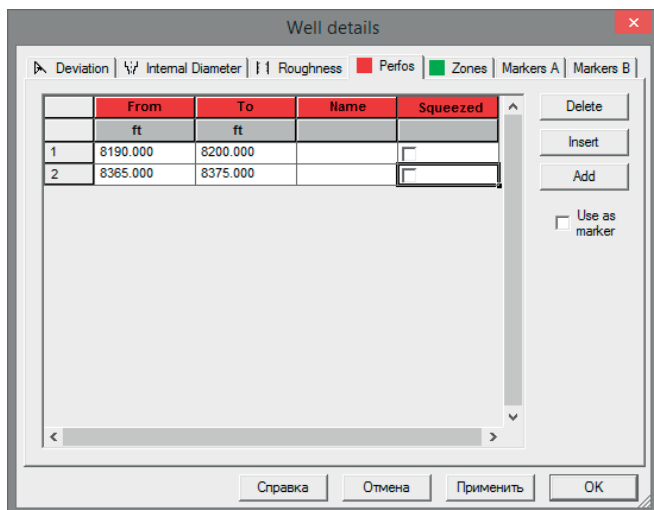


Рис.4.29. Подробная информация о скважине. Ввод данных перфорации

Подтвердите нажатием на «ОК» Создается и отображается новый график - "ID" (Внутренний диаметр - ВД), а также дорожка, помеченная как "Z", с преформациями, указанными с помощью красных маркеров.

Скройте график ID, перетаскивая строку заголовка за пределы области построения графиков.

Чтобы увеличить дорожку Z, расположите курсор над правой границей отображения Z, щелкните и перетащите правую границу вправо.

Продуктивные интервалы в диалоговом окне «Well details» отличаются от перфорированного интервала, и они используются для материализации фактического пласта-коллектора. По умолчанию продуктивные интервалы отображаются зелеными маркерами и используются только в анализе давления при закрытом устье скважины (SIP). Для всех других целей они применяются в качестве визуальной иллюстрации. Аспект всех интервалов (перфорации, коллектор, и т.д.) может быть изменен в настройках отображения документа – «Document Display Settings». Доступ к этой странице можно получить через иконку на инструментальной панели отображения под заголовком «Общий данные/Цвета интервалов».

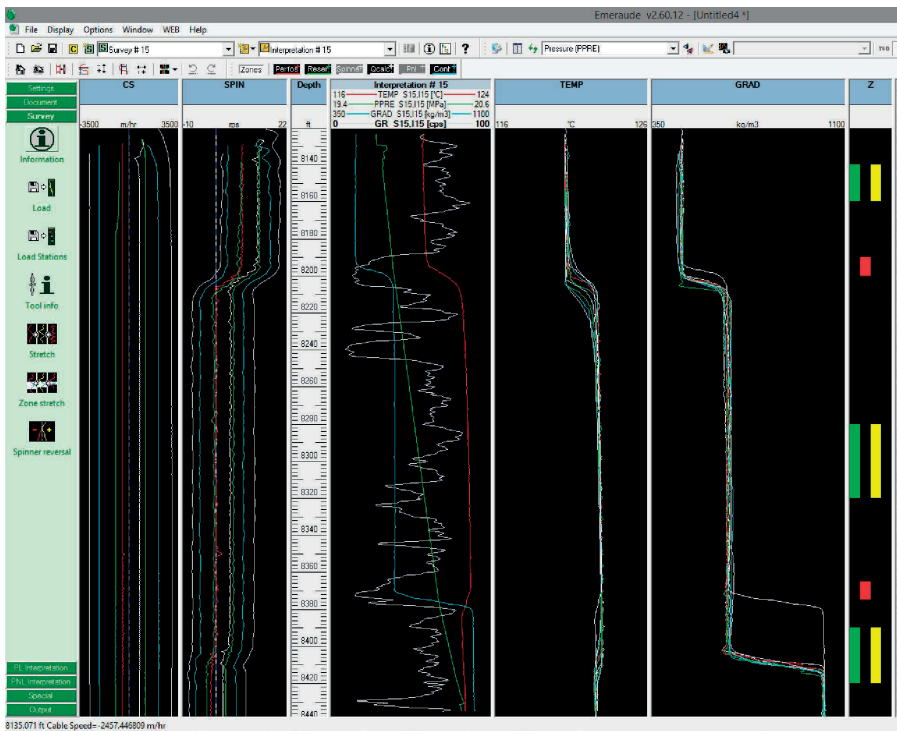


Рис. 4.30 Общие данные о скважине введены

### *Калибровка вертушечного расходомера и вычисление кажущейся скорости*

Вернитесь к панели «PLT Interpretation». При попытке выбора «Calibrate» (Калибровка), которая является второй опцией на панели, Emerald укажет, что вначале следует создать интервалы калибровки, используя инструментальную панель «Панель интервалов»:



На этой панели есть следующие опции: **Редактирование интервалов**, интерактивные диалоги: **Перфорация**, **Продуктивный интервал**, **Интервал калибровки расходомера**, **Интервал подсчета дебита (Q)** и **Интервал построения кроссплота Pnl**.

Интерактивная разработка происходит последовательно по интервалам: щелчком мыши устанавливается первый предел, затем, чтобы установить второй предел, его перетаскивают и освобождают клавишу мыши. Интервалы калибровки расходомера должны быть выбраны так, чтобы в их пределах характеристики расходомера и скорость кабеля были достаточно стабильными. Интервалы калибровки будут представлены желтыми маркерами на графике Z. После создания интервалов, их можно редактировать вручную, используя первую пиктограмму инструментальной панели Zones (Интервалы), или интерактивно - на кривой Z. Один щелчок мыши на этой кривой активизирует интервал; последующий щелчок на «Del» удаляет его. Интервал можно также изменить, ухватившись заманипуляторы, которые появляются по краям, и перетаскивая границу.

Щелкните на иконку «Расходомер» (интервал калибровки) на панели интервалов, чтобы определить 3 интервала калибровки несколько раз - над, между и под 2 продуктивными интервалами. Например, интервалами калибровки могут быть 8140-8160 ft (футов), 8280-8320 ft и 8390-8420 ft.



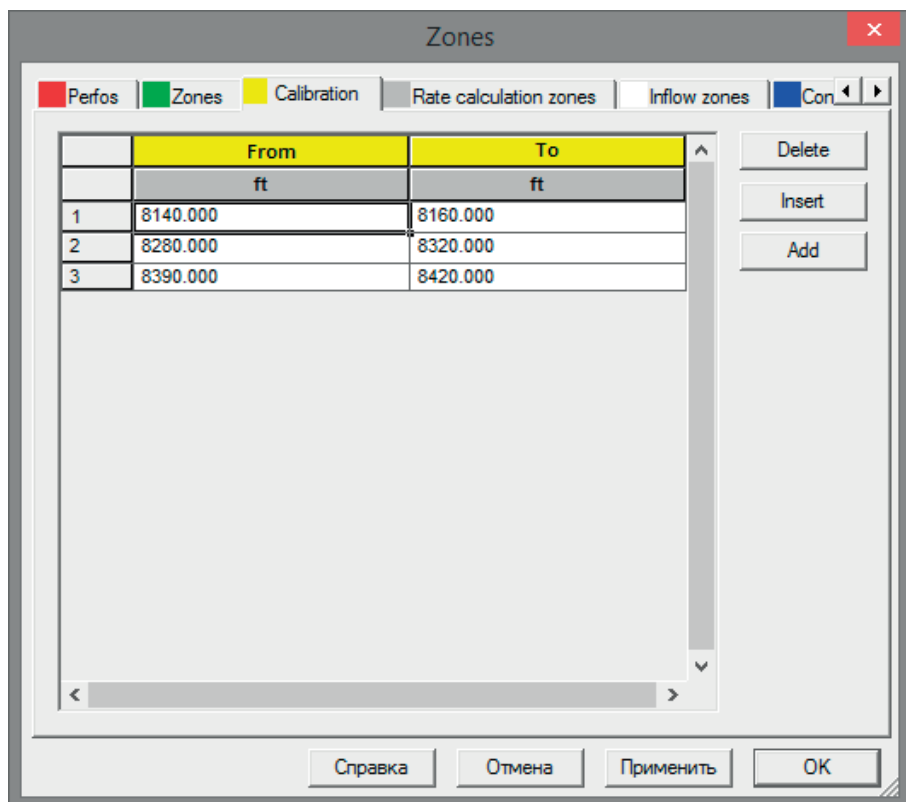


Рис. 4.31 Интервалы калибровки определены

Щелкните на иконку «Calibration» (Калибровать). На экране отображается график калибровки (рис. 4.32).

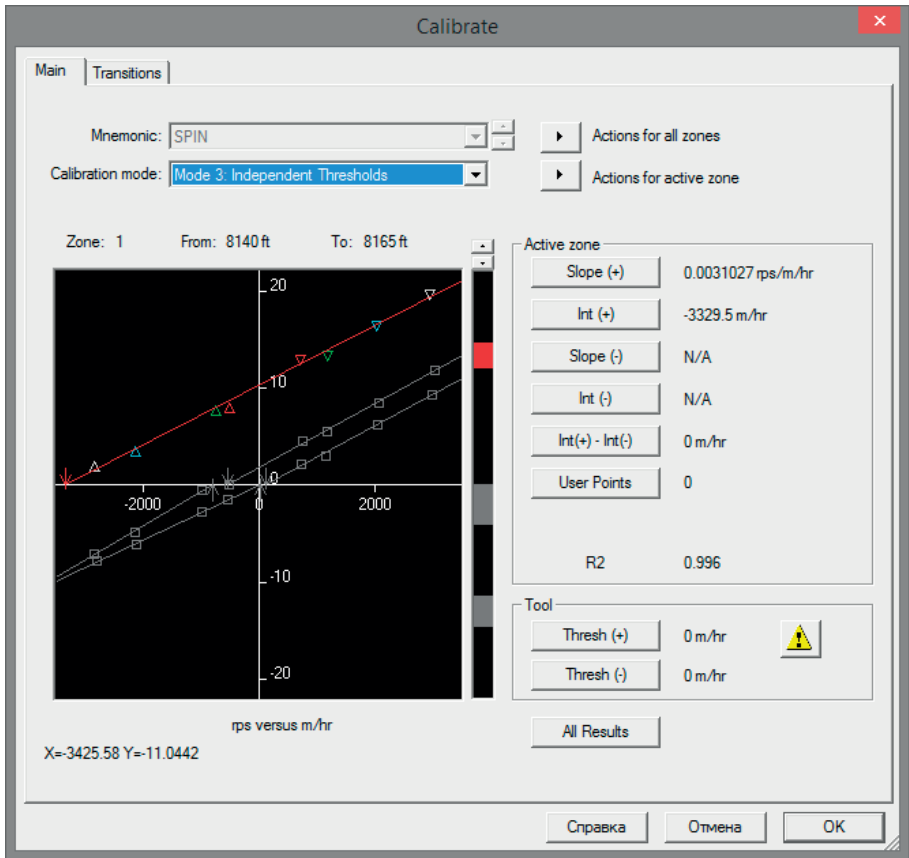


Рис. 4.32 График калибровки

Щелчок правой клавиши мыши в окне графика дает доступ к меню для изменения масштаба - zoom. Текущий интервал выделяется красным цветом. Чтобы активизировать другой интервал, можно щелкнуть на вертикальную диаграмму, показывающую 3 интервала, или использовать стрелки вверх/вниз над ней. Наклоны и отрезки, отсекаемые на координатных осях, можно изменять вручную или копировать из одного интервала в другой. Две кнопки сверху, обозначенные «Действия для всех интервалов» и «Действия для текущего интервала» дают дополнительные опции.

Нажав на кнопку «Actions for all zones» (Действия для всех интервалов), выберите: «Установить все положительные угловые коэффициенты на среднее значение».

Нажав на кнопку «Actions for all zones», выберите: «Установить все отрицательные угловые коэффициенты на среднее значение».

Щелкните на кнопку "Thresh (+)". Выпадающий список справа дает доступ к возможным интервалам, где поток отсутствует. В данном случае, это только интервал 3.

Выберите «Копировать», и положительный отрезок на координатной оси копируется как пороговая величина для прибора. Подтвердите нажатием на «ОК».

Проделайте то же самое для отрицательной пороговой величины - "Thresh (-)".

Для каждой линии стрелка, направленная вниз, показывает значение кажущейся скорости для положительной линии с учетом положительной пороговой величины. Аналогично, стрелка, направленная вверх, указывает значение кажущейся скорости для отрицательной линии. В интервале 3 эти две стрелки совпадают на 0, поскольку мы только что определили пороговые величины как отрезки, отсеченные на координатной оси. Для интервала 2 это не так. Разность в этих величинах может быть обусловлена проблемой с централизацией, и возможно должна сохраняться. Если мы считаем, что эта посторонняя ошибка, мы можем унифицировать все отрезки/угловые коэффициенты.

Активизируйте второй интервал «zone 2».

В «Actions for active zone» (Действиях для активного интервала) выберите «Пересчитать интервал с порогом прибора».

Программа делает перерасчет калибровки для этого интервала, задавая расстояние между двумя отрезками, отсеченными на оси, равным сумме пороговых величин, и таким образом, задавая согласованное значение

параметра для обеих линий - положительной и отрицательной: теперь две «стрелки» совпадают и для этого интервала.

Примечание: по умолчанию в области между двумя последовательными интервалами калибровки проводится линейная интерполяция. Закладка «Переход» добавляет гибкости: вы можете установить интервалы применения калибровки отличными от интервалов калибровки. В этом случае области, где применяется линейная интерполяция, могут быть уменьшены, поскольку между калибровками предполагается резкий переход.

Подтвердите, нажатием на «ОК», рис. 4.33

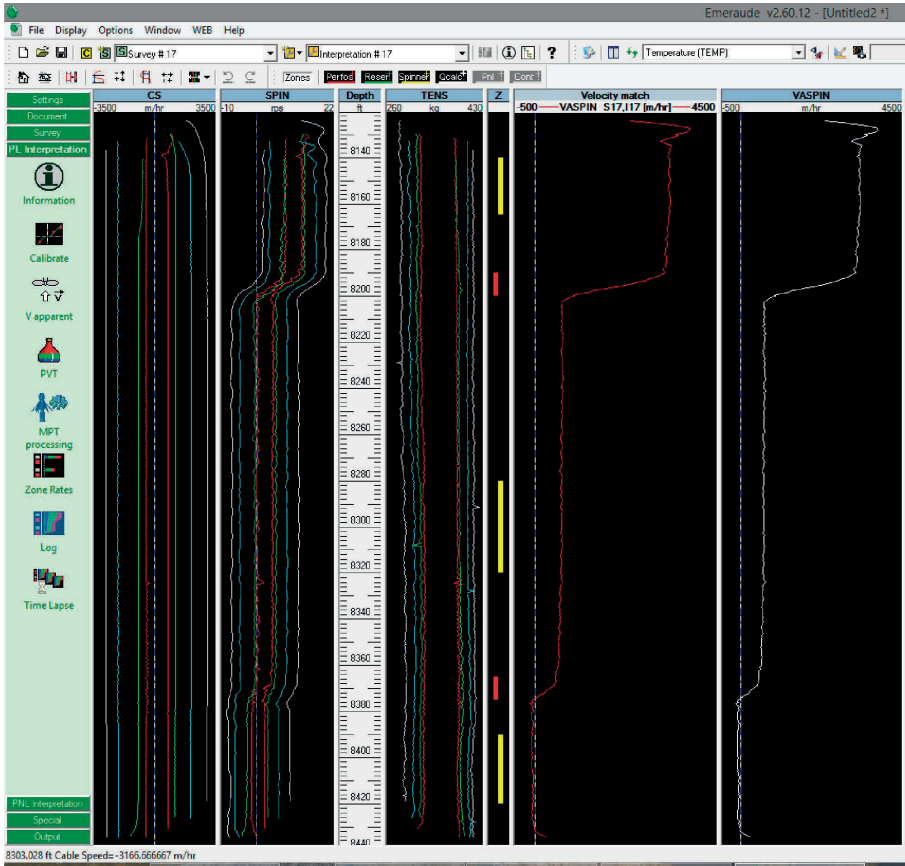


Рис. 4.33 Окончательная калибровка

### Вычисление кажущейся скорости

После того, как калибровка будет принята, Emeraude автоматически обращается к опции «Кажущаяся скорость». Эта скорость «кажущаяся», поскольку она соответствует скорости газожидкостной смеси, измеряемой вертушечным расходомером в месте его расположения в стволе скважины. Эта скорость отличается от средней скорости газожидкостной смеси. В этом диалоге можно установить интервал для преобразования, а также приращение глубины. На каждой глубине по умолчанию вычисляется канал кажущейся скорости по среднему значению, рассчитанному для каждого прохода вертушечного расходомера. Это вычисление по умолчанию можно изменить, приписывая разный вес (можно и 0) разным проходам. По желанию можно редактировать и изменять значение, по которому происходит взвешивание.

Оставьте или переустановите вес для каждого случая равным 1 и подтвердите его нажатием на «ОК», рис. 4.34.

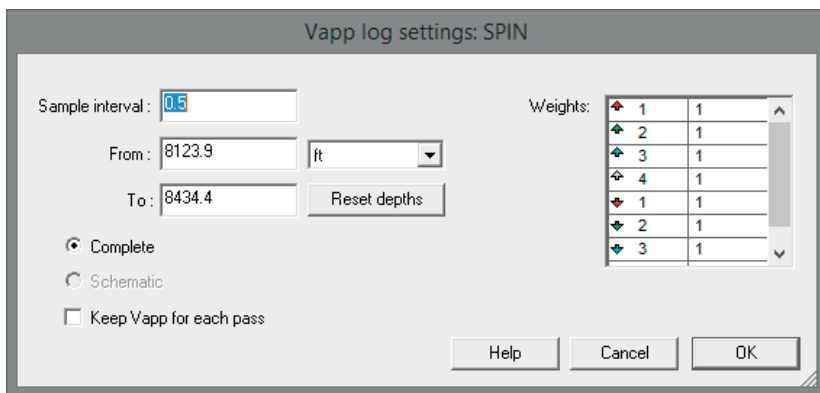


Рис. 4.34 Рассчитанная кажущаяся скорость

К интерпретации добавляется визуализация согласования для скорости - канал кажущейся скорости, просто добавленный внутри интерпретации. Emeraude автоматически составляет мнемонику, связанную каналом

кажущейся скорости: она связывает "VA" с мнемоникой соответствующего расходомера. В данном случае - это VASPIN.

Можно скрыть визуализации скорости кабеля и расходомера и расположить графики рядом рис. 4.35.

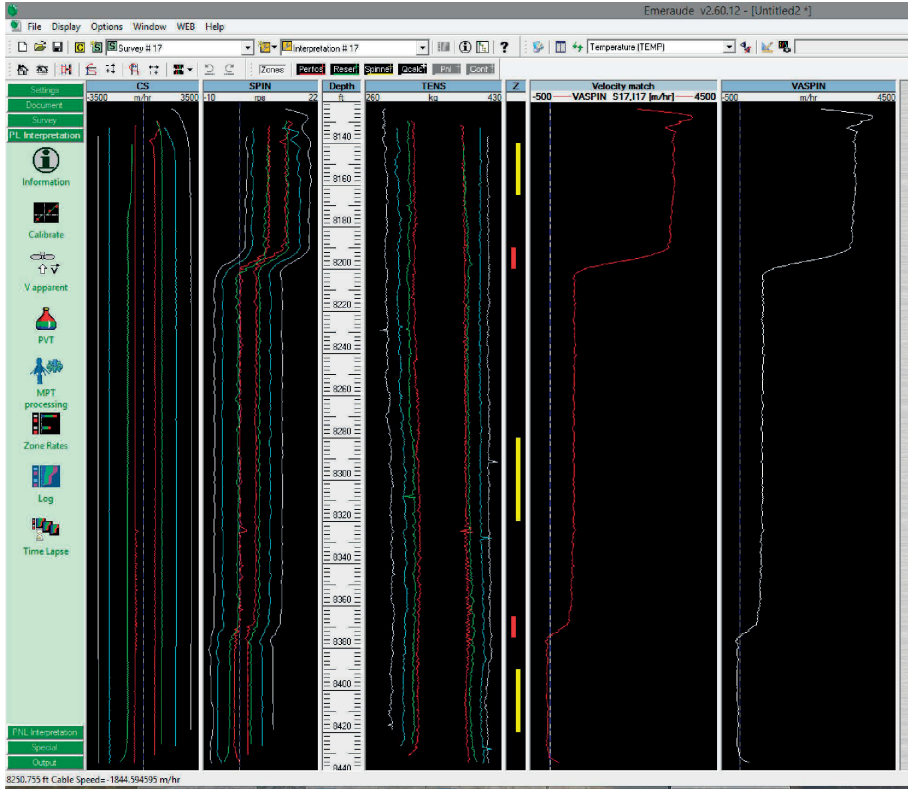


Рис. 4.35 Рассчитанная кажущаяся скорость

### *Ввод информации PVT*

Перед тем, как начать процесс подсчета дебита, программе Emerald требуется модель PVT.

Щелкните мышью на "PVT": на экране появляется диалог PVT (рис. 4.36 слева).

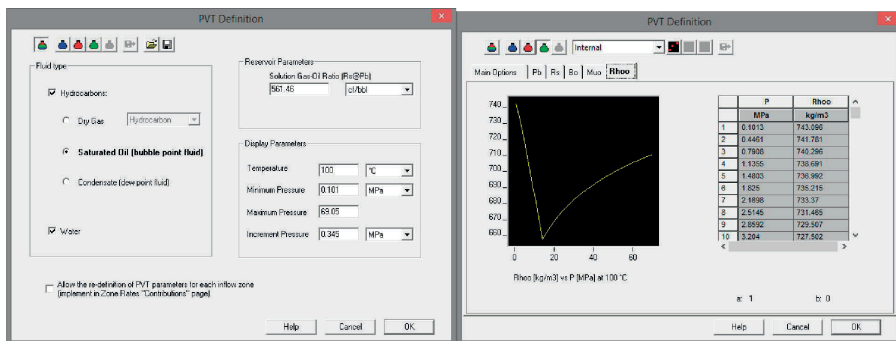
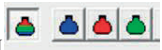




Рис. 4.36 Диалоговое окно PVT

Предлагаемый по умолчанию тип флюида состоит из газонасыщенной нефти, без воды. Хотя на поверхность вода не добывается, по плотностному каротажу видно, что на забое скважины есть стоячая вода. Поэтому мы помечаем галочкой флажок «Вода». Температура предлагается по умолчанию, для просмотра корреляций. Заметьте, что, если введены данные пользователя, экран переключится на температуру, соответствующую первому ограничению.


Для отображения корреляций в таблице используется диапазон и приращение давления. Могут также потребоваться некоторые параметры пласта-коллектора, в зависимости от типа флюида, например, значение параметра GOR (газовый фактор) для газожидкостной смеси при давлении насыщения. При создании модели PVT или ее изменении, каждая фаза газожидкостной смеси должна определяться слева направо с помощью соответствующей инструментальной панели. Для диалога по каждой фазе на первой странице вводятся входные данные и выбираются корреляции; каждой дополнительной странице приписывается какое-то свойство. Список корреляций, а также предлагаемые по умолчанию корреляции могут быть изменены на постоянной основе с помощью опции «Интерпретации» на панели «Настройки».

Щелкните мышью на иконку соответствующей фазы , используемые корреляции могут быть визуализированы и согласованы с определенными «Ограничениями» (рис. 4.36 справа).

Иконка «Ограничения»  открывает сетку, в которую можно ввести данные замеров свойств для набора значений (Т, Р). Иконка «Удовлетворить ограничениям»  служит для проведения нелинейной регрессии согласно ограничениям; исходная корреляция показана в голубом, а согласованная - в желтом цвете.


Иконка «Reset Constraints»  возвращает к исходной корреляции.

В большинстве корреляций свойство PVT - это функция Т и Р. На графиках PVT это свойство показано как функция Р при данной температуре Т. Если корреляция ограничена, отображение Т может быть установлено на главную отображаемую температуру или температуру, соответствующую первому ограничивающему условию. Это значение температуры не оказывает никакого влияния на расчеты, оно влияет только на отображение. Чтобы получить доступ к опциям для изменения масштаба на графике PVT, можно щелкнуть правой клавишей мыши в области графика для отображения необходимого всплывающего меню.


Отредактируйте свойства воды  и введите: Salinity 80000 ppm (Минерализация: 80000 частей на млн).

Эта кнопка активизируется при условии, что в диалоге «Определение PVT» выбрана опция «Вода».

Отредактируйте свойства газа  и введите: Specificgravity=0.7 • %N2=0 • %C02=0 • %H2S=0 (Удельный вес).

Отредактируйте свойства нефти  и введите Gravity=39.7 API (Плотность нефти в градусах АНИ).

Введите ограничение  на плотность нефти: T=250°F, P=2865 psia, Rho0=0.68.

Примите ограничение, щелкнув на 

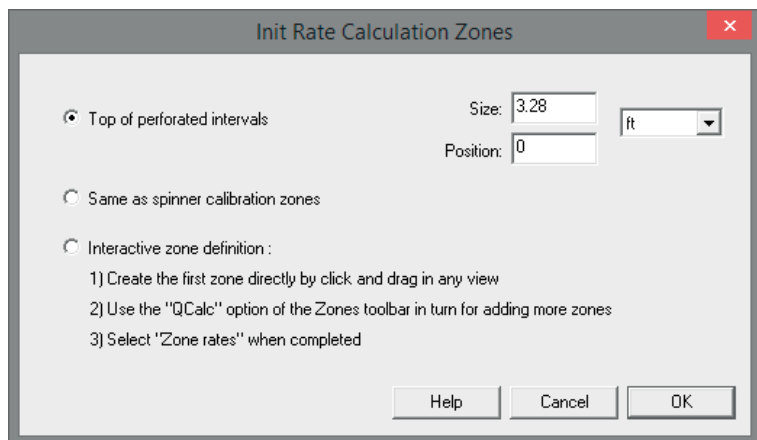


Подтвердите PVT и вернитесь на главный экран.

### *Расчет дебитов по интервалам*

Дебиты будут подсчитаны по определенным интервалам, а также по всему интервалу проведения каротажа.

Щелкните мышью на иконку «Поинтервальные дебиты».



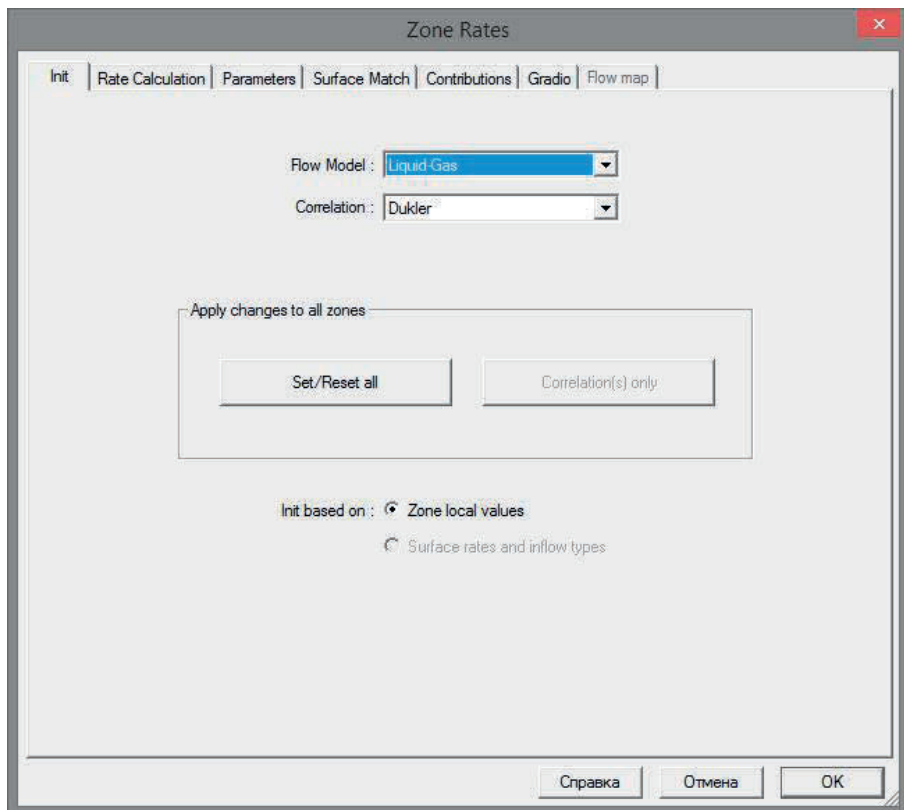
**Рис. 4.37** Диалоговое окно для расчета начального дебита по интервалам

Первый раз, при нажатии этой иконки (или если все существующие интервалы расчетов были удалены), открывается диалог с установленными по умолчанию параметрами для создания интервалов в скважине. Они могут либо соответствовать интервалам калибровки расходомера, либо быть выше всех перфораций (и еще один интервал ниже последней перфорации). Можно также выбрать создание интервалов интерактивно и переносом с помощью мыши. Инициализация, основанная на перфорации, определяет положение выше перфораций (0 по умолчанию) и размер (1 м по умолчанию).

Выберите «Интервалы как и для калибровки расходомера» и щелкните на «ОК». В визуализации  $Z$  будут добавлены серые маркеры для представления вновь созданных интервалов для расчета дебитов. На графике

Z интервал можно активизировать одним щелчком мыши, а его пределы изменять путем перетаскивания верхнего и нижнего манипуляторов. Активизированный интервал может быть удален нажатием клавиши «Del». Когда интервалы для расчета существуют, то для интерактивного определения новых интервалов можно использовать опцию «Qcalc» на инструментальной панели для интервалов, аналогичным способом, как и для интервалов калибровки расходомера. Как будет видно позднее, программа Emeraude автоматически создает один интервал притока между каждыми двумя последовательными интервалами расчета дебита. В этом случае по умолчанию интервалы притока идентичны перфорированным интервалам, но их ширина может быть изменена по необходимости для подгонки/корректировки схематических каротажных диаграмм.

Кроме случая выбора интерактивного создания интервалов, вызов опции поинтервальные дебиты «Zone Rates» происходит автоматически. Первая страница определяется с помощью закладки «Init» (Начальный) (рис. 4.38)



**Рис. 4.38** Начальный диалог для поинтервальных дебитов

Эта опция требует выбора модели начального потока и связанную с ним корреляцию потока. В данном случае модель PVT была определена как Нефть-Газ и Вода.

Поскольку имеются только два замера (плотность и VAPP), Emerald предлагает модель, которая ликвидирует одно неизвестное: модель Вода-Углеводороды - это модель системы Жидкость-Жидкость, учитывающая газ только в количестве, заданном PVT и пренебрегающая проскальзыванием между газом и нефтью. Эта модель была бы адекватна, если бы в скважине был только поток воды и нефти, но на самом деле, мы можем сделать логический вывод, исходя из канала плотности, отклонения скважины и

продуктов добычи на поверхности, что вода находится только в зумпфе, и что текущими флюидами являются нефть и газ. Поэтому мы заменяем модель на Жидкость-Газ. > Выберите «Жидкость- Газ» и «Dukler»

Щелчок на «Установить/Переустановить все интервалы» приводит прямо к следующей закладке, или в верхней части диалогового окна щелкните мышью на закладку «Расчет дебитов» (рис. 4.39).

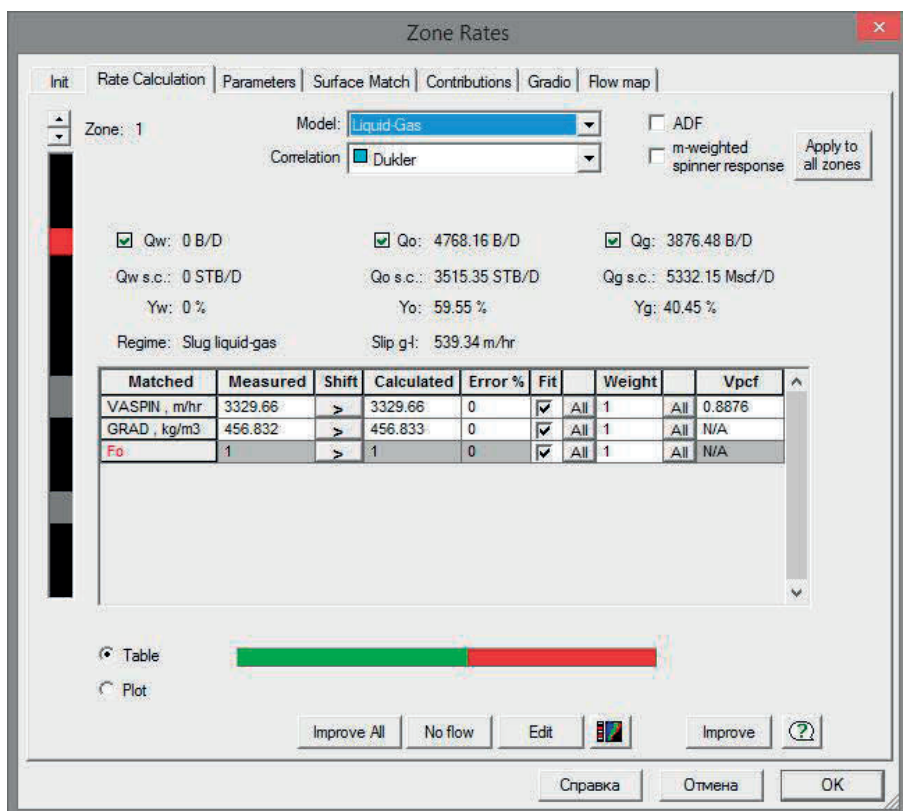


Рис. 4.39 Диалоговое окно для расчета дебитов

Значения параметров, отображенные в диалоговом окне, соответствуют данному интервалу расчета. Аналогично диалогу о калибровке вертушечного расходомера, небольшая диаграмма показывает текущий интервал и может быть использована для изменения исследуемого интервала.

Для потока Жидкость-Газ модель - это в основном сочетание двух компонентов: карты режима потока и корреляции проскальзывания (или объемное содержание фаз) для каждого режима. Для каждой пары значений дебита (дебиты по газу и жидкости) модель потока может быть использована для прогнозирования режима потока, значения величины проскальзывания и, следовательно, объемного содержания фазы. При заданном объемном содержании фаз и известных плотностях отдельных фаз, из модели PVT можно вычислить плотность смеси. Зная переходную функцию прибора, использованного для измерения плотности, можно рассчитать теоретическое значение, которое должен считывать прибор, предполагая эту модель потока. Аналогично можно рассчитать ожидаемое значение кажущейся скорости, и практически это делается путем оценки значения поправочного коэффициента  $V_{pcf} = V_m / V_{app}$ . Подведем итоги: для любых предполагаемых дебитов на данной глубине и любой корреляции потока мы можем рассчитать смоделированную кажущуюся скорость и смоделированную плотность. Затем программа Emerald может выполнить нелинейную регрессию, чтобы согласовать измеренные и смоделированные значения. В нижней таблице указаны измеренные и смоделированные значения.

Обратите внимание на зеленые галочки перед кнопками  $Q_w$ ,  $Q_o$  и  $Q_g$ ; они означают, что все три дебита были переменными. Однако в наличии было 2 замера, и программа Emerald должна была рассмотреть третий параметр, что-бы сделать систему замкнутой. Это третье значение приведено в таблице красным цветом, и это - "Fyo" - объемная доля нефти в жидкой фазе. Текущее значение, равное 1, дано по умолчанию и означает, что в жидкой фазе воды нет. Это соответствует нашему предположению. Щелчком мыши на кнопку «График» на экране графически отображаются корреляции и ошибка, рис. 4.40

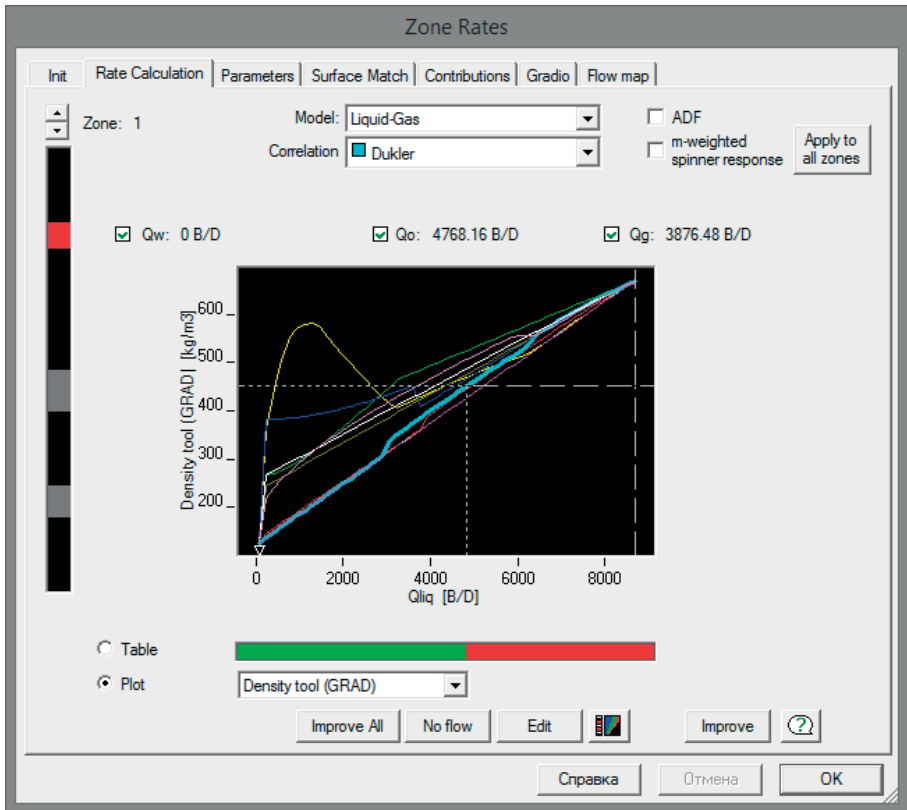


Рис. 4.40 Диалоговое окно для расчета дебитов: режим отображения графика

На графике показана кривая, полученная по сигналам прибора плотностного каротажа, как функция возможных значений  $Q_{liq}$  ( $Q$  жидкости в данном случае нефти -  $Q_o$ ) и  $Q_g$  ( $Q$  газа) для текущего значения общего дебита. На графике текущее значение общего дебита отображено вертикальной пунктирной линией. Допустимые значения на оси X лежат между 0 и  $Q_t$  и представляют дебит по нефти. Разность между  $Q_t$  и  $Q_o$  составляет  $Q_g$ . На оси Y (сигнал прибора плотностного каротажа) горизонтальной пунктирной линией показана измеренная плотность (это среднее значение канала плотности по данному интервалу).

Цветными кривыми показаны смоделированные сигналы прибора плотностного каротажа для различных корреляций (кривая текущей корреляции показана более жирной линией). Текущее решение показано вертикальной пунктирной линией, смоделированный сигнал прибора плотностного каротажа - горизонтальной пунктирной линией. В данном случае смоделированная и измеренная кривая плотности одинаковы, как показано точечной и пунктирной горизонтальной линиями, соответственно. Примечание: как обычно, щелчок правой клавишей мыши на графике дает доступ к контекстному меню, в котором собраны различные свойства изменения масштаба - zoom. В этом меню также доступна опция "Legend".

Кликните мышью на вкладку «Карта потока».

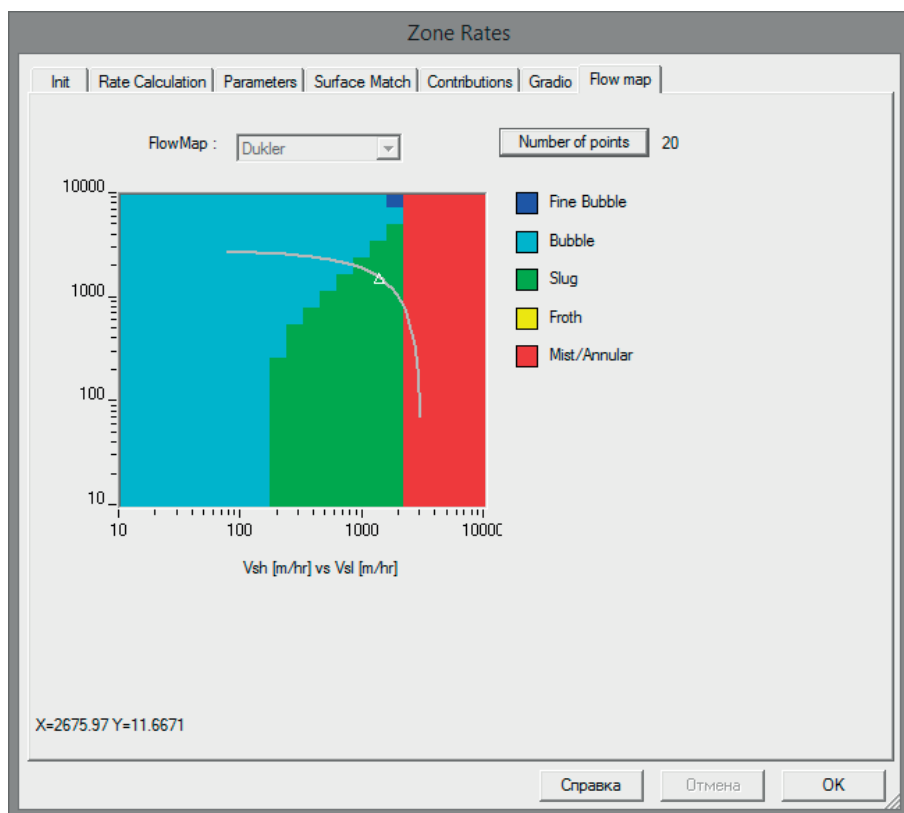


Рис. 4.41 Карта потока

Карта потока представлена в виде диаграммы поверхностных скоростей  $V_{sh}$  и  $V_{sl}$ . Поверхностные скорости определены как дебиты, деленные на поперечное сечение. Индекс «h» соответствует слову «heavy» - тяжелый, т.е. в данном случае это жидкая фаза. Индекс "l" относится к слову «light» (легкий), в данном случае газообразная фаза. Серая линия на карте потока описывает  $V_{sh} + V_{sl} = V_m$ , а белый треугольник показывает текущее решение. Разрешение карты потока можно улучшить путем изменения числа точек. Все входные параметры, помимо использующихся при согласовании, могут быть визуализированы на странице «Параметры». Если прибор для определения плотности не является прибором радиоактивного каротажа, то на странице «Gradio» перечислены все компоненты градиента.

До настоящего этапа мы не учитывали поверхностные условия. Выберите закладку «Согласование для устьевых условий», рис. 4.42.

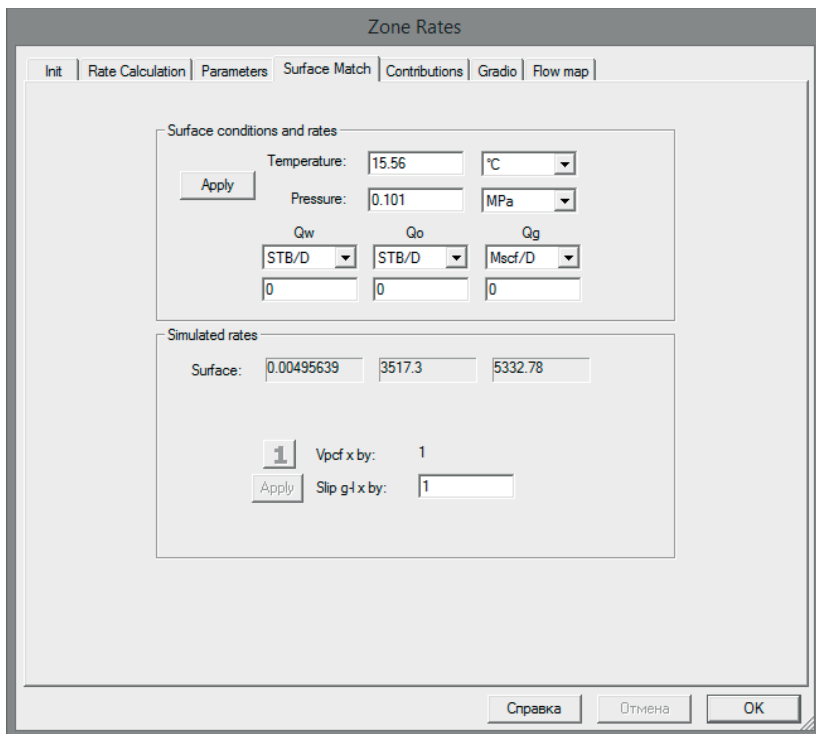


Рис. 4.42 Введена добыча на устье





- $Q_t$  не соответствует  $Q_t$ , полученному для поверхностных условий (вертикальная пунктирная линия не соответствует белому треугольнику).
- $Q_o/Q_g$  не соответствует поверхностным условиям (квадратики не лежат на точечной белой линии).

Различие между смоделированными и измеренными поверхностными дебитами может быть обусловлено неточностью, либо данных, либо моделей, использованных для расчета. На втором самостоятельном занятии будет показано, как, используя исследования в остановленной скважине, можно оценить качество данных. На этом занятии другой информации нет, и, поэтому сделано предположение о том, что данные замеров на поверхности верны, а точность модели под вопросом. Чтобы изменить корреляцию проскальзывания и модель, прогнозирующую поправочный коэффициент  $V_{psf}$ , можно использовать две переменные. Это множитель  $V_{psf}$  и множитель  $V_{slip}$ . Изначально оба равны 1 (т.е. изменений моделей нет).

Активизируйте закладку «Surface Match» (Согласование с данными на устье).

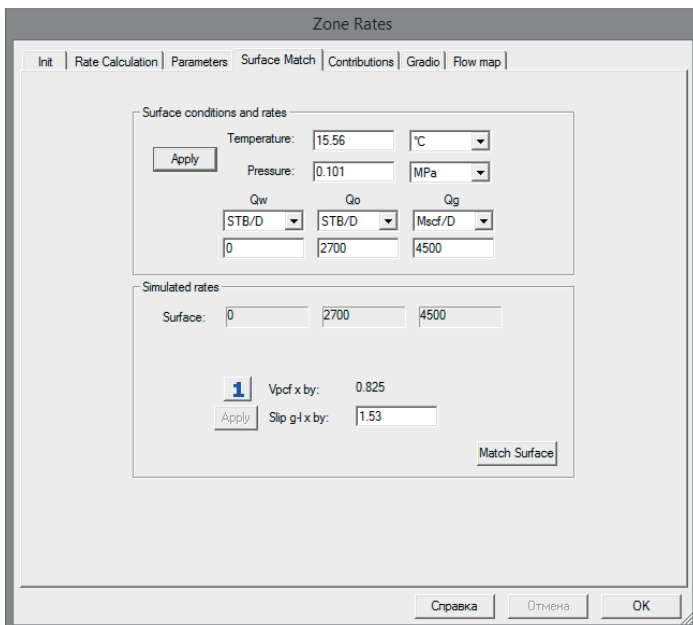


Рис. 4.44 Диалог для расчета дебитов

Дебиты установлены так, чтобы соответствовать поверхностным значениям. Тогда множители  $V_{pcf}$  и  $V_{slip}$  подбираются так, чтобы между измеренными и смоделированными данными сохранялась последовательность. После того, как будет получено значение множителей, программа Emerge автоматически повторно выполняет нелинейную регрессию для всех интервалов, используя эти значения. Когда вычисление закончится, можно будет видеть, что поверхностные условия соблюдены, и что измерения согласованы для всех интервалов.

Вернитесь к вкладке «Rate Calculation» (Расчет дебитов). Вы можете проверить, как сказались на графике согласование с данными на устье (рис. 4.45).

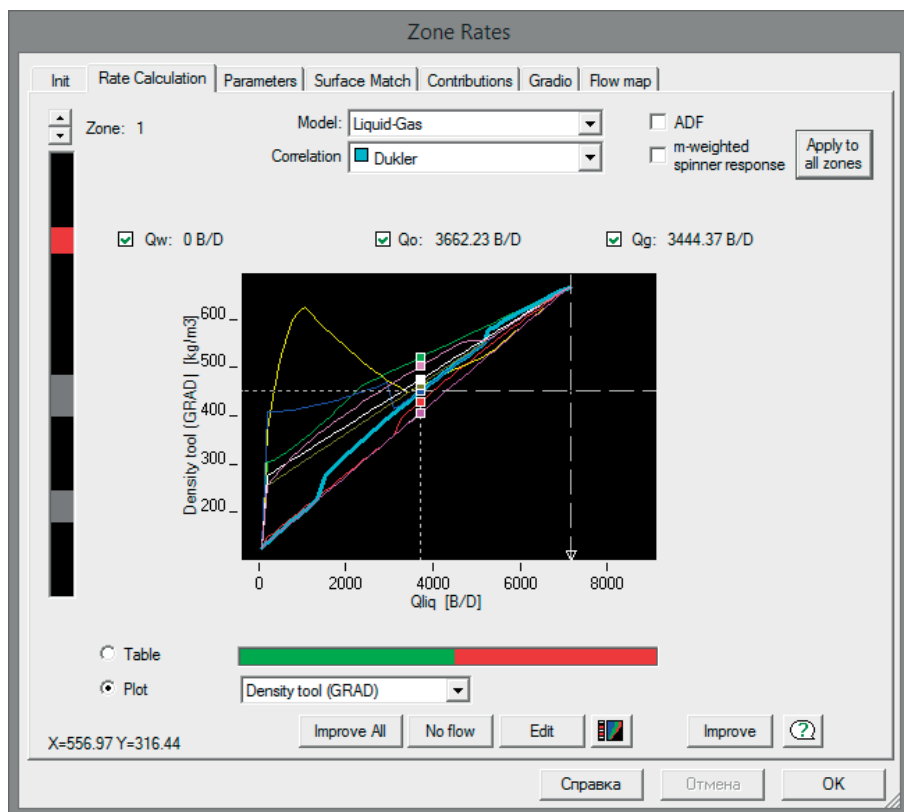


Рис 4.45 Влияние согласования с данными на устье

Выберите нижний интервал и щелкните мышью на «Потока нет», чтобы установить скорость смеси на 0 (при этом объемное содержание водной фазы автоматически устанавливается на 1).

Подтвердите поинтервальный расчет дебита. Нажав на «ОК», опцию Настройки диаграммы дебитов можно вызвать непосредственно на панели управления, при этом появляется диалоговое окно, представленное на рис. 4.46.

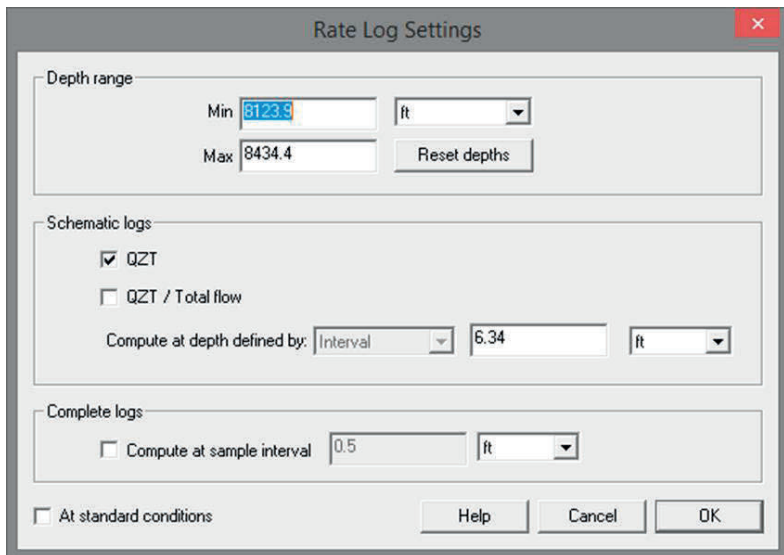


Рис. 4.46 Получение диаграммы дебитов

Диаграмма дебитов может быть либо схематической, либо результатом полного расчета. В последнем случае на каждой глубине инициализируется нелинейная регрессия, описанная ранее. Эта опция описана в следующем разделе. Схематическая диаграмма - это просто графическое представление дебитов по интервалам. Обратите внимание на то, что опция получения схематической диаграммы дебитов предусматривает стандартные условия, а не условия на забое, которые предлагаются по умолчанию.

Оставьте помеченной галочкой опцию «Схематическая» и удалите галочку перед «Полная». Другие настройки не меняйте.

Подтвердите настройки нажатием на «OK». Emeraude генерирует 4 новые диаграммы в интерпретации: QOZT, QGZT, QOZI, QGZI. Символ "Q" обозначает нефть, а "G" - газ. "Z" обозначает «поинтервальный». Символ "T" означает «общий» (или «накопленный»), и "I" - «приращение». На главном экране автоматически добавляются два графика: один для накопленных дебитов и второй для приращений дебита. К согласованным графикам добавляется смоделированная плотность и скорость.

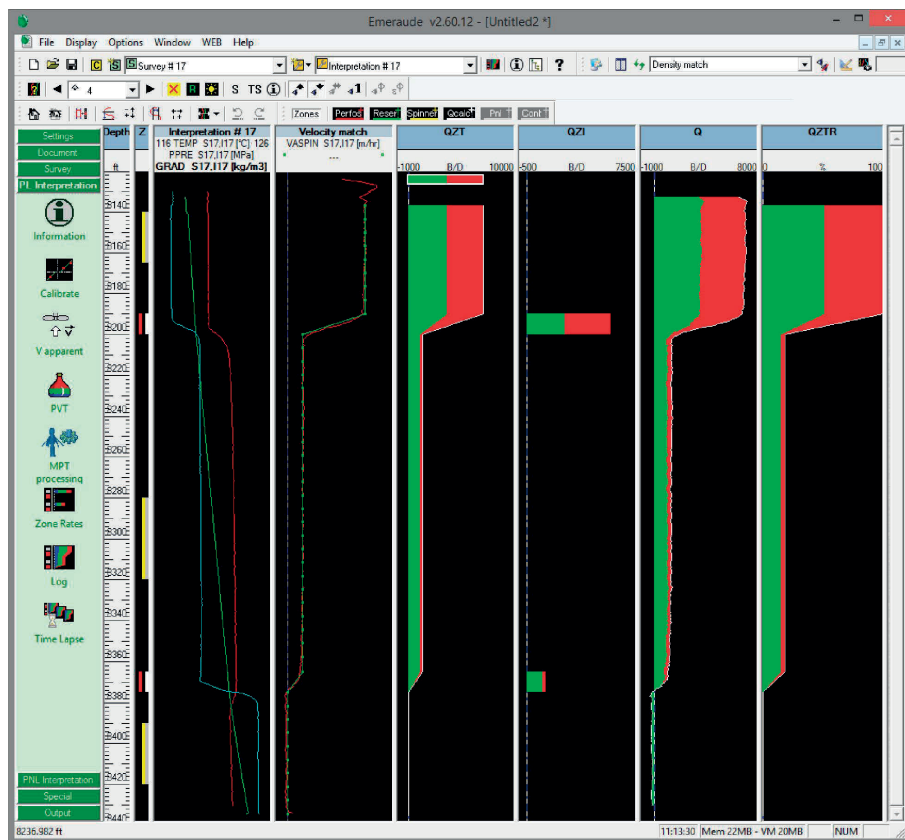




Рис. 4.47 Расчетная схематическая диаграмма

## Создание полной диаграммы дебитов

Вернитесь к опции «Log» и на этот раз выберите только «Полная». Сделайте снимок текущего экрана, щелкнув на кнопку . Этот экран может быть назван, к примеру, «Конечный». Теперь вы можете переключаться с исходных данных на конечные данные, щелкнув клавишей мыши на  и выбрав соответствующий снимок экрана в списке.

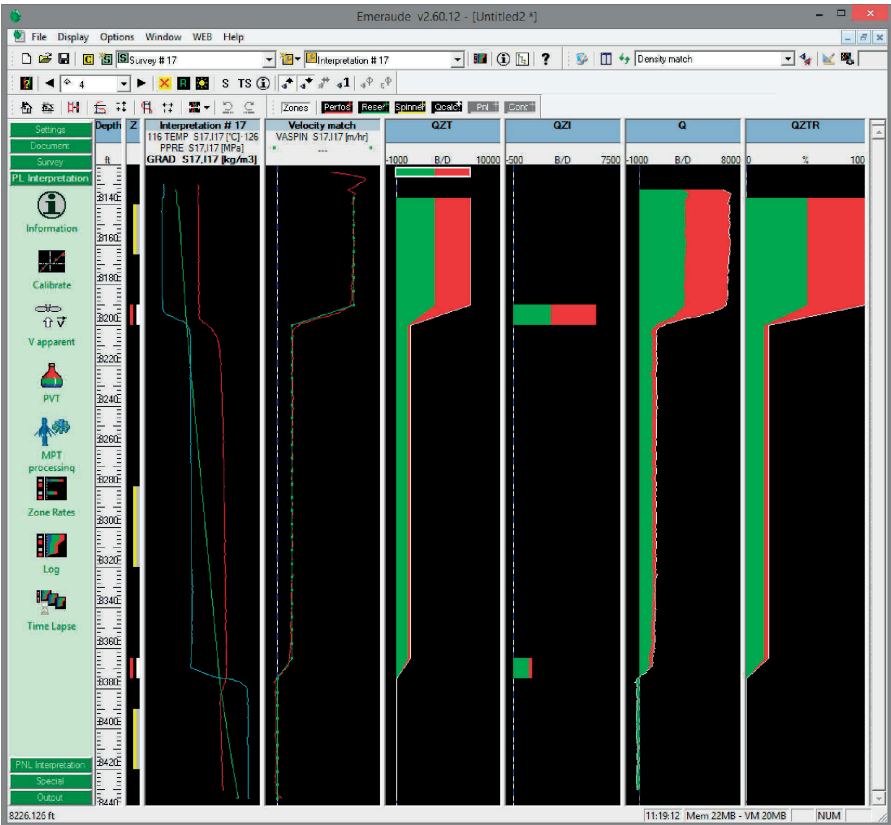


Рис. 4.48 Расчетная полная диаграмма дебитов

#### 4.4 Выходные данные

Перейдите на страницу выходных данных на панели управления. В программе Emeraude есть 5 типов выходных данных: **Диаграмма, Отчет, Сводная таблица, Экспорт и Отчет MSWord. Диаграмма**

Распечатка «Log» показывает по умолчанию графики, представленные на экране при выборе этой опции. Выходные данные «Log» можно проверить с помощью соответствующей опции «Предварительный просмотр». Заметьте, что шрифт, границы, линии и тип выходных данных можно изменять в опциях Начальная установка и Отображение в «Предварительном просмотре». В диалоге для начальной установки можно создать формат API (АНИ), к которому можно обращаться на любом этапе. (см. Помощь в режиме on-line в диалоговом окне Настройка печати). Выходные данные в виде диаграммы - это опция по умолчанию к установленным программам управления принтером. Заметьте, что выходные данные CGM или TIFF также могут быть получены при выборе последней опции на панели управления (опция CGM не входит в стандартную рассылку).

#### *Отчет*

Отчет состоит из следующих страниц (в зависимости от уровня интерпретации): Рабочая информация, PVT, Калибровка, Вклады интервалов при стандартных условиях; Вклады интервалов при пластовых условиях; Вклады интервалов в накопленную добычу - стандартные и пластовые условия); Подробные результаты - только для интерпретации многофазной системы. Используйте опцию «Предварительный просмотр» для проверки отчета. Сводная таблица

Это поинтервальные результаты в табличной форме. Результаты могут быть скопированы в буфер обмена. Экспорт

Создает выходной файл (LIS, LAS или простой ASCII) из текущей интерпретации. Заметьте, что опция экспорта в навигаторе данных может быть использована для создания пользователем файлов отчета. Отчет MSWord

Программа Emeraldе снабжена шаблоном отчета в формате Word, "SampleReport.doc", который воспроизводит встроенный отчет Emeraldе. При открытом документе в Emeraldе откройте «SampleReport.doc». Вверху документа вы увидите специальную инструментальную панель, показанную ниже:

В Word щелкните на закладку «Add-Ins», чтобы увидеть инструментальную панель, показанную ниже:




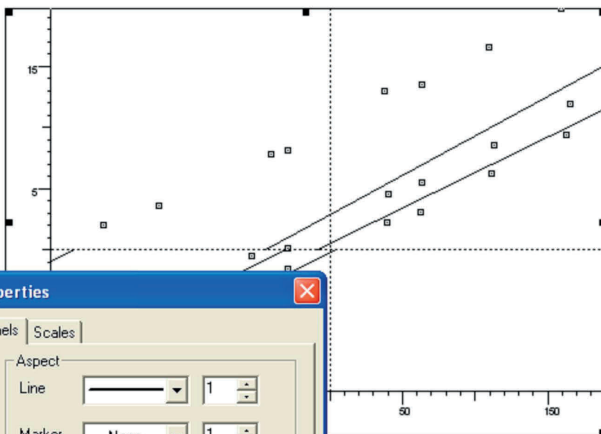
Предполагая, что ваш текущий документ Emeraldе показывает законченную интерпретацию, щелкните на вторую пиктограмму (Восстановить переменные Emeraldе): вся соответствующая информация будет занесена, во все таблицы будут добавлены строки и заполнены, а на странице 3 будет создан график калибровки.

### *Создание результата или шаблона*

Поскольку это документ Word, то результаты могут быть полностью созданы пользователем. Шрифты, цвет, форматы таблиц и т.д. могут быть изменены. Кроме того, график калибровки - это активный объект документа. Если щелкнуть на этот график, то появится диалоговое окно, в котором можно изменить цветовые шкалы и т.д. (см. следующую страницу).



	Company : Best Oil Company	Test : PL max Flw	EX1
	Field : A1	Date : 12/02/03	
	Well : WA#1	Survey : Production# 1	



**KappaPlot Control Properties** ✖

Kappa Plot Control Channels Scales

8140.0-8160.0 (POS)

8280.0-8320.0 (POS)

8280.0-8320.0 (NEG)

8390.0-8420.0 (POS)

8390.0-8420.0 (NEG)

Data

Aspect

Line — 1

Marker None 1

■

OK Cancel Apply

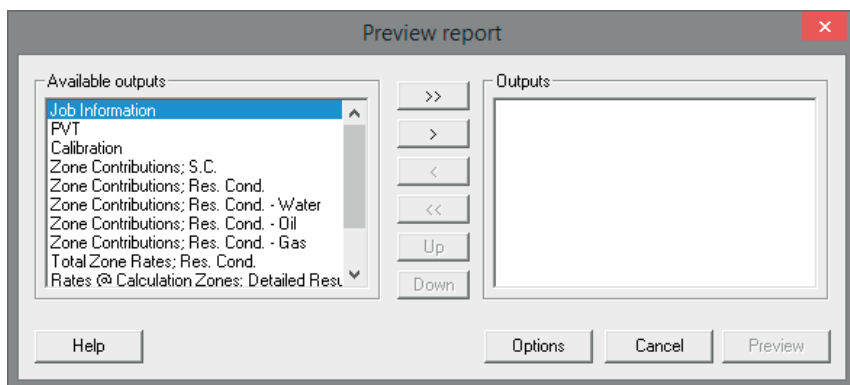
ft/min

Threshold(-) -8.5267 ft/min

Int (+) (ft/min)	Int (-) (ft/min)	Int. Diff. (ft/min)
175.152	N/A	0.000
30.368	-44.083	13.715
1.188	-8.527	13.715

**Рис. 4.49** Свойства управления графиками Карра

Третья пиктограмма инструментальной панели Emerald внутри документа Word дает доступ к диалоговому окну напротив. В этом диалоге вы можете полностью определить типы результатов, которые вы хотите видеть в своем отчете.



**Рис. 4.50** Диалоговое окно для определения свойств

Сохраните и выйдите из Emeraude.

Программное обеспечение Карра разработано таким образом, чтобы все команды и работа с диалоговыми окнами были в высокой степени интуитивно понятными.

### **Литература к главе 3**

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.
2. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. Уч. для вузов. – М.: Недра, 1991, - 223с.
3. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений М.: Недра, 1986. – 221с.
4. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов – М.: Недра, 1989. –190с.

5. Орлинский Б.М., Арбузов В.М. Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики. М.: Недра, 1971. – 152 с.
6. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра, 1977. –239 с.
7. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов М.: Недра, 1974. –224с.
8. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. М.: Гостехиздат, 1952. – 252 с.

## **ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. RUBIS KAPPA ENGINEERING**

### **1. Теоретические основы моделирования разработки нефтяных месторождений. ПО Rubis**

Rubis - это модуль программного пакета Ecrin для полномасштабного численного моделирования, он позволяет легко строить модели в интерактивном режиме за минуты, а не за часы или дни. Это достигается благодаря возможности прямого задания и интерполяции геометрических параметров и фильтрационно-емкостных свойств пластов. Таким образом можно оцифровать любую карту и провести геологическое моделирование без помощи специальных программ по построению геологических моделей и специалистов-геологов. Многовариантные прогнозы, расчёт запасов и исследование возможных вариантов разработки могут быть выполнены с адаптацией модели за очень короткое время. Естественно, такой подход является некоторым приближением. Кроме того, реализована возможность загрузки готовых геологических моделей из специальных симуляторов.

Rubis занимает нишу между материальным балансом ячейки разработки и объёмными гидродинамическими моделями. Он не заменяет их, но решает большую часть их задач. Он предоставляет полномасштабную модель месторождения, трёхмерную, многоскважинную, многофазную, с учётом гравитационных и капиллярных сил.

Главное отличие Rubis от других симуляторов - сетка строится автоматически, с учетом геометрии и неоднородности пласта по свойствам. При желании пользователь может влиять на процесс построения сетки.

Для моделирования используется обобщенная система дифференциальных уравнений Маскета-Мереса. Она описывает трехфазную трехмерную изотермическую нестационарную фильтрацию с учетом гравитационных и капиллярных сил:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_\alpha}{B_\alpha} \right) + \nabla \left( \frac{\vec{W}_\alpha}{B_\alpha} \right) = \bar{q}_\alpha; \quad \alpha = o, w; \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi S_o R_o}{B_o} \right) + \nabla \left( \frac{\vec{W}_g}{B_g} + \frac{R_o \vec{W}_o}{B_o} \right) = \bar{q}_{fg} + \bar{q}_o R_o; \quad (2)$$

$$\vec{W}_\alpha = - \frac{k k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} (\nabla P_\alpha + \rho_\alpha g \nabla D); \quad (3)$$

$$\sum_\alpha S_\alpha = 1; \quad \alpha = o, w, g; \quad (4)$$

$$P_{c\beta\alpha} = P_\beta - P_\alpha; \quad \alpha = o, w, g; \quad \beta = o, w, g, \quad (5)$$

где уравнения (1) и (2) представляют собой закон сохранения количества индивидуальных компонентов (объёмов воды, нефти и газа в стандартных условиях), а уравнения (3) являются обобщенным законом Дарси. Газ растворим в нефти, вода и нефть содержатся только в водной и нефтяной фазах соответственно.

Здесь индексы “o”, “w” и “g” относятся соответственно к нефтяной, водной и газовой фазам;  $\phi(x, y, z, P)$  - пористость пласта;  $S_\alpha$  - насыщенность породы фазой  $\alpha$ ;  $B_\alpha(P)$  - объемный коэффициент фазы  $\alpha$  (задается в виде таблицы или функции давления);  $k(x, y, z, P)$  - тензор абсолютной проницаемости;  $P$  - давление в нефтяной фазе ( $P_o$ );  $P_{c\beta\alpha}$  - капиллярное давление;  $\vec{W}_\alpha$  - вектор фазовой скорости фильтрационного потока;  $\bar{q}_\alpha(x, y, z, t)$  - фазовая плотность источников и стоков, моделирующих скважины, приведенная к стандартным условиям, индекс «fg» относится к свободному газу;  $R_o(P)$  - растворимость газа (задается в виде таблицы или функции давления) в нефти;  $\rho_\alpha(P)$  и  $\mu_\alpha(P)$  - плотность и вязкость (задается в виде таблицы или функции) фазы  $\alpha$  соответственно;  $k_{r\alpha}(S_o, S_w)$  - относительная фазовая проницаемость для фазы  $\alpha$ ;  $g$  - ускорение свободного падения;  $D(x, y, z)$  - превышение точки пласта над некоторой горизонтальной плоскостью;  $\nabla$  - оператор Гамильтона. Для добывающей скважины член

источника (стока) записывается со знаком плюс, а для нагнетательной скважины со знаком минус.

Подставим соотношения (3) и (5) в уравнения (1) и (2). Тогда принимая за опорное давление - давление в нефтяной фазе  $P \equiv P_o$ , получим:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) = \nabla \left[ \frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla P + \rho_o g \nabla D) \right] + \bar{q}_o; \quad (6)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) = \nabla \left[ \frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla P - \nabla P_{cow} + \rho_w g \nabla D) \right] + \bar{q}_w; \quad (7)$$


$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi S_o R_o}{B_o} \right) = \nabla \left[ \frac{kk_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla P_{cgo} - \nabla P + \rho_g g \nabla D) + \frac{R_o kk_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla P + \rho_o g \nabla D) \right] + \bar{q}_{fg} + \bar{q}_o R_o. \quad (8)$$

Уравнения (6)-(8) вместе с соотношением (4) и (5) составляют замкнутую систему с четырьмя неизвестными  $P, S_o, S_w, S_g$ .

Для дискретизации уравнений (6)-(8) в Rubis использован метод конечных объемов. Расчетная схема неявная по давлению и по насыщенности. Для решения системы линейных алгебраических уравнений используется предобуславливатель ILU и решатель BiCGstab.

## 2. Построение трехфазной модели с помощью ПО Rubis

### 2.1 Создание новой модели

На рис. 2.1.1 показано стартовое окно программы Rubis. Для создания нового проекта (новой модели) в Rubis необходимо использовать меню File→New либо нажать кнопку  в левом верхнем углу экрана. После этого появляется окно информации о модели «Reservoir – field infos», рис. 2.1.2. В этом окне можно указать:

1. «Name» - название месторождения.
2. «Company» - название компании.
3. «Country» - название страны.
4. «Reference date» - дата начала моделирования.
5. «Default end date» - дата окончания моделирования.

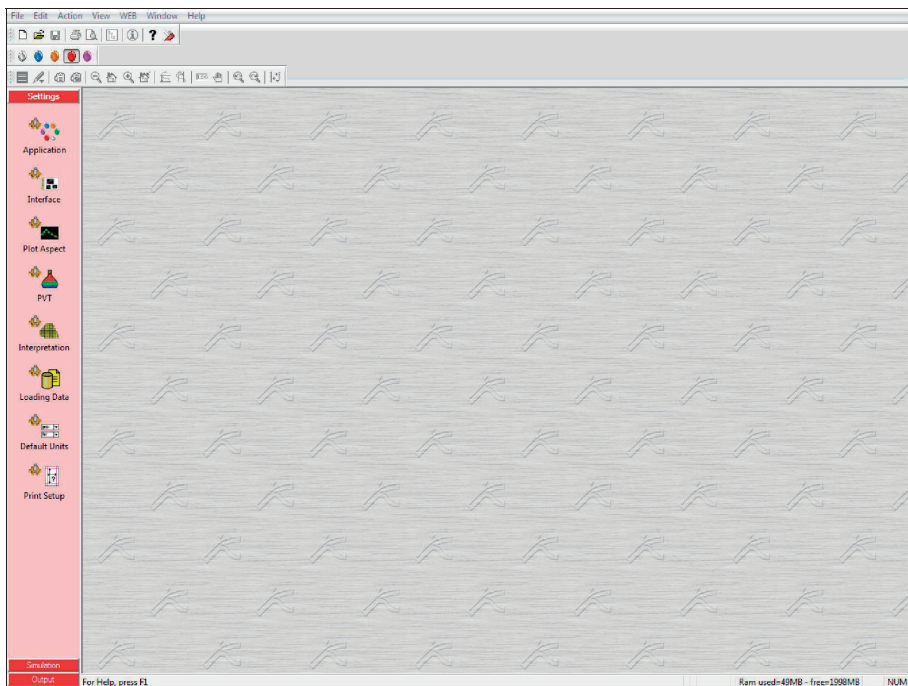


Рис. 2.1.1 Стартовое окно программы Rubis

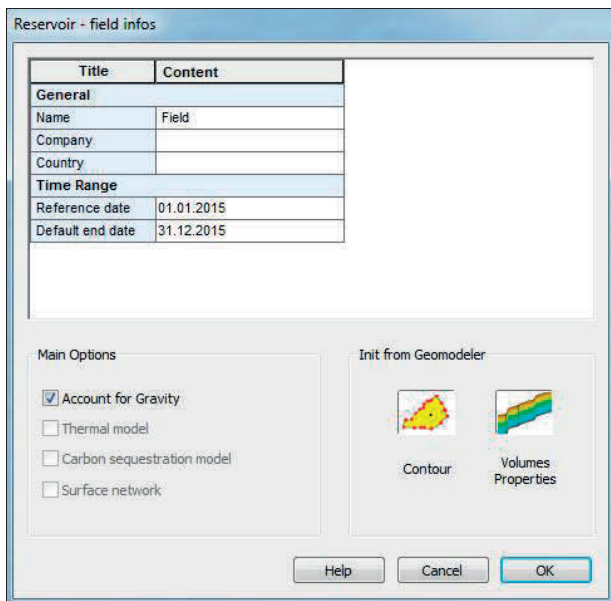


Рис. 2.1.2 Информация о модели

Там же в окне «Reservoir – field infos» в области основных опций «Main Options» можно выбрать учет различных физических явлений при моделировании:

1. «Account for Gravity» - гравитация.
2. «Thermal model» - неизотермическая фильтрация.
3. «Carbon sequestration model» - модель связанного углерода (используется для моделирования сланцевого газа и угольного метана).
4. «Surface network» - наземное оборудование для сбора скважинной продукции.

В окне «Reservoir – field infos» в области загрузки данных из геологической модели «Init from Geomodeler» можно загрузить контуры пласта и объемное распределение фильтрационно-емкостных свойств, например из сторонних геологических симуляторов:

1. «Contour» - контуры пласта.
2. «Volumes Properties» - распределение фильтрационно-емкостных свойств.

После заполнения окна «Reservoir – field infos» и нажатия кнопки «ОК» открывается 2D карта пласта, рис. 2.1.3, а слева появляется столбец кнопок для задания параметров модели, настройки счета, инициализации и моделирования.

## 2.2 Задание PVT-свойств

Для задания PVT-свойств необходимо нажать кнопку PVT в левой части окна, рис. 2.1.3. В результате откроется окно определения PVT-свойств пласта «Reservoir – PVT definition», рис. 2.2.1. В этом окне в области температурной опции «Temperature option» можно выбирать способы задания зависимости PVT-свойств от температуры. Мы рассматриваем изотермическую фильтрацию и это вопрос нас не интересует.



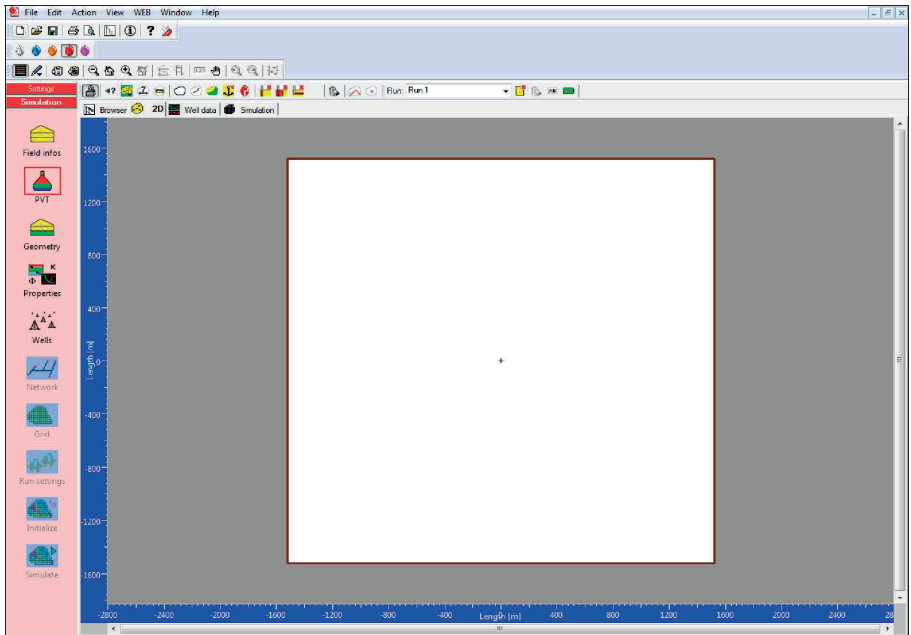


Рис. 2.1.3 2D карта

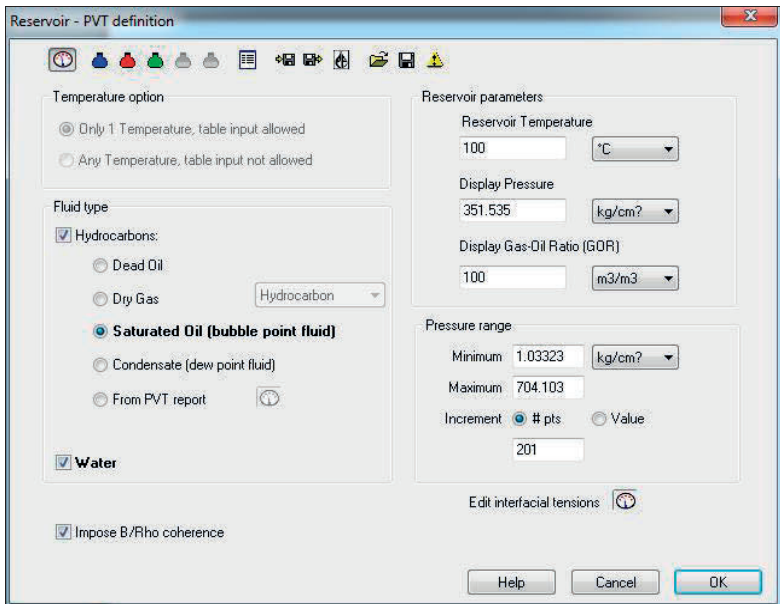


Рис. 2.2.1 Окно определения PVT-свойств пласта

В области выбора типа флюида «Fluid type» в окне «Reservoir – PVT definition» можно выбрать для последующего задания PVT-свойств следующие углеводородные флюиды «Hydrocarbons» (может быть выбран только один тип углеводородного флюида):

1. «Dead Oil» - дегазированная нефть (в этом случае предполагается, что пластовое давление всегда остается выше давления насыщения нефти газом).
2. «Dry Gas» - сухой газ.
3. «Saturated Oil (bubble point fluid)» - насыщенная газом нефть. Газ может выделяться из нефти при падении давления ниже давления насыщения.
4. «Condensate (dew point fluid)» - конденсат. Из жирного газа может выпадать конденсат. Для описания течения конденсата модель Маскета-Мереса (1)-(5) не подходит. Используется композиционная модель.
5. «From PVT report» - загрузка PVT-свойств из файла.

Кроме углеводородных флюидов так же может учитываться вода «Water».


При выборе «Saturated Oil (bubble point fluid)» необходимо задать следующие параметры пласта «Reservoir parameters»:


1. «Reservoir Temperature» - пластовая температура (предполагается постоянной).
2. «Display Pressure» - начальное пластовое давление.
3. «Display Gas-Oil Ratio (GOR)» - растворимость газа в нефти при начальном давлении и температуре (начальный газовый фактор).

Кроме того в области выбора размеров таблиц PVT-параметров «Pressure range» можно задавать:

1. «Minimum» - минимальное давление в таблице.
2. «Maximum» - максимальное давление в таблице.
3. «Increment» - шаг таблицы в виде:

- a. «Pts» - общее количество шагов в таблице.
- b. «Value» - размер одного шага в таблице.

После задания всех этих параметров переходят к заданию непосредственно свойств воды «Water properties», газа «Gas properties» и нефти «Oil properties». Переключение между наборами свойств осуществляется с помощью кнопок .

На рис. 2.2.2 показано окно для задания свойств воды - окно «Reservoir – PVT definition», открытое на вкладке «Water properties»  «Main options». Здесь в области силы тяжести «Gravity» можно задать на выбор:

- 1. «Gravity» - плотность в стандартных условиях.
- 2. «Salinity» - соленость.

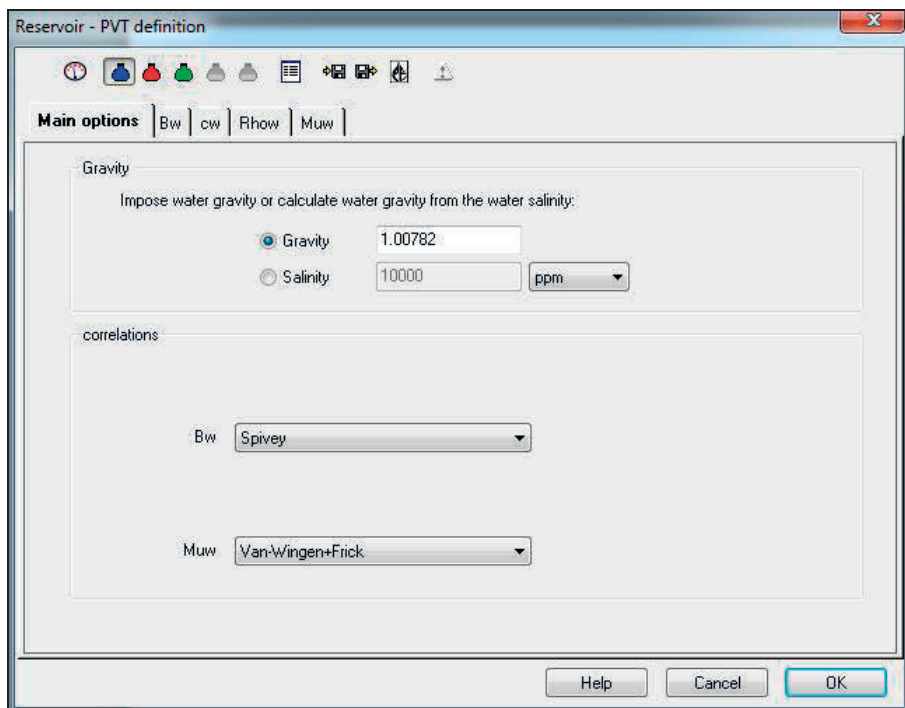


Рис. 2.2.2 Задание свойств воды


В области «Correlations» необходимо выбрать корреляции, которые затем будут использованы для построения зависимостей свойств воды от давления и температуры:

1. «Bw» - корреляции для объемного коэффициента воды.
2. «Muw» - корреляции для вязкости воды.

Переключаясь между вкладками свойств воды с помощью кнопок

**Bw** | cw | Rhow | Muw можно просмотреть полученные корреляции для:

1. Bw» - объемного коэффициента воды.
2. «cw» - сжимаемости воды.
3. «Rhow» - плотности воды.
4. «Muw» - вязкости воды.

На рис. 2.2.3 показано окно корреляции объемного коэффициента воды - окно «Reservoir – PVT definition», открытое на вкладке «Water properties»  «Bw».

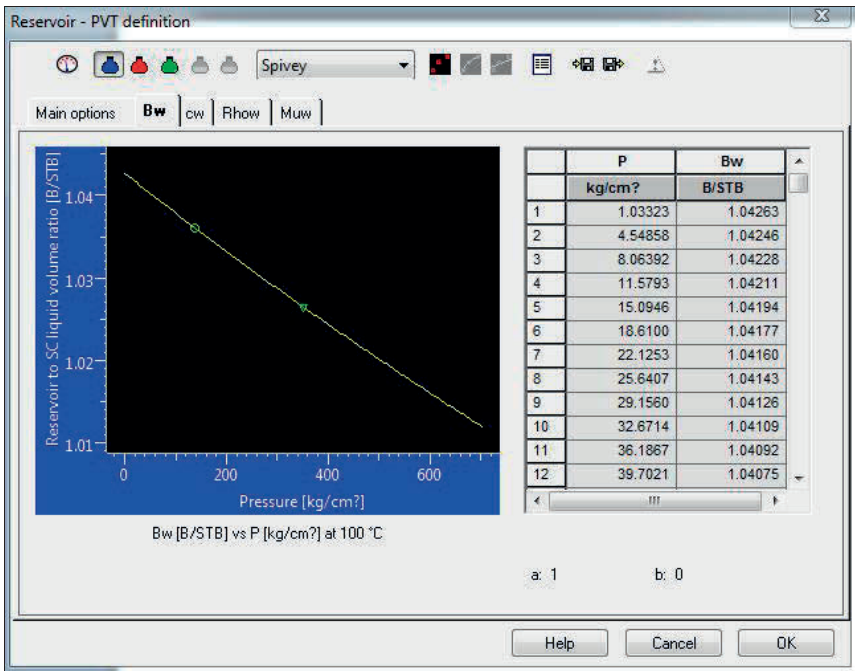




Рис. 2.2.3 Корреляция для объемного коэффициента воды

Здесь с помощью кнопок  можно задать известные значения зависимости объемного коэффициента воды от давления и затем адаптировать под них корреляцию:

1. «Constraints» - задать известные значения зависимости объемного коэффициента воды от давления.
2. «Match constraints» - совместить корреляцию с заданными значениями зависимости.
3. «Reset constraints» - сбросить корреляцию к значениям по умолчанию.

Аналогично для других свойств воды.

На рис. 2.2.4 показано окно для задания свойств газа - окно «Reservoir – PVT definition», открытое на вкладке «Gas properties»  «Main options».

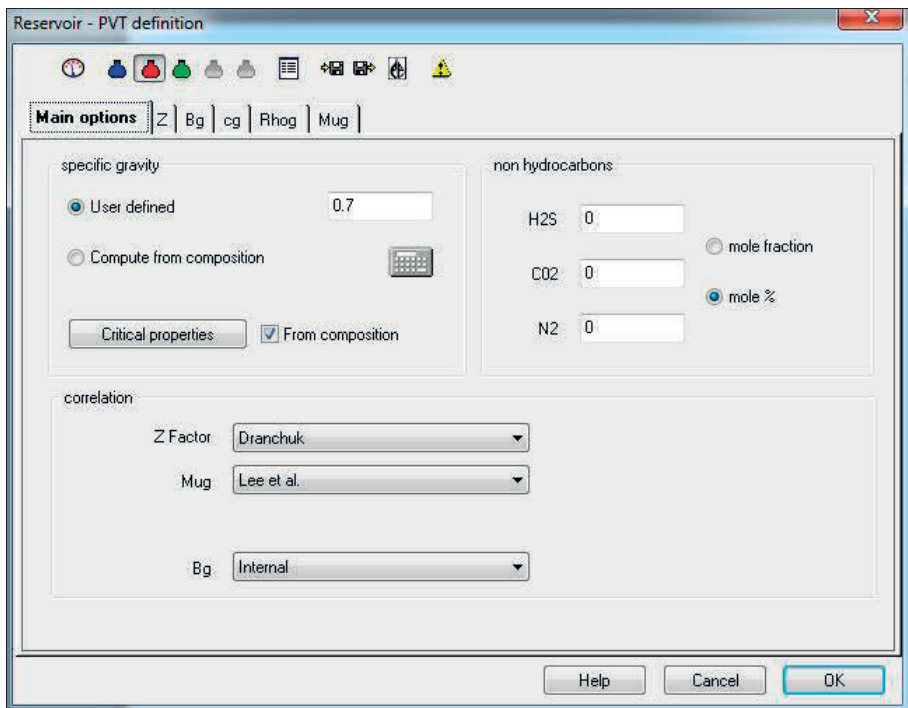


Рис. 2.2.4 Задание свойств газа

Здесь в области силы тяжести «Specific gravity» можно:

«User defined» - задать удельную плотность газа.

«Compute from composition» - рассчитать удельную плотность газа задавая состав, рис. 2.2.5.

Если выбрана опция «User defined», то в области «Non hydrocarbons» можно задать содержание неуглеводородных компонентов для учета в корреляциях влияния этих компонентов на свойства газа.

В области «Correlations» необходимо выбрать корреляции, которые затем будут использованы для построения зависимостей свойств газа от давления и температуры:

1. «Z Factor» - корреляции для Z-фактора газа (коэффициент сверхсжимаемости).
2. «Mug» - корреляции для вязкости газа.
3. «Bg» - корреляции для объемного коэффициента газа.

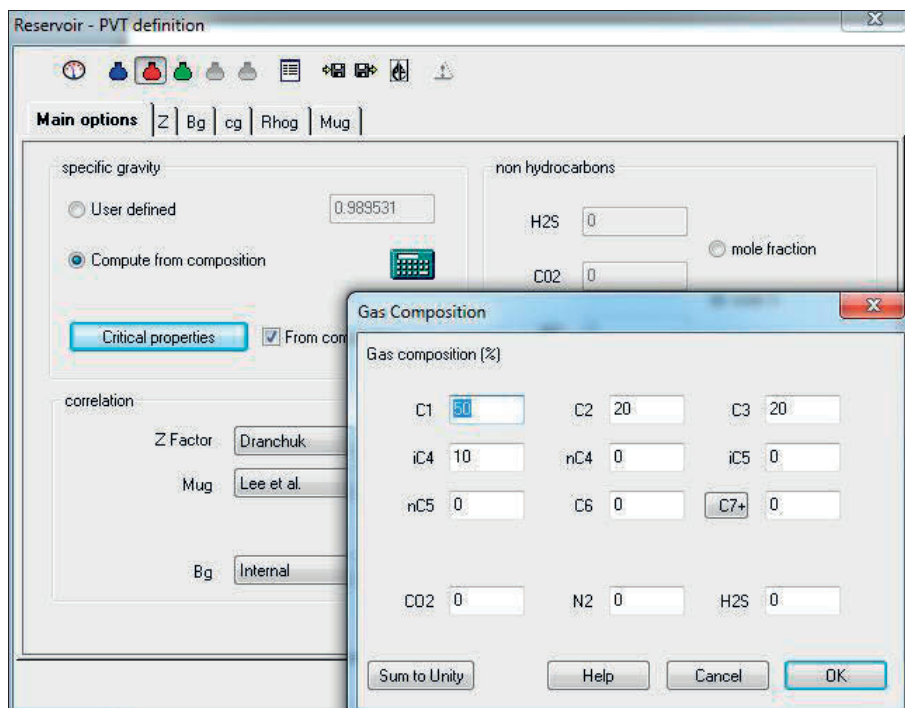



Рис. 2.2.5 Задание состава газа

Переключаясь между вкладками свойств газа с помощью кнопок **Z** | **Bg** | **cg** | **Rhog** | **Mug** можно просмотреть полученные корреляции для:

1. «Z Factor» - Z-фактора газа (коэффициента сверхсжимаемости).
2. «Bg» - объемного коэффициента газа.
3. «cg» - сжимаемости газа.
4. «Rhog» - плотности газа.
5. «Mug» - вязкости газа.

На рис. 2.2.6 показано окно для задания свойств нефти - окно «Reservoir – PVT definition», открытое на вкладке «Oil properties»  «Main options». Здесь в области силы тяжести «Gravity» задается плотность нефти в стандартных условиях.

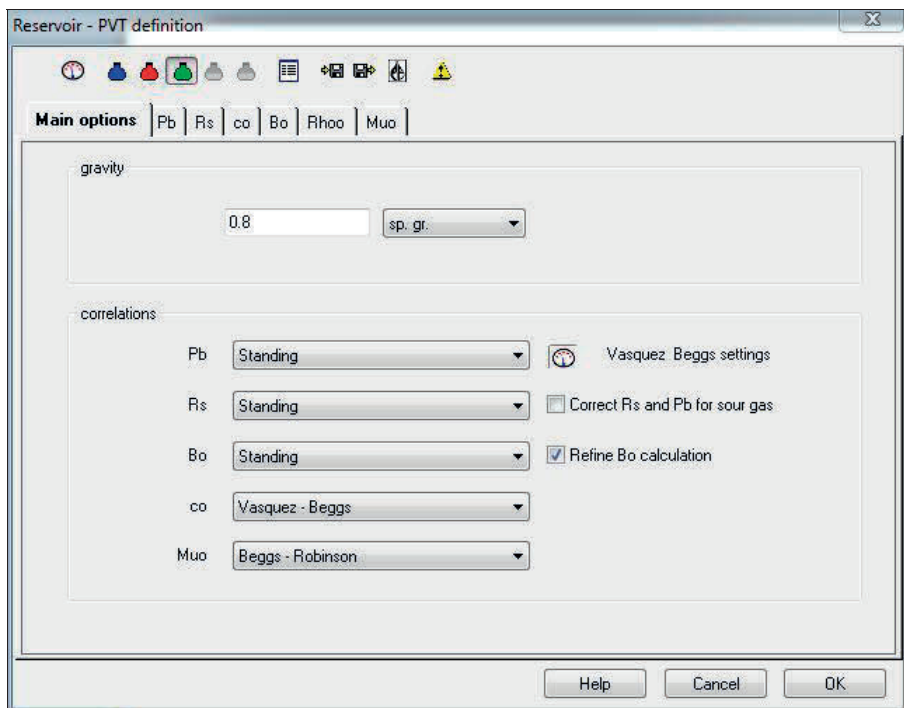


Рис. 2.2.6 Задание свойств нефти

В области «Correlations» необходимо выбрать корреляции, которые затем будут использованы для построения зависимостей свойств нефти от давления и температуры:


1. «Pb» - корреляции для давления насыщения нефти газом.
2. «Rs» - корреляции для растворимости газа в нефти.
3. «Vo» - корреляции для объемного коэффициента нефти.
4. «Co» - корреляции для сжимаемости нефти.
5. «Muо» - корреляции для вязкости нефти.


Переключаясь между вкладками свойств нефти с помощью кнопок

Pb | Rs | Co | Vo | Rhoo | Muо можно просмотреть полученные корреляции для:


1. «Pb» - давления насыщения нефти газом.
2. «Rs» - растворимости газа в нефти.
3. «Co» - сжимаемости нефти.
4. «Vo» - объемного коэффициента нефти.
5. «Rhoo» - плотности нефти.
6. «Muо» - вязкости нефти.

### 2.3 Задание границ пласта, разломов и точек входа скважин в пласт

Если геометрия пласта не была загружена из сторонних геологических моделей, как показано в разделе 2.1, то она должна быть задана вручную. С помощью кнопки для загрузки и редактирования карты «Load and edit bitmap»  в верхней части панели, рис 2.1.3, можно загрузить карту из графического файла, например bmp или jpg, рис. 2.3.1.

С помощью двойного щелчка по коричневому контуру, обрамляющему карту, можно перейти в режим редактирования контура. То же самое можно сделать с помощью кнопки «Draw contour» . Для выхода из режима редактирования контура необходимо два раза щелкнуть левой кнопкой мыши.



Затем с помощью кнопки «Create fault»  задаются разломы. Для герметичного соединения разлома с контуром начало разлома должно совпадать с узлом контура, рис. 2.3.2.

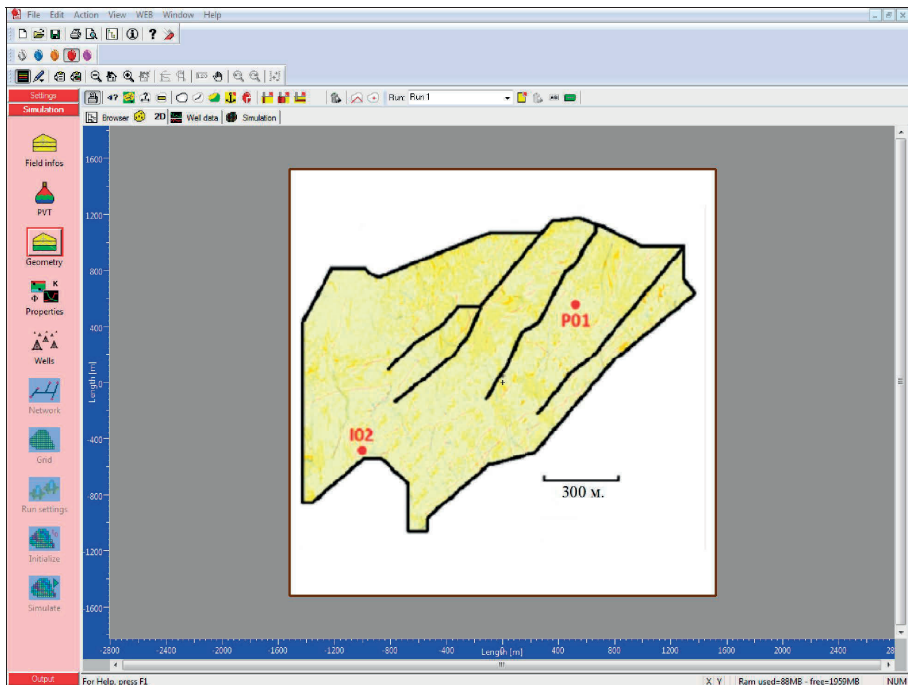







Рис. 2.3.1 Карта пласта, загруженная из графического файла

С помощью кнопки «Set scale»  и масштабной линейки на карте, рис. 2.3.1, задается масштаб.

С помощью кнопки  «Create well» задаются места входа в пласт вертикальных скважин. Для скважин с гидроразрывом пласта используют кнопку  «Create fractured well», а для горизонтальных скважин - кнопку  «Create horizontal well». Дважды щелкнув по скважине на карте можно открыть окно «Reservoir - wells» изменить имя скважины и задать ее параметры, рис. 2.3.3. Задание параметров скважины подробно будет рассмотрено в следующих разделах. Для задания разреза (рис. 2.3.2, жирная красная линия), по которому можно будет позже просматривать

фильтрационно-емкостные свойства, давление и насыщенность, используется кнопка  «Create cross-section».

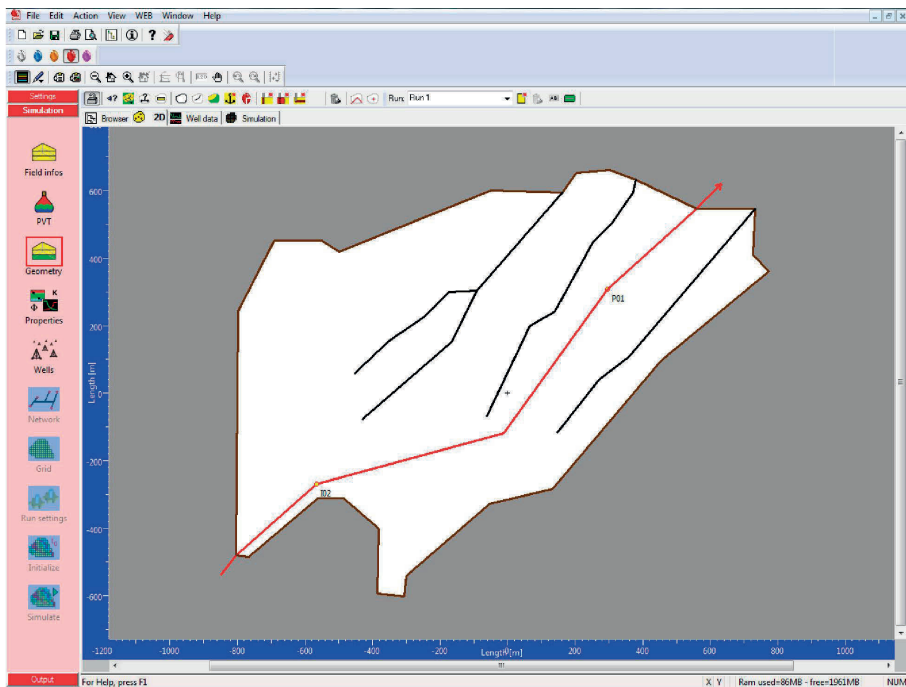



Рис. 2.3.2 Границы пласта, разломы и точки входа скважин в пласт

Reservoir - wells

	Well name	Type		Date of first operation
1	P01	Vertical	X	01.01.2015 0:00:00
2	I02	Vertical	X	01.01.2015 0:00:00






 Geometry
  Perforations
  Wellbore
  Data
  Controls

Рис. 2.3.3 Задание параметров скважин

После щелчка правой кнопкой мыши по окну карты открывается окно, рис. 2.3.4. После выбора в этом окне «Edit display settings» открываются настройки изображения «Display settings», рис. 2.3.5. Выбирая в области карта «Maps» опцию «Show nothing», в результате скрываем карту, загруженную ранее из графического фала получаем рис. 2.3.2.

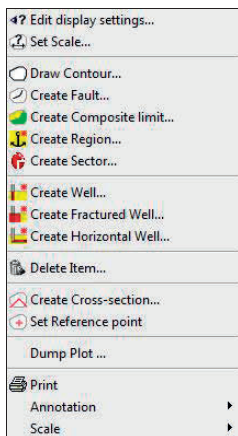


Рис. 2.3.4 Управление картой

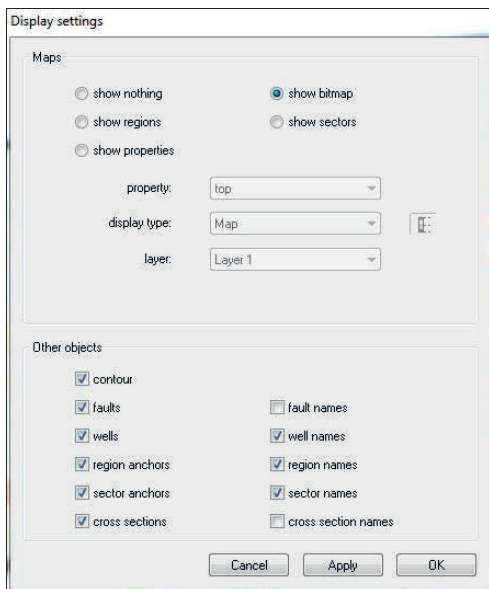


Рис. 2.3.5 Настройки изображения

## 2.4 Задание глубины залегания и толщины пласта

Если геометрия пласта не была загружена из сторонних геологических моделей, как показано в разделе 2.1, то она должна быть задана с помощью окна геометрии пласта «Reservoir - geometry», рис. 2.4.1, которое открывается нажатием кнопки «Geometry» на вертикальной панели в левой части экрана, рис 2.1.3.

В окне «Reservoir - geometry» в области «Number of layers» указывается количество геологические слоев (пластов, пропластков) которые затем будут описываться. На рис. 2.4.1 пласт разбит на три слоя:

1. «Sand» - песчаник, верхний слой с хорошими коллекторскими свойствами (они будут заданы в следующем разделе).
2. «Shale» - глина, средний слой с очень низкими значениями пористости и проницаемости.
3. «Bottom» - нижний слой со средними коллекторскими свойствами.

Reservoir - geometry

Number of layers : 3      Geometry Input : 1 top + n-thickness

#	Name	Value		Type
			m	
1	Sand	top	1815.78	Data Set
		thicknes	17.4	Data Set
2	Shale	thicknes	0.3125	Data Set
3	Bottom	thicknes	9.144	Constant

Buttons: Insert, Add, Delete, Shift, Status, Help, Cancel, OK


Рис. 2.4.1 Окно задания геометрии пласта «Reservoir - geometry»




В области «Number of layers», рис. 2.4.1, указывается количество слоев (пропластков). В области «Geometry Input» указываются способы задания координат слоев:

1. «1 top + n-thickness» - задается глубина кровли первого слоя и толщина всех слоев.
2. «n-thickness + 1 bottom» - задается толщина всех слоев и глубина подошвы последнего слоя.
3. «n-top + 1-bottom» - задается глубина кровли всех слоев и глубина подошвы последнего слоя.
4. «1-top + n-bottom» - задается глубина подошвы всех слоев и глубина кровли первого слоя.
5. «individual layers» - для каждого слоя задается толщина, глубина кровли и подошвы.

В области «Type» выбирается тип задания данных:

1. «Data set» - задания карты параметра.
2. «Constant» - постоянное значение параметра.

При выборе типа «Data set» с помощью кнопки  можно открыть окно задания карты выбранного параметра, рис. 2.4.2 – карта глубины кровли слоя песчаника «Top - Sand».

В левой части рис. 2.4.2 показана таблица значений глубины кровли от координат X и Y, по которым построена карта. Начало отсчета на карте отмечено символом . С помощью кнопки  можно загрузить таблицу с данными из текстового файла. С помощью кнопки  можно вручную указать точку на карте и задать значение параметра в этой точке.

На рис. 2.4.3 приведена карта толщины слоя песчаника «Thickness - Sand».

На рис. 2.4.4 приведена карта толщины слоя глины «Thickness - Shale».

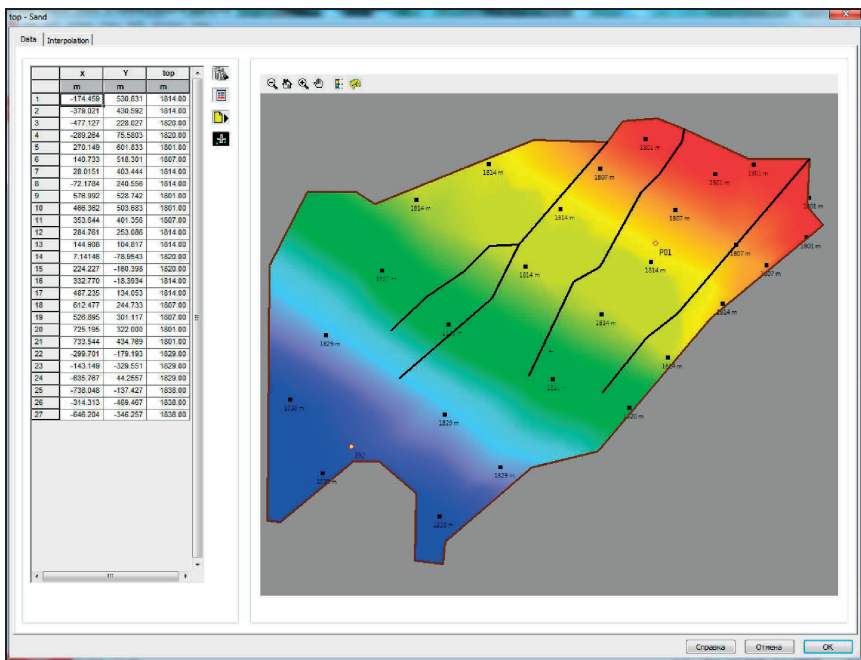


Рис. 2.4.2 Карта глубины кровли слоя песка «Top - Sand»

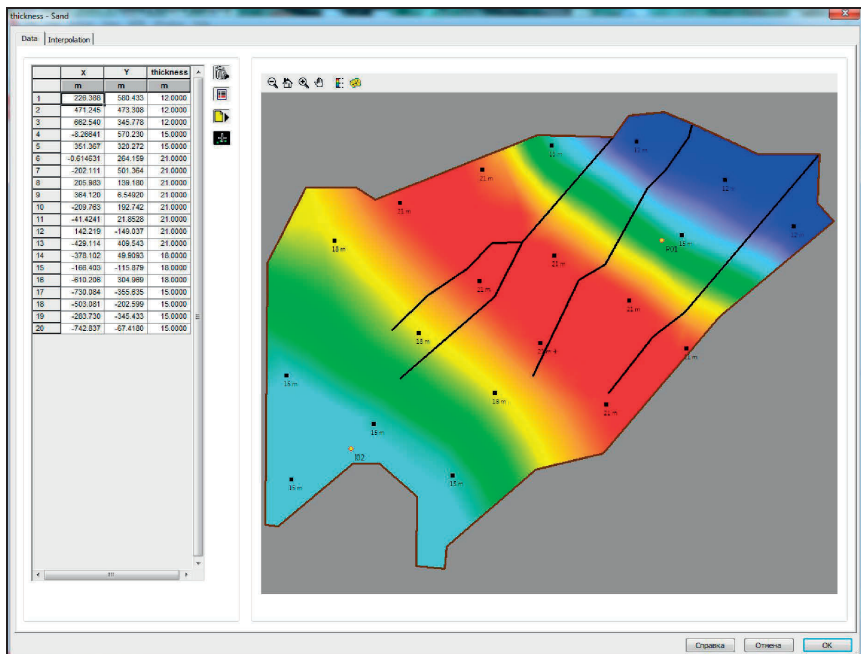


Рис 2.4.3 Карта толщины слоя песка «Thickness - Sand»

Вкладка «Interpolation» на рис. 2.4.2–2.4.4 позволяет выбрать метод интерполяции значений параметра между заданными точками:

1. «Inverse distance weighting» - взвешивание по обратному расстоянию.
2. «Linear interpolation» - линейная интерполяция.
3. «Kriging» - крикинг.
4. «Direct interpolation» - прямая интерполяция.

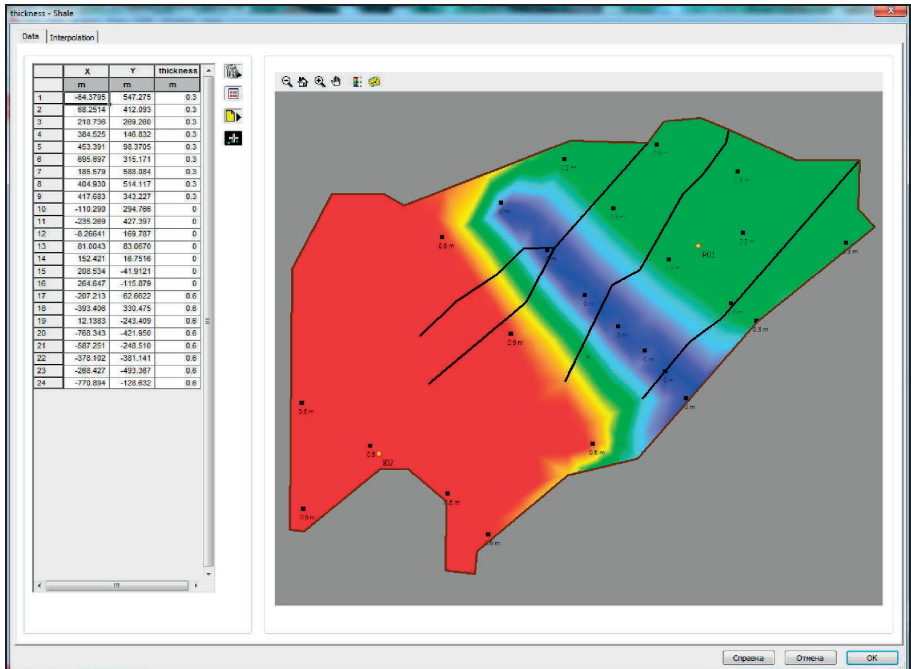




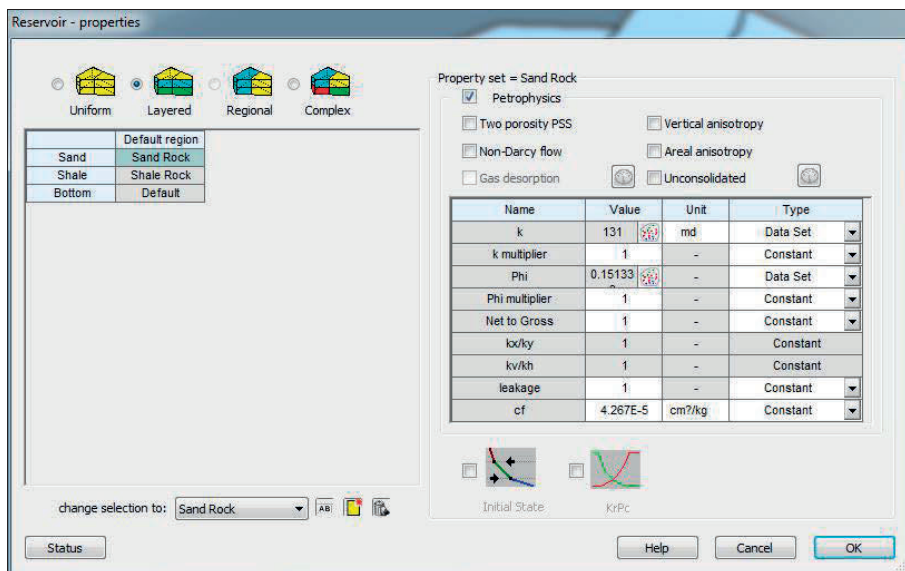
Рис. 2.4.4 Карта толщины слоя глины «Thickness - Shale»

## 2.5 Задание фильтрационно-емкостных свойств пласта

Если фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта не были загружены из сторонних геологических моделей, как показано в разделе 2.1, то они должны быть заданы с помощью окна свойств пласта «Reservoir - properties», рис. 2.5.1

Фильтрационно-емкостные свойства пласта могут задаваться двумя способами:

1. Свойства постоянны в пределах пласта или выделенного региона. Задается по одному значению свойства для каждого региона. Регины задаются на вкладке  «2D map» с помощью кнопки  «Create region».
2. Свойства изменяются по площади слоев и задаются в виде отдельных карт для каждого слоя.




**Рис. 2.5.1** Окно задания фильтрационно-емкостных свойств пласта «Reservoir - properties». Слой «Sand» - песок

В окне «Reservoir - properties» выбирают способ задания свойств:

1. «Uniform» - по всему пласту.
2. «Layered» - по слоям.
3. «Regional» - по регионам.
4. «Complex» - комплексно по слоям и регионам.

На рис. 2.5.1 выбрано задание свойств по слоям «Layered». Выделено три слоя: «Sand» - песок, «Shale» - глина, «Bottom» - нижний слой. В



пределах этих слоев задано соответственно три набора свойств «Sand Rock» - свойства песчаника, «Shale Rock» - свойства глины, «Default» - свойства по умолчанию. В каждой модели обязательно должен присутствовать набор свойств «Default». По умолчанию к нему привязываются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и параметры инициализации модели (параметры для вычисления начального распределения насыщенности и пластового давления). Изменить название набора свойств можно с помощью кнопки .

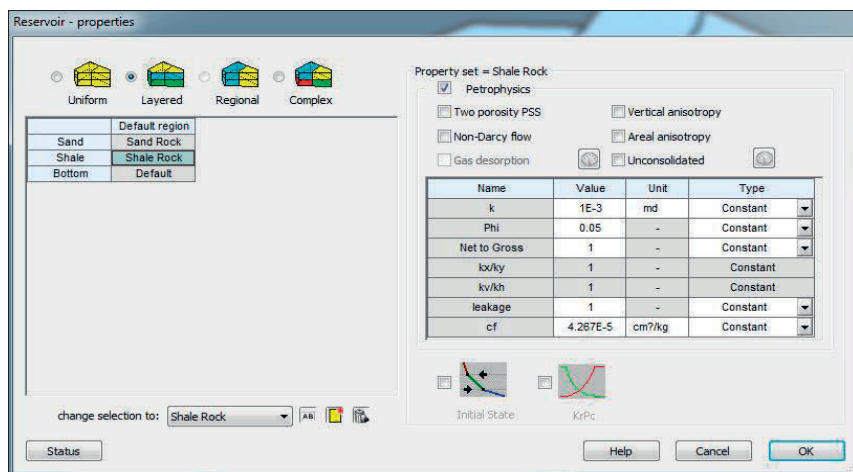
В окне «Reservoir - properties» в области «Property set» для каждого слоя (набора свойств) можно выбрать следующие опции, рис. 2.5.1:

1. «Petrophysics» - задание непосредственно фильтрационно-емкостных свойств пласта.
2. «Two porosity PSS» - модель двойной пористости, используемая в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах для раздельного моделирования фильтрации в порах и трещинах с учетом перетоков между ними.
3. «Non-Darcy flow» - модель фильтрации с отклонением от закона Дарси.
4. «Gas desorption» - модель десорбции газа.
5. «Vertical anisotropy» - учет вертикальной анизотропии проницаемости.
6. «Areal anisotropy» - учет горизонтальной анизотропии проницаемости (тензор проницаемости диагональный).
7. «Unconsolidated» - модель слабосцементированного коллектора, в котором пористость и проницаемость сложным образом зависят от давления.

В окне «Reservoir - properties» в области «Petrophysics» задаются следующие петрофизические свойства пласта (одно значение – тип «Constant», карта – тип «Data set»):

1. «k» - абсолютная проницаемость (кроме «Constant» и «Data set» можно выбрать тип «k (Phi)» - задание проницаемости как функции пористости).
2. «k multiplier» - множитель абсолютной проницаемости, используемый для адаптации модели.
3. «Phi» - пористость.
4. «Phi multiplier» - множитель пористости, используемый для адаптации модели.
5. «Net to Gross» - песчаность, доля толщины пласта, занимаемая коллектором.
6. «kx/ky» - коэффициент горизонтальной анизотропии проницаемости.
7. «kv/kh» - коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости.
8. «Leakage» - коэффициент перетока между слоями.
9. «cf» - сжимаемость пласта.

ФЕС для слоя «Sand» показаны на рис. 2.5.1, «Shale» - рис. 2.5.2, «Bottom» - рис. 2.5.3. Карта проницаемости для слоя «Sand» приведена на рис. 2.5.4, пористости – на рис. 2.5.5.



**Рис. 2.5.2** Окно задания фильтрационно-емкостных свойств пласта «Reservoir - properties». Слой «Shale» - глина

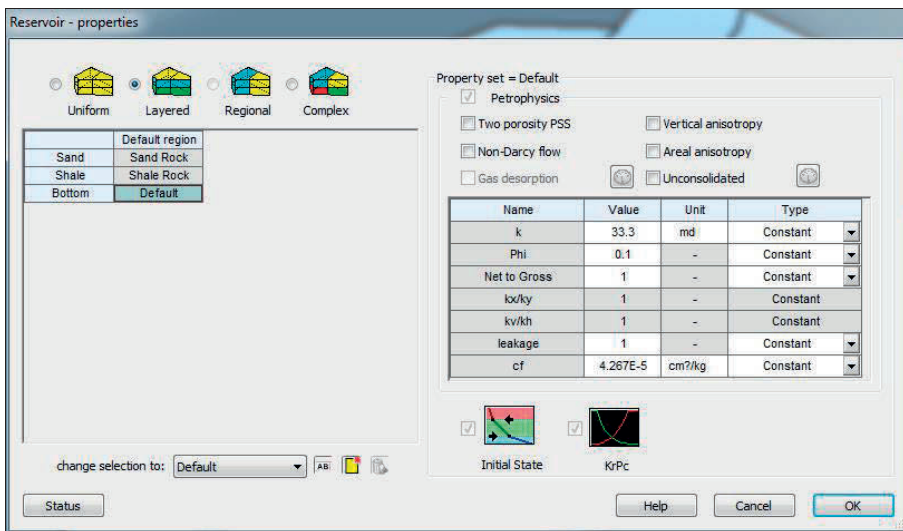


Рис. 2.5.3 Окно задания фильтрационно-емкостных свойств пласта «Reservoir - properties». Слой «Bottom» - нижний слой

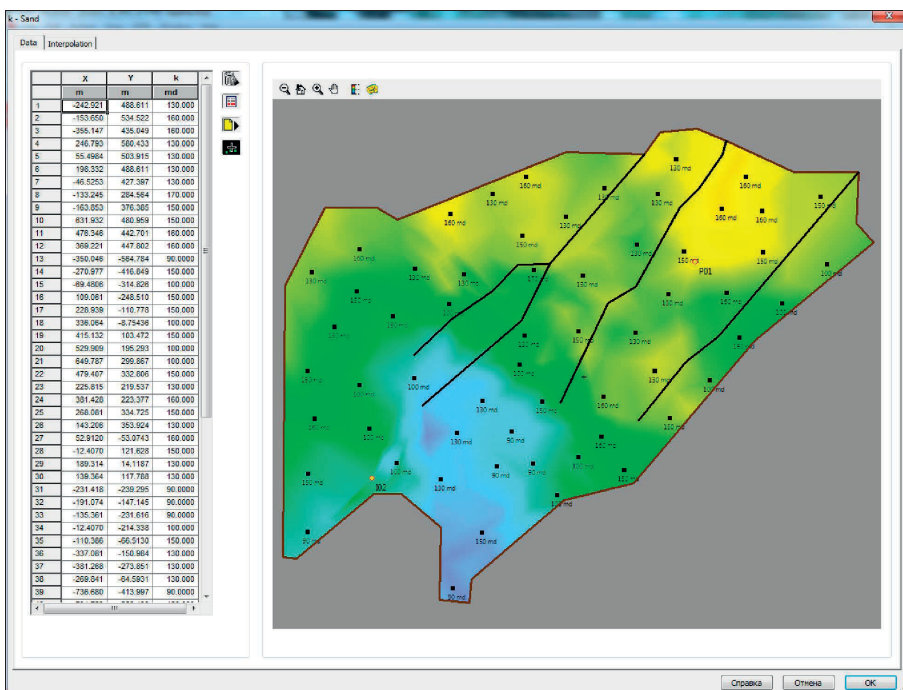


Рис. 2.5.4 Карта проницаемости песчаника «k - Sand»

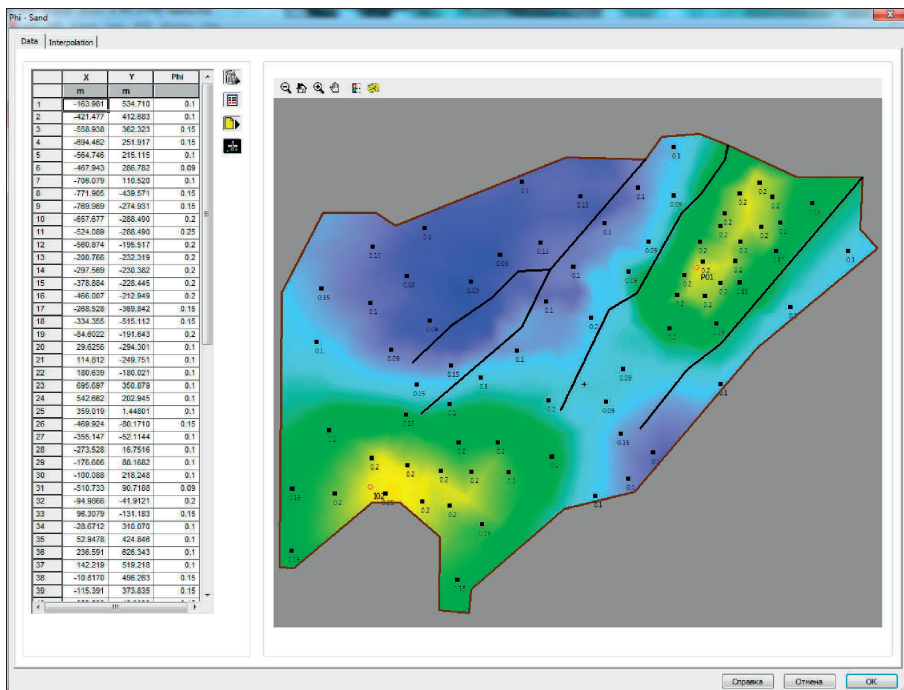


Рис. 2.5.5 Карта пористости песчаника «Phi - Sand»

Начальное распределение давления и насыщенности рассчитывается исходя из условий равновесия. Окно задания начального распределения давления и насыщенности открывается с помощью кнопки «Initial State» в нижней части окна «Reservoir - properties», рис. 2.5.3. Для расчета начального распределения давления и насыщенности в окне «Initial State» задаются следующие параметры, рис. 2.5.6:

1. «Reference Depth (MSL)» - опорная глубина.
2. «Reference Initial Pressure» - начальное пластовое давление на опорной глубине.
3. «Reservoir Temperature» - пластовая температура.
4. «GOC» - глубина газо-нефтяного контакта.
5. «WOC» - глубина водо-нефтяного контакта.

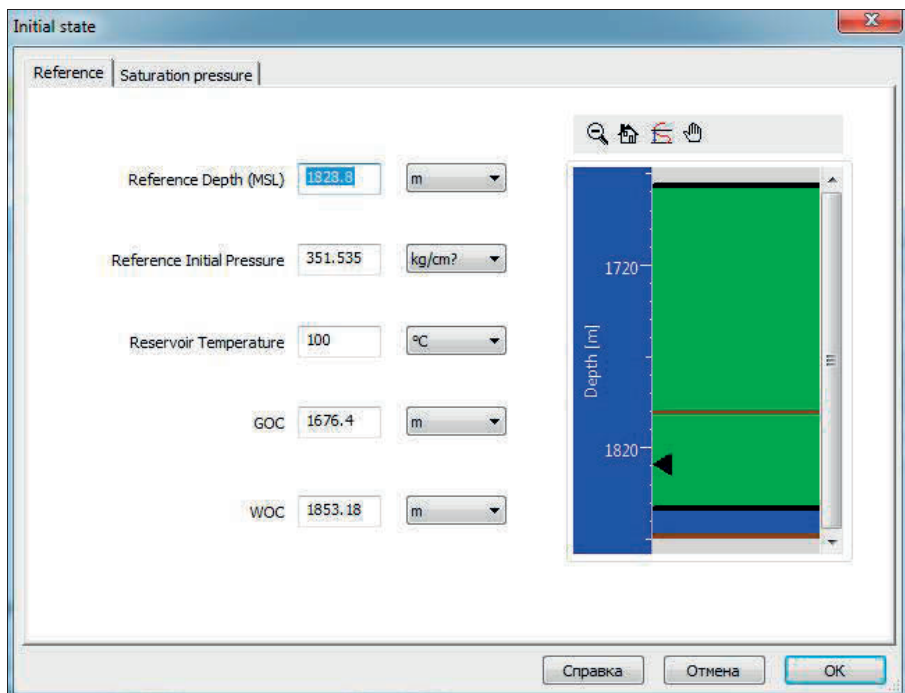


Рис. 2.5.6 Окно задания начального распределения давления и насыщенности

Окно задания функций относительной фазовой проницаемости и капиллярного давления открывается с помощью кнопки «KrPc» в нижней части окна «Reservoir - properties», рис. 2.5.3. Для этого в окне «KrPc» во вкладках «Kr Data» и «Pc Data» задаются следующие параметры, рис 2.5.7 и 2.5.8:

1. «Swg» - насыщенность связанной водой.
2. «Krgw» - ОФП для воды при водонасыщенности 1-Sorw.
3. «Sorg» - насыщенность остаточной нефтью при вытеснении нефти водой.
4. «Krgo» - ОФП для нефти при водонасыщенности Swg.
5. «Sgr» - насыщенность связанным газом.
6. «Krgo» - ОФП для газа при газонасыщенности 1- Sorg.

7. «Sorg» - насыщенность остаточной нефтью при вытеснении нефти газом.
8. «Krog» - ОФП для нефти при газонасыщенности Sgr.
9. «Model» - модель ОФП (степенной закон, экспоненциальный закон либо задание таблицей).
- 10.«Pow» - степень в модели ОФП.
- 11.«PcMax» - максимальное капиллярное давление (задается отдельно для систем вода-нефть и нефть-газ).
- 12.«PcMin» - минимальное капиллярное давление (задается отдельно для систем вода-нефть и нефть-газ).

The screenshot shows the 'KrPc' window with the 'Kr Data' tab selected. It is divided into two sections: 'Water-Oil' and 'Oil-Gas'.

**Water-Oil section:**

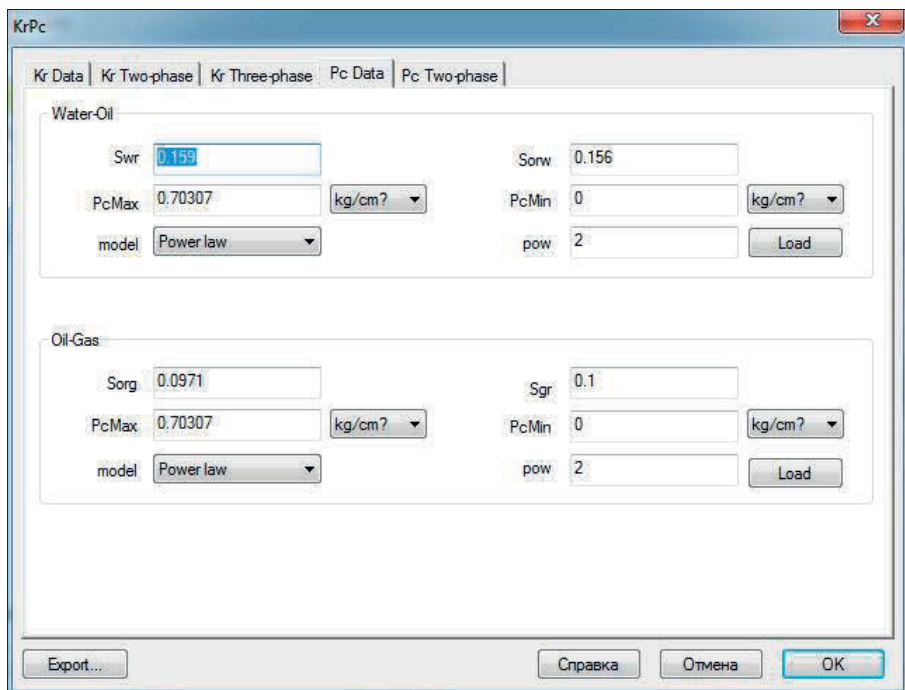
- Swr: 0.159
- Sorw: 0.156
- Krwo: 0.75
- Krow: 0.894
- model: Power law
- pow: 2
- model: Power law
- pow: 2
- Load button

**Oil-Gas section:**

- Sorg: 0.0971
- Sgr: 0.1
- Krog: 0.894
- Krgo: 0.761
- model: Power law
- pow: 2
- model: Power law
- pow: 2
- Load button

At the bottom, there is a checkbox for 'No extrapolation:' which is checked, and a note: 'Maximum Kr value is limited to end point => Krow max = Krog max.' The window has buttons for 'Export...', 'Справка', 'Отмена', and 'OK'.

**Рис. 2.5.7** Окно задания ОФП и капиллярного давления «KrPc»  
вкладка «Kr Data»






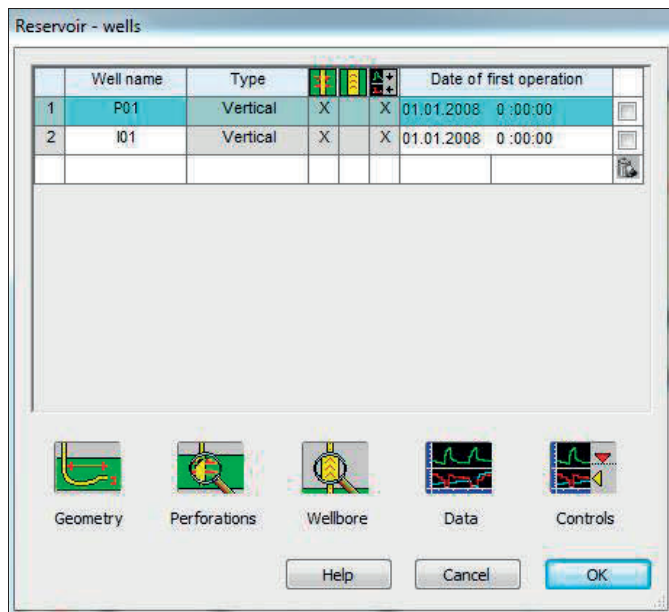
**Рис. 2.5.8** Окно задания ОФП и капиллярного давления «KrPc»  
вкладка «Pc Data»

## 2.6 Задание скважин

Напомним, что рассматриваемая модель содержит две скважины: добывающую - P01 и нагнетательную - I01. Задание точек входа скважин в пласт было описано в разделе 2.3. Остальные параметры скважин должны быть заданы с помощью окна скважин «Reservoir - wells», рис. 2.6.1, которое открывается нажатием кнопки «Wells» на вертикальной панели в левой части экрана, рис 2.1.3. В окне «Reservoir - wells» расположена таблица, на которой отмечены заполненные данные о скважине. Таблица содержит следующие колонки:

1. «Well name» - имена скважин.
2. «Type» - типы скважин

3. Колонка, отмеченная значком , - данные о перфорации скважин.
4. Колонка, отмеченная значком , - данные о стволах скважин и процессах, протекающих в них.
5. Колонка, отмеченная значком , - управляющие параметры и ограничения, заданные на скважинах.
6. «Date of first operation» - даты первых операций, проведенных на скважинах (даты первой перфорации скважин).



**Рис. 2.6.1** Окно задания параметров скважин «Reservoir - wells»

Внизу окна «Reservoir - wells», рис. 2.6.1, расположено 5 кнопок, открывающих окна для задания данных по скважинам:

1. «Geometry» - данные о траектории ствола скважины в пласте
2. «Perforations» - данные об интервалах перфорации.
3. «Wellbore» - данные о процессах в стволе скважины.
4. «Data» - данные о замеренных дебитах и давлениях, задаваемые для сравнения их с расчетными.



5. «Controls» - данные о заданных на скважинах управляющих параметрах.

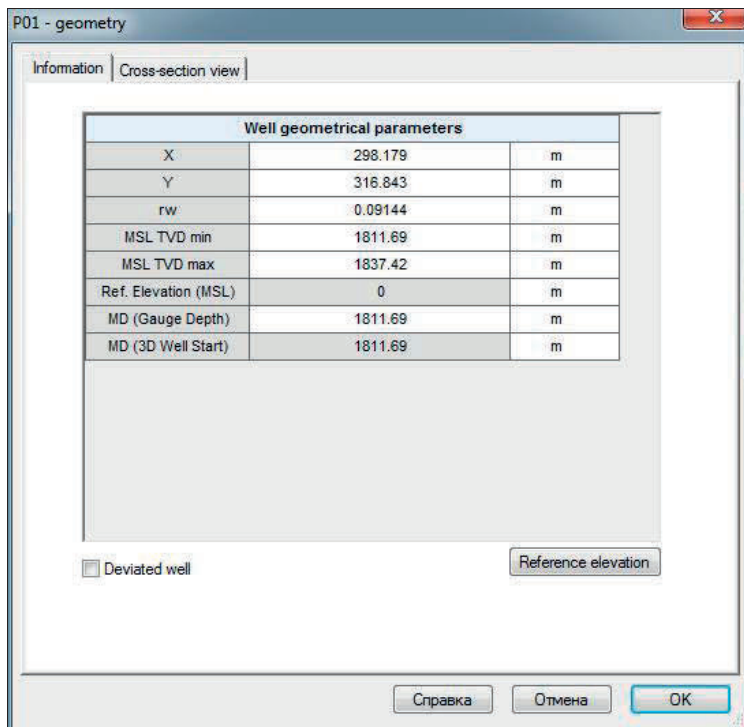
Выделяя скважину и нажимая интересующую кнопку, задают данные по скважинам. Рассмотрим содержимое этих пяти окон.

### **2.6.1 Данные о траектории ствола скважины в пласте. Кнопка «Geometry»**

На рис. 2.6.1.1 приведено окно данных о геометрии ствола скважины для скважины P01 «P01 - geometry». В этом окне во вкладке «Information» отображаются следующие данные:

1. «X» - X-координата входа скважины в пласт.
2. «Y» - Y-координата входа скважины в пласт.
3. «gw» - радиус скважины в продуктивном пласте по долоту.
4. «MSL TVD min» - минимальная глубина по данным инклинометрии, измеренная вдоль ствола скважины (глубина вдоль ствола скважины, измеряемая от стола ротора или от устья скважины, отличается от абсолютной отметки, измеряемой строго по вертикали от уровня моря). В данном случае эта глубина «MSL TVD min» совпадает с глубиной точки входа ствола скважины в пласт (глубина пересечения ствола скважины с кровлей пласта). Инклинометрия – это методика определения угла отклонения оси скважины (он образуется пересечением оси скважины и абсолютной вертикали) и азимута ее искривления по отношению к устью.
5. «MSL TVD max» - максимальная глубина по данным инклинометрии, измеренная вдоль ствола скважины. В данном случае эта глубина «MSL TVD max» совпадает с глубиной точки выхода скважины из пласта (глубина пересечения ствола скважины с подошвой пласта).

6. «Ref. Elevation (MSL)» - глубина опорной точки по инклинометрии, в которой глубина по абсолютной отметке равна нулю.
7. « MD (Gauge Depth)» - глубина привязки показаний датчиков по абсолютной отметке.
8. «MD (3D Well Start)» - рассчитанная программой глубина первой точки траектории скважины в пределах модели по абсолютной отметке.



**Рис. 2.6.1.1** Окно данных о геометрии ствола скважины для скважины P01 «P01 - geometry». Вкладка «Information»

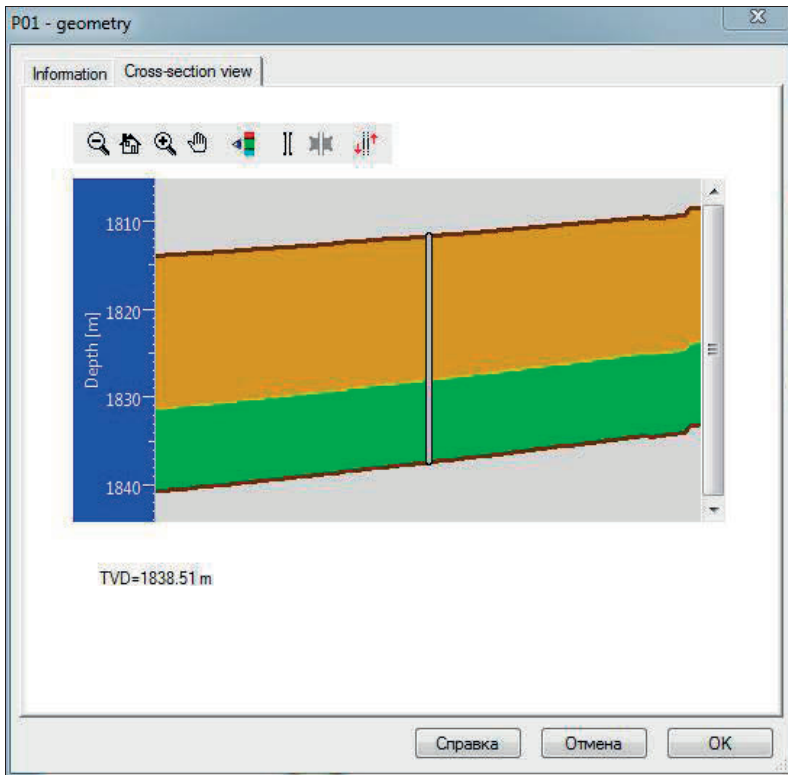
Кроме того, для горизонтальных скважин:

1. «Azimuth» - отклонение по горизонтали от оси X ствола горизонтальной скважины на 2D карте в соответствующей вкладке.
2. «Well Length» - длина скважины.

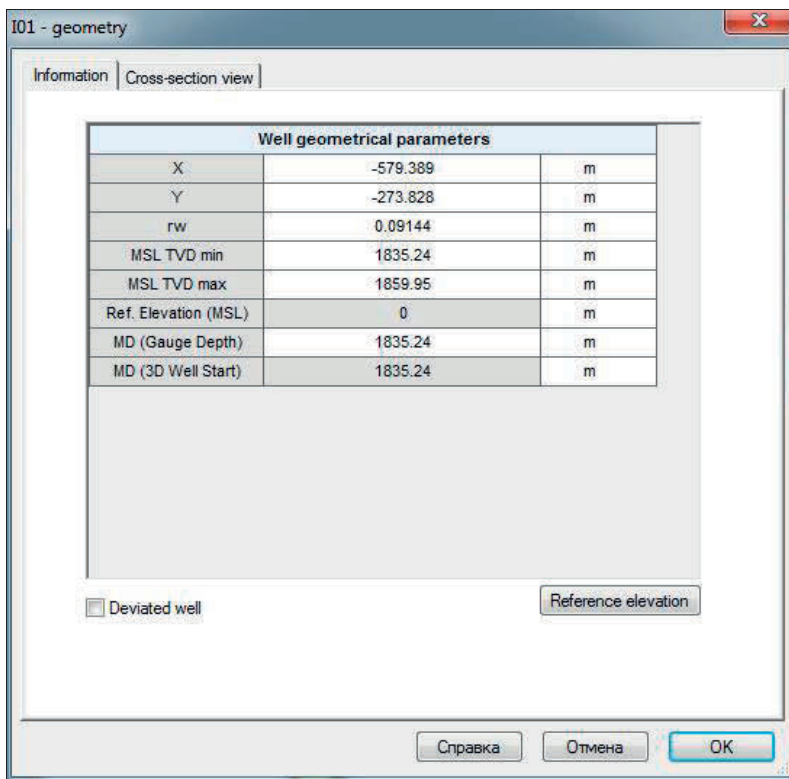
Поставив галочку около «Deviated well» можно задать наклонную скважину. Тогда в области геометрических параметров скважины «Well geometrical params» на рис. 2.6.1.1 появится параметр «Deviation» - отклонение оси наклонной скважины от вертикали в продуктивном пласте.

Траекторию скважины можно посмотреть на разрезе во вкладке «Cross section view» окна данных о геометрии ствола скважины, например для скважины P01 - окно «P01 - geometry», рис. 2.6.1.2. Разными цветами показаны разные слои. С помощью кнопок на панели этого окна можно отобразить на разрезе ВНК и менять геометрию скважины.

На рис. 2.6.1.3 приведено окно данных о геометрии ствола скважины в пласте для скважины I01 «I01 - geometry».



**Рис. 2.6.1.2** Окно данных о геометрии ствола скважины для скважины P01 «P01 - geometry». Вкладка «Cross section view»



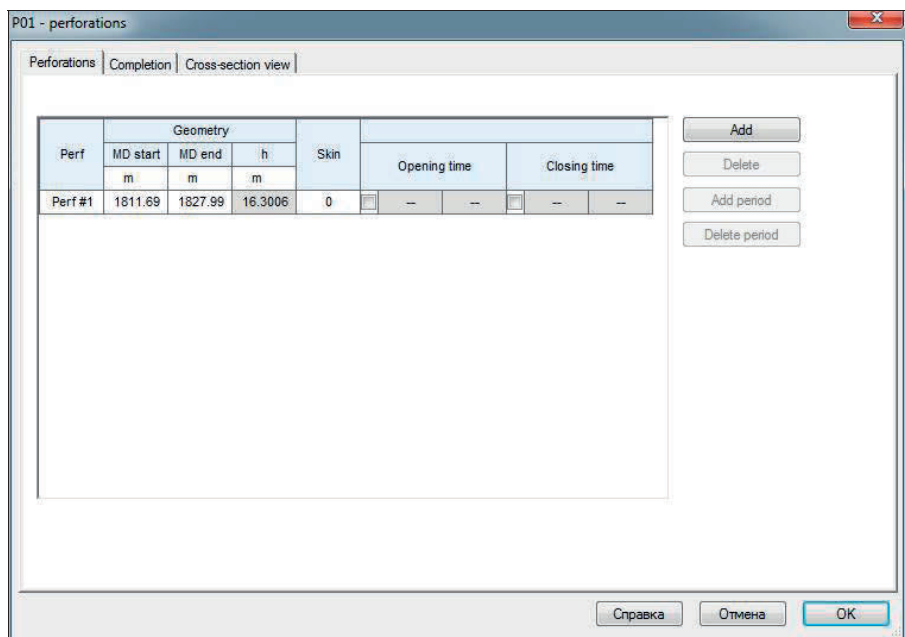
**Рис. 2.6.1.3** Окно данных о геометрии ствола скважины для скважины I01 «I01 - geometry». Вкладка «Information»

## 2.6.2 Данные об интервалах перфорации. Кнопка «Perforations»

На рис. 2.6.2.1 приведено окно задания интервалов перфорации для скважины P01 «P01 - perforations» открытое на вкладке «Perforations». В этом окне задаются следующие данные:

1. «Perf» - имя интервала перфорации.
2. «MD start» - верхняя абсолютная отметка интервала перфорации.
3. «MD end» - нижняя абсолютная отметка интервала перфорации.
4. «h» - длина интервала перфорации, рассчитанная по двум предыдущим пунктам.

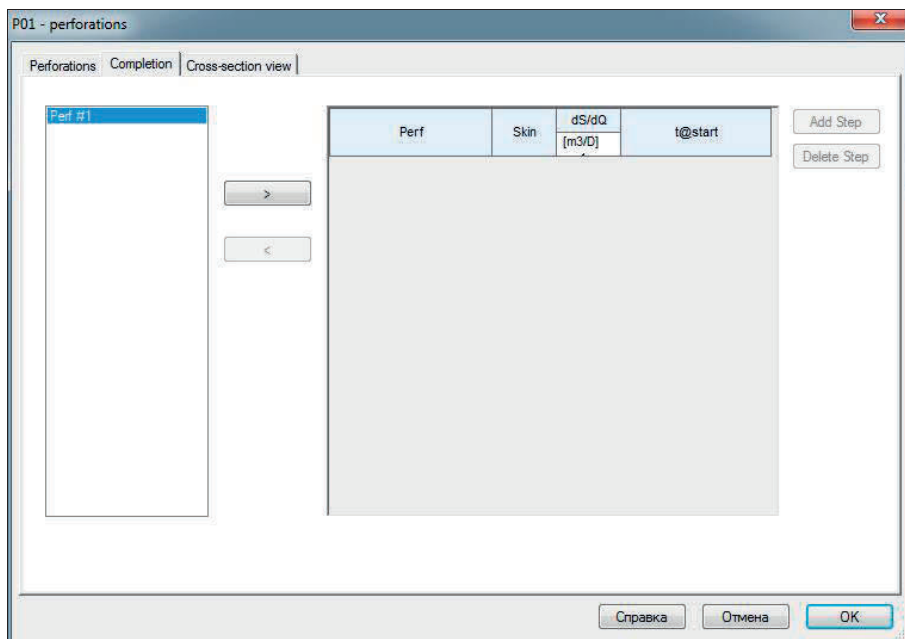
5. «Skin» - скин-фактор интервала перфорации (постоянный во времени).
6. «Opening time» - дата и время перфорации это интервала.
7. «Closing time» - дата и время изоляции это интервала перфорации.



**Рис. 2.6.2.1** Окно задания интервалов перфорации для скважины P01 «P01 - perforations». Вкладка «Perforations»

На рис. 2.6.2.2 приведено окно задания интервалов перфорации для скважины P01 «P01 - perforations» открытое на вкладке «Completion». В этом окне для каждого интервала перфорации можно задать переменные параметры. Для этого задаются следующие данные:

1. «Perf» - имя интервала перфорации.
2. «Skin» - скин-фактор интервала перфорации.
3. «dS/dQ» - параметр зависимости скин-фактора от дебита скважины.
4. «t@start» - время изменения параметров 2 и 3.



**Рис. 2.6.2.2** Окно задания интервалов перфорации для скважины P01 «P01 - perforations». Вкладка «Completion»

На рис. 2.6.2.3 приведено окно задания интервалов перфорации для скважины P01 «P01 - perforations» открытое на вкладке «Cross section view». Здесь можно посмотреть перфорацию скважины на разрезе. Разными цветами показаны разные слои. С помощью кнопок на панели этого окна можно отобразить на разрезе ВНК и менять геометрию интервалов перфорации.

На рис. 2.6.2.4 приведено окно задания интервалов перфорации для скважины I01 «I01 - perforations» открытое на вкладке «Perforations».

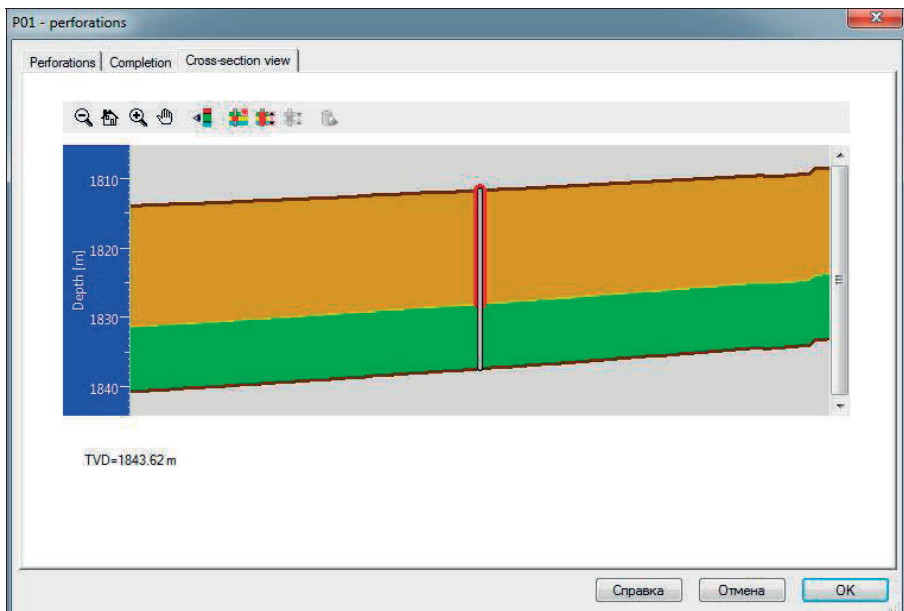


Рис. 2.6.2.3 Окно задания интервалов перфорации для скважины P01 «P01 - perforations». Вкладка «Cross section view»

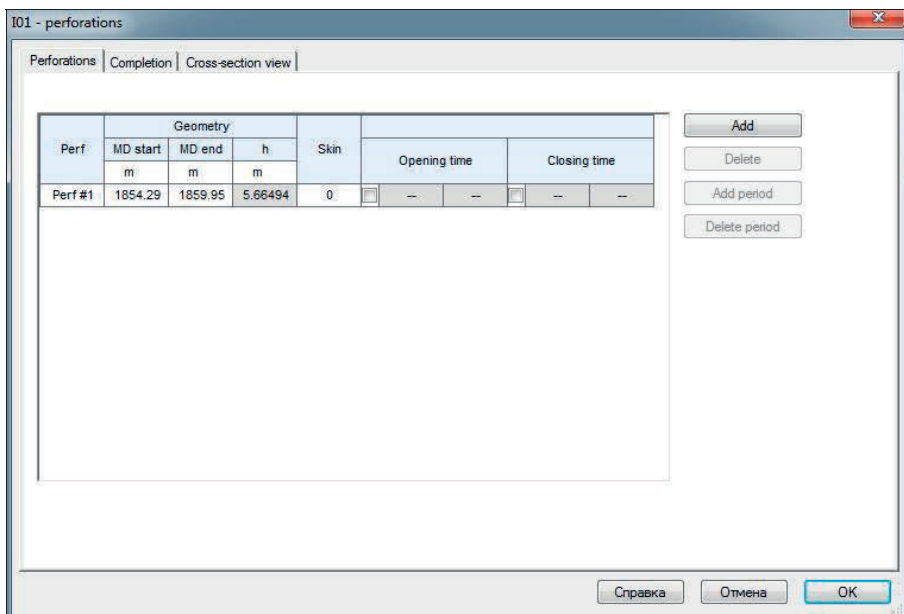


Рис. 2.6.2.4 Окно задания интервалов перфорации для скважины I01 «I01 - perforations». Вкладка «Perforations»

### 2.6.3 Данные о процессах в стволе скважины. Кнопка «Wellbore»

На рис. 2.6.3.1 приведено окно данных о процессах в стволе скважины P01 «P01 – Wellbore definition». В области «Usage» можно выбрать один из следующих вариантов учета процессов в стволе скважины:

1. «All trajectory» - расчет процессов в стволе скважины по всей ее длине.
2. «Only above reservoir» - расчет процессов на участке ствола скважины, находящемся в продуктивном пласте.
3. «Only hydrostatic gradient» - расчет только гидростатического градиента по стволу скважины.

Name	Value	Unit	Type
Deviation	0	°	Constant
ID	91.44	mm	Constant
Tubing roughness	0.03048	mm	Constant
Thermal gradient	0.0273402	*K/m	Constant
Pressure drop model	3-phase: Stanford Drift Flux	-	Constant
Restrictions	0	-	f(MD)

Рис. 2.6.3.1 Окно данных о процессах в стволе скважины P01 «P01 – Wellbore definition»

Параметр «Wellbore storage» - коэффициент влияния ствола скважины, рис. 2.6.3.1 – позволяет рассчитывать влияние перераспределения давления в остановленной скважине на забойное давление.

Флажок «Annular flow», рис. 2.6.3.1, указывает на то, что течение происходит в затрубном пространстве – между колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и эксплуатационной колонной (ЭК) – по кольцевому зазору.



С помощью опции «Lift Curves», рис. 2.6.3.1, можно использовать кривые течения в скважине, рассчитанные в любом стороннем программном обеспечении.

С помощью опции «From Amethyste case», рис. 2.6.3.1, можно использовать кривые течения в скважине, рассчитанные в модуле Amethyste программного комплекса Ecrine компании Kappa Engineering.

В правой части окна «P01 – Wellbore definition» , рис. 2.6.3.1, задаются параметры ствола скважины:

«Deviation» - отклонение ствола скважины от вертикали.

«ID» - внутренний диаметр ствола скважины.

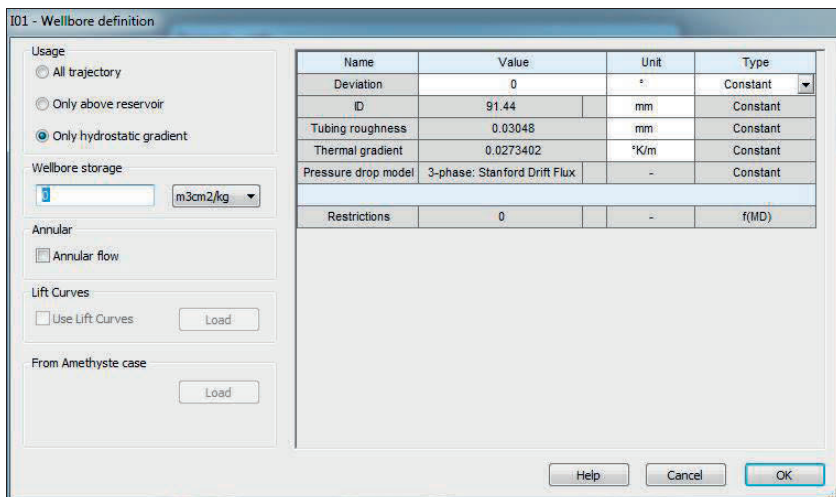
«Tubing roughness» - шероховатость труб.

«Thermal gradient» - термический градиент.

«Pressure drop model» - модель падения давления.

«Restriction» - задание переменной геометрии ствола скважины по глубине.

На рис. 2.6.3.2 приведено окно данных о процессах в стволе скважины I01 «I01 – Wellbore definition».

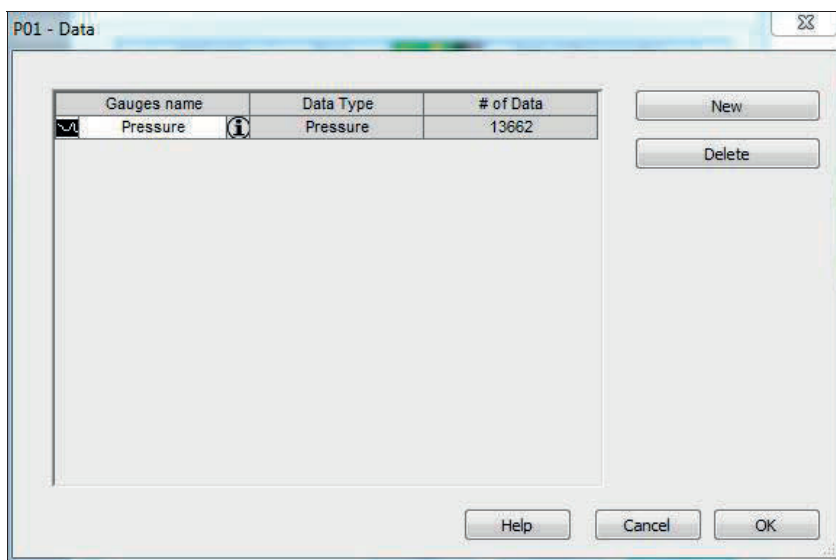


**Рис. 2.6.3.2** Окно данных о процессах в стволе скважины I01 «I1 – Wellbore definition»

## 2.6.4 Данные о замеренных дебитах и давлениях. Кнопка «Data»

На рис. 2.6.4.1 приведено окно данных о замеренных дебитах и давлениях для скважины P01 «P01 – Data». Эти данные могут использоваться для адаптации модели и сравнения расчетных давлений и дебитов с фактическими. В окне «P01 – Data» формируется таблица замеров, состоящая из трех колонок:

1. «Gauges name» - имя датчика.
2. «Data Type» - тип данных. Можно выбрать дебит нефти, газа или воды в нормальных или забойных условиях, дебит жидкости, общий дебит, давление, температуру.
3. «# of Data» - количество точек данных. Данные могут быть загружены из буфера, из текстового файла или введены с клавиатуры.



**Рис. 2.6.4.1** Окно данных о замеренных дебитах и давлениях для скважины P01 «P01 – Data»

## 2.6.5 Данные о заданных на скважинах управляющих параметрах. Кнопка «Controls»

Для управления работой скважин задаются значения дебита или давления и соответственно ограничения на расчетное давление или дебит. На рис. 2.6.5.1 приведено окно данных о заданных управляющих параметрах и ограничениях для скважины P01 «P01 – controls», открытое на вкладке определения параметров «Definition». Здесь задается следующая информация:

1. «t@start» - время начала действия управляющего параметра.
2. «Mode» - тип скважины.
  - 2.1. «Producer» - добывающая.
  - 2.2. «Injector» - нагнетательная.
3. «Target» - управляющие параметры.
  - 3.1. «Type» - тип управляющего параметра.
    - 3.1.1. «P (Surf)» - давление на устье скважины.
    - 3.1.2. «P (BH)» - давление на забое скважины.
    - 3.1.3. «Q Oil (Surf)» - дебит нефти на устье скважины.
    - 3.1.4. «Q Oil BH» - дебит нефти на забое скважины.
    - 3.1.5. «Q Wat (Surf)» - дебит воды на устье скважины.
    - 3.1.6. «Q Wat BH» - дебит воды на забое скважины.
    - 3.1.7. «Q Gas (Surf)» - дебит газа на устье скважины.
    - 3.1.8. «Q Gas BH» - дебит газа на забое скважины.
    - 3.1.9. «Q Liq (Surf)» - дебит жидкости на устье скважины.
    - 3.1.10. «Q Liq BH» - дебит жидкости на забое скважины.
    - 3.1.11. «Q Tot BH» - общий дебит на забое скважины.
    - 3.1.12. «Drawdown» - выбор из загруженных данных датчиков.
  - 3.2. «Gauge ?» - данные замеров датчиков.
  - 3.3. «Value» - значение управляющего параметра.
  - 3.4. «Unit» - единицы измерения.
4. «Constraint» - технологические ограничения.

4.1.«Type» - тип технологического ограничения.

4.1.1. «P min (Surf)» - минимальное давление на устье добывающей скважины.

4.1.2. «P min (BH)» - минимальное давление на забое добывающей скважины.

4.1.3. «P max (Surf)» - максимальное давление на устье нагнетательной скважины.

4.1.4. «P max (BH)» - максимальное давление на забое нагнетательной скважины.

4.1.5. «Q Oil (Surf)» - максимальный дебит нефти на устье скважины.

4.1.6. «Q Oil BH» - максимальный дебит нефти на забое скважины.

4.1.7. «Q Wat (Surf)» - максимальный дебит воды на устье скважины.

4.1.8. «Q Wat BH» - максимальный дебит воды на забое скважины.

4.1.9. «Q Gas (Surf)» - максимальный дебит газа на устье скважины.

4.1.10. «Q Gas BH» - максимальный дебит газа на забое скважины.

4.1.11. «Q Liq (Surf)» - максимальный дебит жидкости на устье скважины.

4.1.12. «Q Liq BH» - максимальный дебит жидкости на забое скважины.

4.1.13. «Q Tot BH» - максимальный общий дебит на забое скважины.

4.2.«Value» - значение технологического ограничения.

4.3.«Unit» - единицы измерения.

5. «Conditional constraints» - экономические ограничения.

5.1.«Type» - тип экономического ограничения.

5.1.1. «min. qt (bh)» - минимальный общий дебит на забое скважины.

5.1.2. «min. qo (surf.)» - минимальный дебит нефти на устье скважины.

5.1.3. «min. qg (surf.)» - минимальный дебит газа на устье скважины.

5.1.4. «min. qw (surf.)» - минимальный дебит воды на устье скважины.

5.1.5. «min. qL (surf.)» - минимальный дебит жидкости на устье скважины.

5.1.6. «min. qL (bh)» - минимальный дебит жидкости на забое скважины.

5.1.7. «max. GOR» - максимальный газо-нефтяной фактор.

5.1.8. «max. WGR» - максимальный водо-газовый фактор.

5.1.9. «max. water cut» - максимальная обводненность.

5.2. «Value» - значение экономического ограничения.

5.3. «Action» - действие при невыполнении ограничения.

5.3.1. «close well» - остановить скважину (возможны перетоки по стволу скважины между вскрытыми слоями).

5.3.2. «shut well in» - ликвидировать скважину (невозможны перетоки по стволу скважины между вскрытыми слоями).

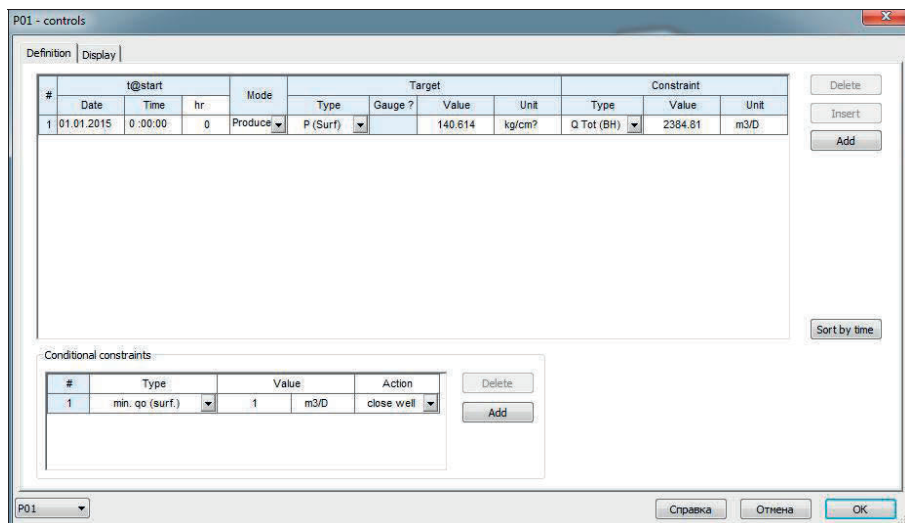


Рис. 2.6.5.1 Окно данных о заданных управляющих параметрах и ограничениях для скважины P01 «P01 – controls». Вкладка определения параметров «Definition»

На рис. 2.6.5.2 приведено окно данных о заданных управляющих параметрах и ограничениях для скважины P01 «P01 – controls», открытое на вкладке визуализации «Display». Здесь на графике отображаются заданные управляющие параметры и ограничения.

На рис. 2.6.5.3 приведено окно данных о заданных управляющих параметрах и ограничениях для скважины I01 «I01 – controls», открытое на вкладке определения параметров «Definition».

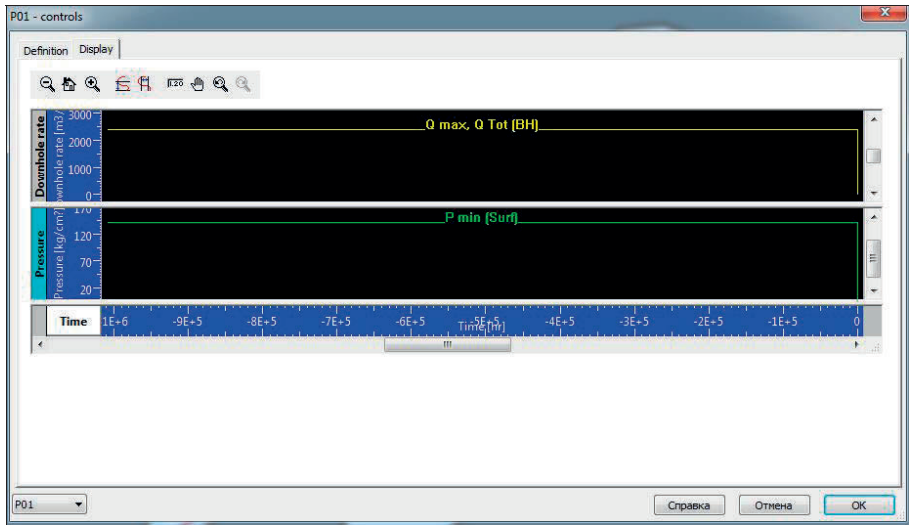


Рис. 2.6.5.2 Окно данных о заданных управляющих параметрах и ограничениях для скважины P01 «P01 – controls». Вкладка визуализации «Display»

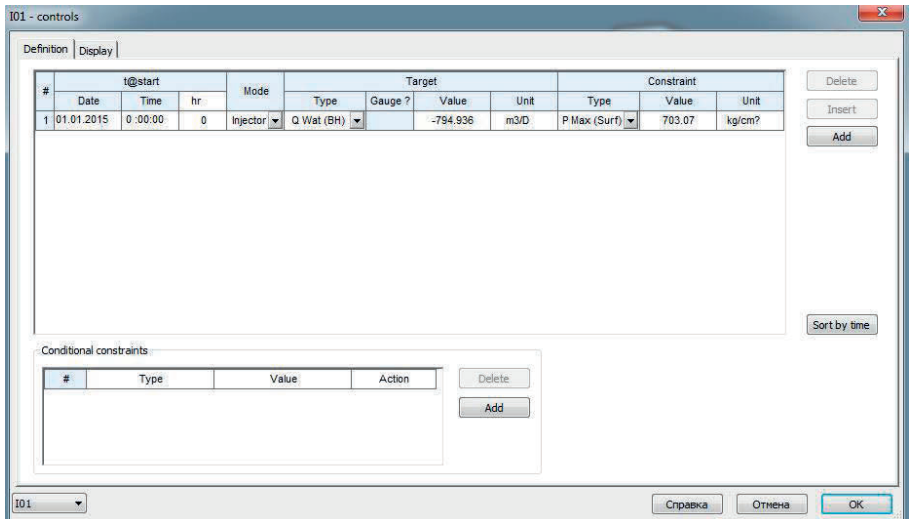




Рис. 2.6.5.3 Окно данных о заданных управляющих параметрах и ограничениях для скважины I01 «I01 – controls». Вкладка определения параметров «Definition»

## 2.7 Задание сетки

### 2.7.1 Построение сетки.

По кнопке «Grid» - Сетка  на странице моделирования  происходит построение сетки. Диалог «Simulation – grid» представлен на рис. 2.7.1.1 и 2.7.1.2. В этом диалоге перечислены различные настройки, управляющие построением сетки: количество ячеек в исходной сетке, количество подслоев и т.д.

Возможна автоматическая и полуавтоматическая генерация сетки. В автоматическом режиме все параметры сетки принимаются по умолчанию. В полуавтоматическом режиме можно изменять параметры сетки. При этом расчет размеров каждого блока производится автоматически.

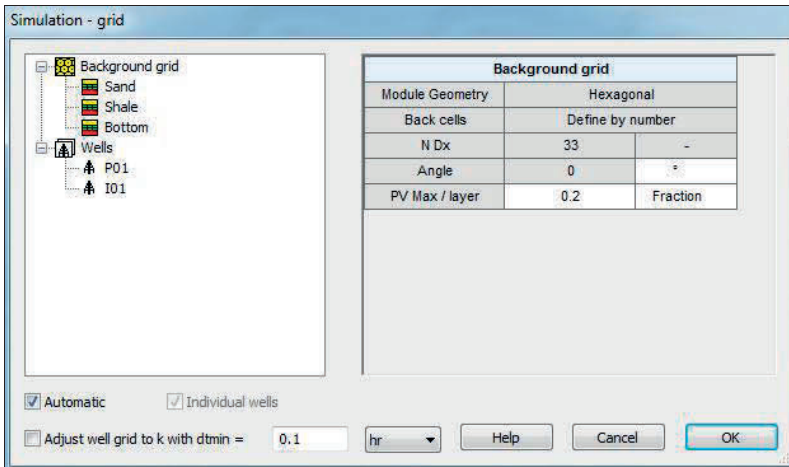
На рис. 2.7.1.1 приведено окно задания сетки «Simulation – grid», открытое на вкладке общих параметров сетки «Background grid». Здесь может задаваться следующая информация:

1. «Module Geometry» - геометрия ячеек.
  - 1.1.«Hexagonal» - гексагональные ячейки.
  - 1.2.«Rectangular» - квадратные ячейки.
2. «Back cells» - построение глобальной сетки.
  - 2.1.«Define by number» - считать по количеству ячеек.
  - 2.2.«Define by length» - считать по размерам ячеек.
3. «N Dx» - количество ячеек по оси X. Для квадратной стеки так же указывается «N Dy».
4. «Angle» - угол ориентации сетки в плоскости XY относительно оси X.
5. «PV Max / layer» - максимально допустимое отношение порового объема отдельного слоя к общему поровому объему.

Галочка «Automatic» позволяет переключаться между автоматическим и полуавтоматическим режимами. Неопытным пользователям использовать полуавтоматический режим не рекомендуется.

Галочка «Adjust well grid to k with dtmin =>» позволяет автоматически построить расчетную сетку с учетом заданного поля проницаемости таким образом, чтобы решение задачи однофазной фильтрации было устойчиво при заданном минимальном шаге по времени «dtmin».

Галочка «Individual wells» позволяет задавать индивидуальные настройки локального измельчения сетки вблизи каждой скважины.



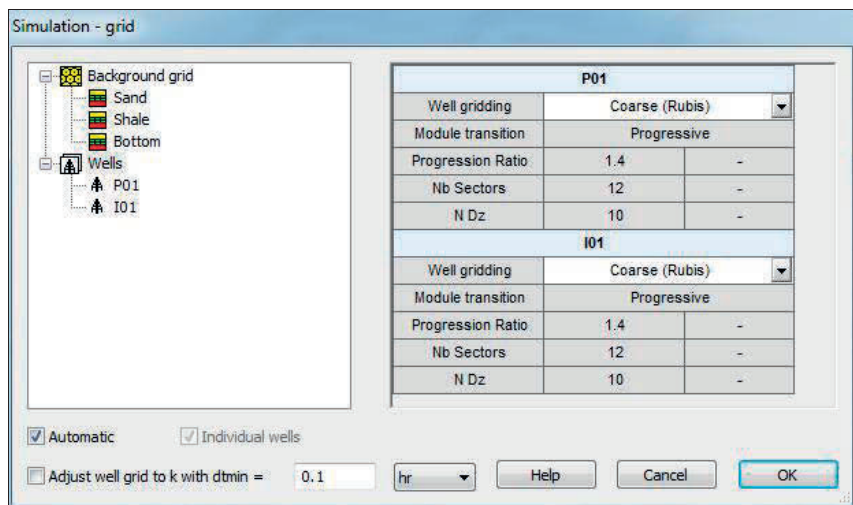
**Рис. 2.7.1.1** Окно задания сетки «Simulation – grid»  
**Вкладка общих параметров сетки «Background grid»**

На рис. 2.7.1.2 приведено окно задания сетки «Simulation – grid», открытое на вкладке параметров для локального измельчения сетки вблизи скважин «Wells». Здесь может задаваться следующая информация:

1. «Well gridding» - построение сетки вокруг скважин.
  - 1.1. «Coarse (Rubis)» - грубая сетка – по умолчанию для Rubis.
  - 1.2. «Refined (Topaze)» - усовершенствованная сетка – по умолчанию для Topaze.
  - 1.3. «Very fine (Saphire)» - очень хорошая сетка – по умолчанию для Saphire.
2. «Module transition» - способ локального масштабирования сетки вокруг скважины.



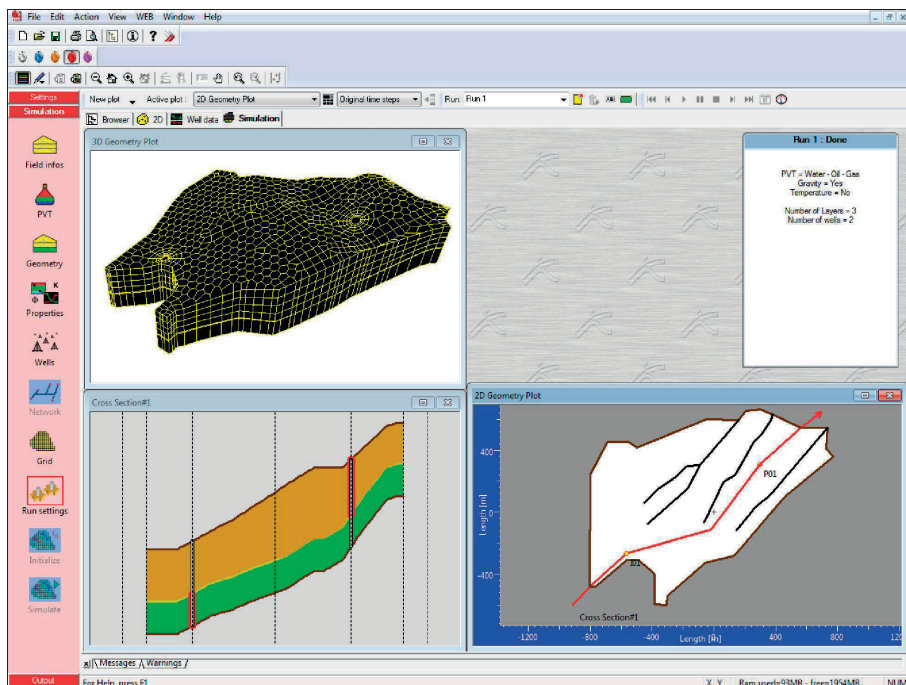
- 2.1. «Progressive» - постепенное масштабирование локальной сетки.
- 2.2. «Direct (full upscaling only)» - прямое масштабирование локальной сетки.
3. «Progress Ratio» - коэффициент масштабирования.
4. «Nb Sectors» - количество радиальных секторов.
5. «N Dz» - количество слоев.



**Рис. 2.7.1.2** Окно задания сетки «Simulation – grid». Вкладка параметров для локального измельчения сетки вблизи скважин «Wells»

После задания параметров происходит построение сетки 3D, и на странице моделирования создаются характерные графики: «3D Geometry plot», «2D Geometry Plot», «Gross Section» (разрез) и окно состояния моделирования «Run».

На рис. 2.7.1.3 приведены результаты построения сетки.















**Рис. 2.7.1.3** Окно ПО Rubis компании Карра Engineering после построения сетки  
**Вкладка «Simulation»**


## 2.7.2 Визуализация сетки и петрофизических свойств.

При развертывании окна графика 3D появляется инструментальная линейка, позволяющая управлять изображением: менять масштаб, поворачивать, менять свойства и т.д., рис. 2.7.2.1.

Инструментальная линейка 3D Geometry Plot:

1.  «Return to main windows»
2.  «Rename plot»
3.  «Decrease vertical gain» - уменьшить по вертикали
4.  «Increase vertical gain» - увеличить по вертикали
5.  «Zoom out» - вывести изображение мелким планом

6.  «Zoom reset» - сбросить изменения масштаба
7.  «Zoom in» - вывести изображение крупным планом
8.  «Make default»
9.  «Orthogonal views» - показать ортогональные проекции
  - 9.1 «North» - север
  - 9.2 «South» - юг
  - 9.3 «East» - восток
  - 9.4 «West» - запад
  - 9.5 «Top» - верхний
  - 9.6 «Bottom» - нижний
  - 9.7 «Manual» - ручной
10.  «Show/Hide axes» - показать оси
11. «Property» - выбрать свойства для отображения на экране
  - 11.1 «No Display» – не отображать свойства
  - 11.2 «Fine Grid» - отображать мелкую сетку (с более мелкими ячейками вокруг каждой скважины)
  - 11.3 «k» – отображать абсолютную проницаемость
  - 11.4 «Phi» – отображать пористость
  - 11.5 «Net to Gross» - отображать песчаность
12.  «Edit display setting» - редактировать цветовую шкалу каждого свойства
13.  «Show/Hide color scale window» - отображать световую шкалу соответствующего свойства

Чтобы отобразить цветовую шкалу поля проницаемости, необходимо выбрать «Property» - «k» и щелкнуть мышью на , рис. 2.7.2.2.

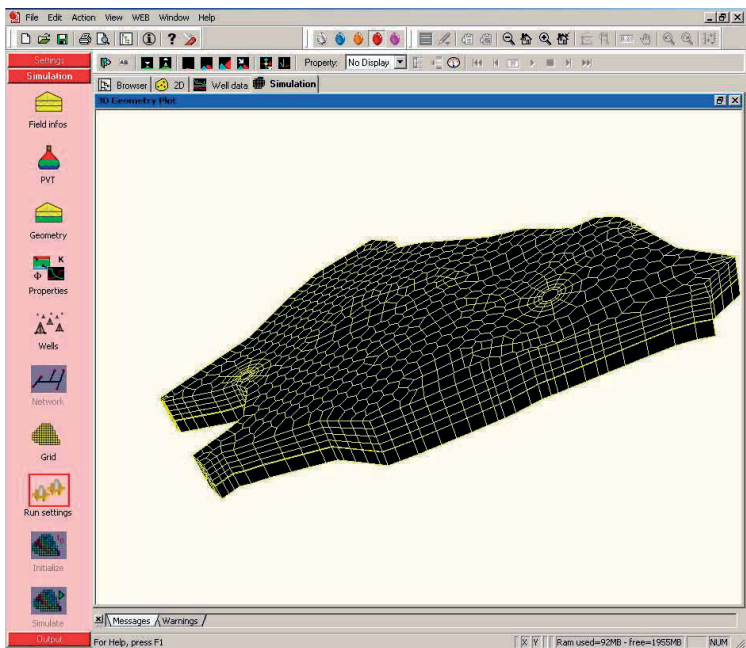


Рис. 2.7.2.1 Развернутый график Геометрии 3D

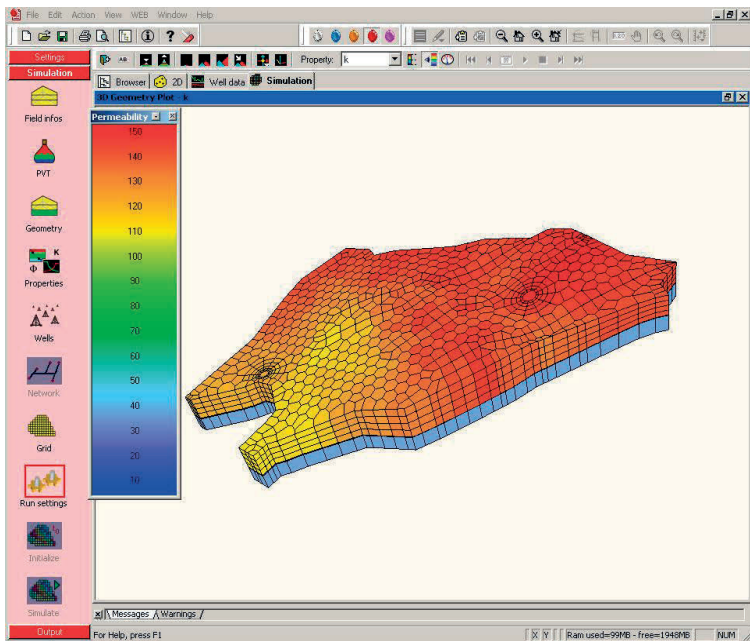

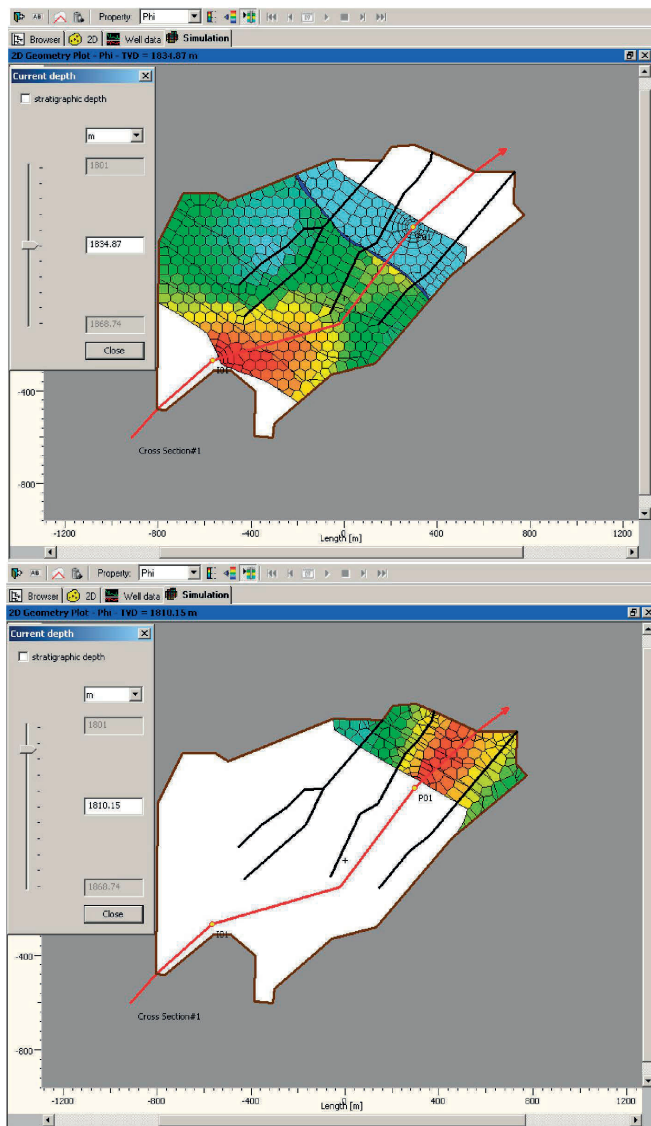



Рис. 2.7.2.2 Отображение поля проницаемости на графике Геометрии 3D


Свернув 3D и развернув 2D график, выбираем для отображения свойства «Phi». На графике будет показан горизонтальный разрез нефтеносного пласта на глубине, контролируемой в диалоге Current Depth (Текущая глубина) - открывается нажатием , рис. 2.7.2.3.



**Рис. 2.7.2.3 Отображение поля пористости на разной глубине на графике Геометрии 2D**

Цветовая шкала каждого свойства может редактироваться с помощью кнопки .

## 2.8 Настройка периода времени моделирования

По кнопке «Run setting» - Настройка прогона  на странице моделирования **Simulation** открывается диалоговое окно «Simulation – Run setting», рис. 2.8.1, в котором устанавливаются опции прогона: продолжительность моделирования и тип результатов, которые должны быть получены при выходе.

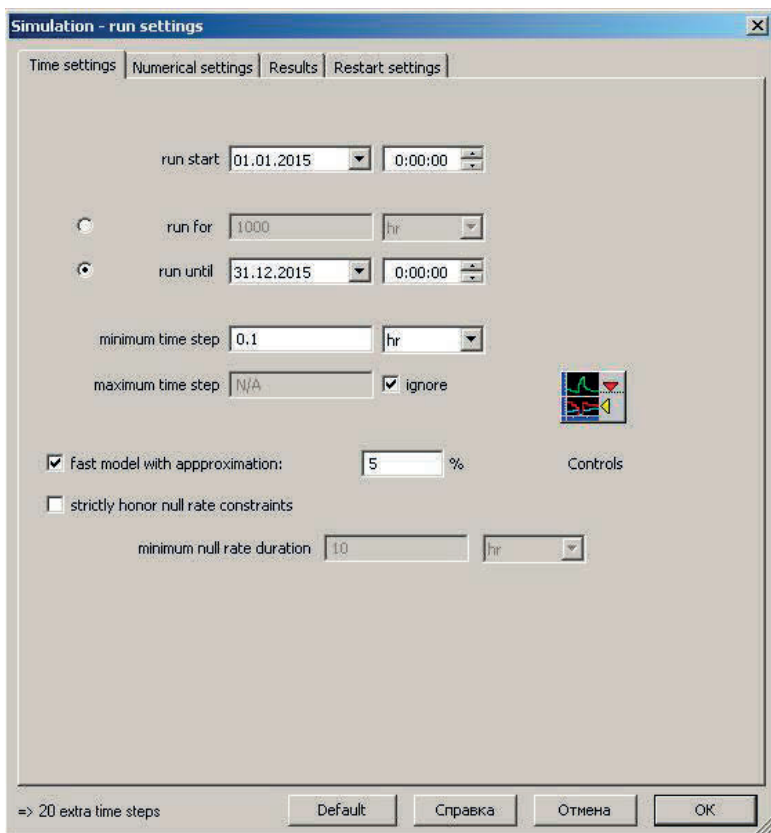


Рис. 2.8.1 Диалог «Simulation – Run setting»

Этот диалог содержит 4 страницы-вкладки:

- На странице «Time Setting» (Настройка времени) контролируется время моделирования и другие связанные с ним параметры.
- Страница «Numerical Setting» (Настройки решателя) позволяет настроить вычисления.
- Страница «Results» (Результаты) позволяет сделать более точный выбор выходных данных (манометров, каротажных диаграмм, полей выходных данных).
- Вкладка «Restart» (Повторный пуск) управляет частотой сохранения повторных вычислений.

Программа Rubins все настройки предлагает по умолчанию. Для изменения, например, длительности прогона, можно изменить дату «run until», рис. 2.8.2.

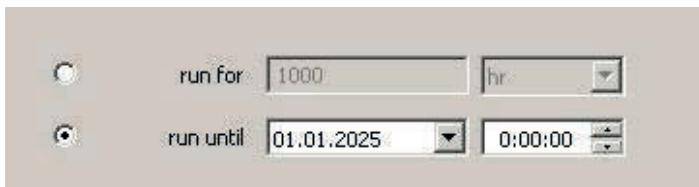



Рис. 2.8.1 Редактирование настроек в диалоге «Simulation – Run setting»

После сохранения настроек можно переходить к началу выполнения первого шага инициализации задачи.

## 2.9 Инициализация задачи

На странице **Simulation** кнопка «Initialize»  (Инициализация) запускает инициализацию задачи: происходит вычисление начального состояния и изменение количества ячеек вокруг скважин (апскейлинг). В процессе инициализации на странице моделирования в виде отчета перечисляются разные шаги моделирования, а по окончании инициализации

создаются характерные графики: 3D Geometry plot, 2D Geometry Plot, Gauges, Global Results и Gross Section, рис. 2.9.1.

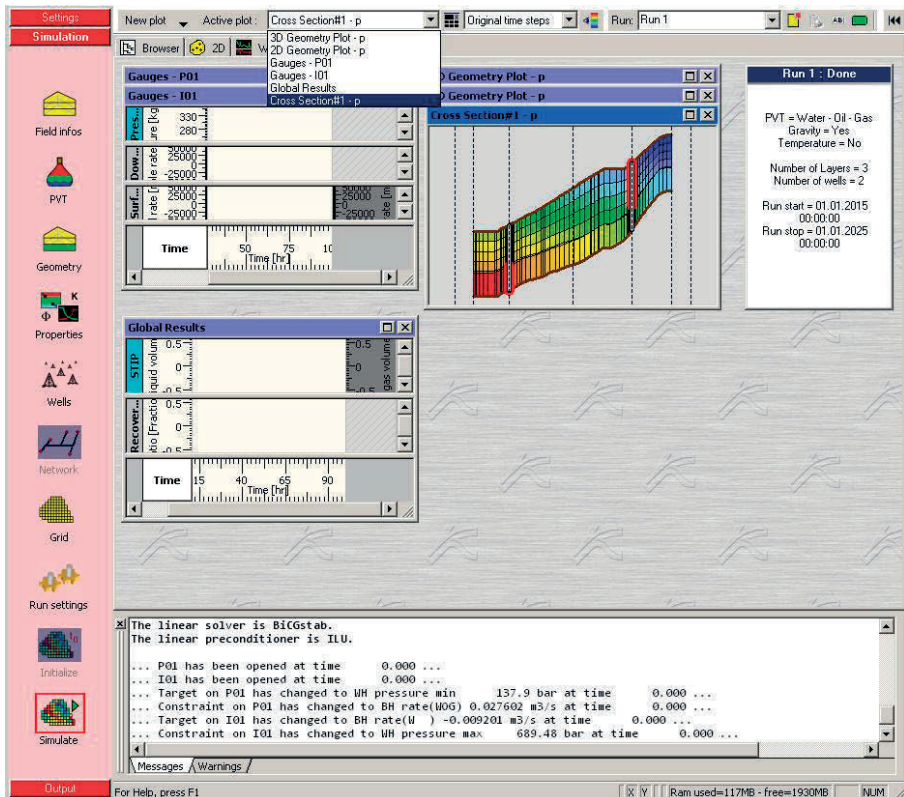


Рис. 2.9.1 Диалог «Simulation – Initialize»

Развернув по очереди 3D, 2D, либо Cross Section, можно просмотреть поля начальных состояний и свойств, выбранных на инструментальной линейке каждого из этих окон.

На рис. 2.9.2 представлено изображение поля начального пластового давления (p), выбранные в качестве свойств на инструментальной линейке графика 3D, а также соответствующая цветовая шкала. Полный список свойств, из которых выбрана насыщенность представлены на рис. 2.9.3. Из рис. 2.9.3 видно, что нижняя часть пласта заполнена водой, и что в пласте первоначально отсутствует свободный газ. Это также можно увидеть на



графике разреза Cross Section, развернув его и в качестве свойств выбрав «saturation» (насыщенность), рис. 2.9.4.

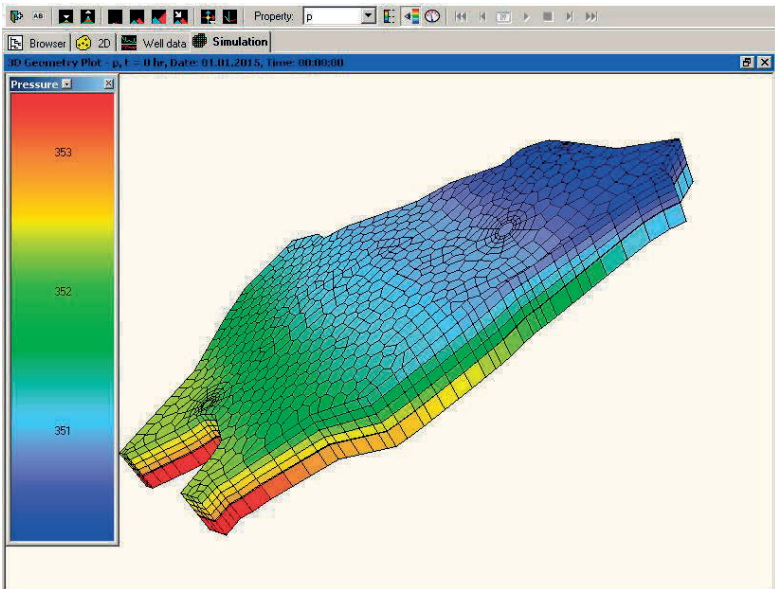


Рис. 2.9.2 Поле начального давления на графике 3D Geometry plot

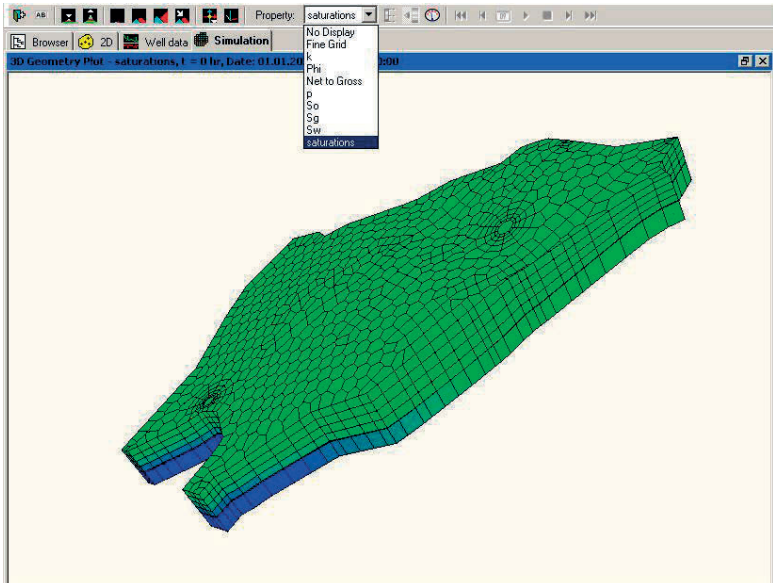


Рис. 2.9.3 Поле начальной насыщенности на графике 3D Geometry plot

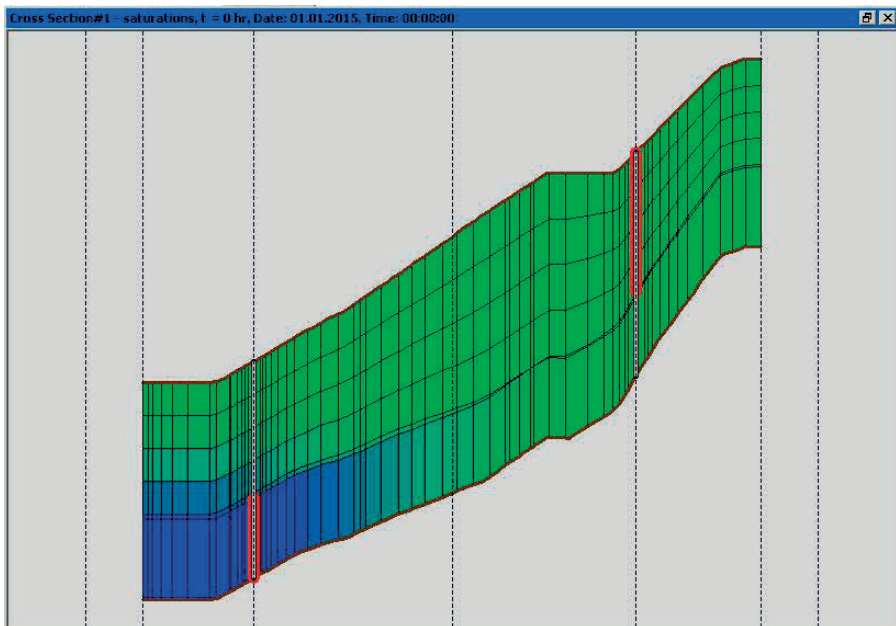






Рис. 2.9.4 Поле начальной насыщенности на графике Cross Section (разрез)

## 2.10 Прогон модели и визуализация результатов

### 2.10.1 Прогон модели

По кнопке «Simulate»  запускается цепочка задач по моделированию. При этом начинается моделирование, и по мере выполнения программы его результаты отображаются на экране в реальном времени. В нижней части на странице моделирования в виде отчета перечисляются разные временные шаги моделирования. На инструментальной линейке появляются кнопки  «Play»,  «Pause» и  «Stop», которыми можно продолжить, остановить и прервать прогон. Действия этих кнопок отображаются надписью в названии окна состояния моделирования «Running», «Paused» или «Stopped», соответственно. Во время прогона с выходными графиками можно выполнять любые действия (удалять, создавать новые, разворачивать изображение, увеличивать масштаб и т.п.). По окончании прогона в названии окна состояния моделирования появляется

надпись «Done». Резюме прогона и некоторые предварительные результаты (запасы, суммарная накопленная добыча для скважин и т.п.) могут быть получены, если щелкнуть дважды на окне состояния моделирования, рис. 2.10.1.1.

**Run 1 : Done**

PVT = Water - Oil - Gas  
 Gravity = Yes  
 Temperature = No

Number of Layers = 3  
 Number of wells = 2

Run start = 01.01.2015 00:00:00  
 Run stop = 01.01.2025 00:00:00

Current results are displayed at :  
 Absolute time = 01.01.2025 00:00:00  
 Elapsed time = 87672 hr

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>Main options</b>		
Fluid type	Water - Oil - Gas	
Gravity	Yes	
Grid size	4338	
Number of Layers	3	
Number of regions	0	
Number of wells	2	
Run start	01.01.2015 00:00:00	
Run stop	01.01.2025 00:00:00	
<b>Field results</b>		
Bulk (Reservoir) Volu	3.13422E+7	m3
Pore (Reservoir) Volu	3.98678E+6	m3
STOIP	1.49311E+6	m3
STWIP	9.88202E+5	m3
STGIP	4.47063E+8	m3
STOIP	6.66819E+5	m3
STWIP	2.50503E+6	m3
STGIP	2.28516E+8	m3
Go(Tmax)	8.4922E+5	m3
Gg(Tmax)	2.24459E+8	m3
Gg_Inj(Tmax)	0	m3
Gw(Tmax)	1.31566E+6	m3
Gw_Inj(Tmax)	-2.84657E+6	m3
Recovery Factor (Oil)	0.56011	Fraction
Recovery Factor (Ga)	0.495495	Fraction
Average Pressure	368.217	kg/cm?
<b>Well results</b>		
<b>P01</b>		
Go(Tmax)	8.4922E+5	m3
Gg(Tmax)	2.24459E+8	m3
Gw(Tmax)	1.31566E+6	m3
<b>I01</b>		
Go(Tmax)	0	m3
Gg(Tmax)	0	m3
Gw(Tmax)	0	m3

Close

Рис. 2.10.1.1 Окно состояния моделирования (слева) и основные результаты (справа)

## 2.10.2 Просмотр результатов для скважин

Два характерных графика «Gauges – P01» и «Gauges – I02», рис. 2.10.1.1, содержат информацию о моделировании изменения давления и дебита в скважинах. Развернув график «Gauges – P01», получим расчетные графики, моделирующие показания приборов в скважине P01, рис. 2.10.2.1.

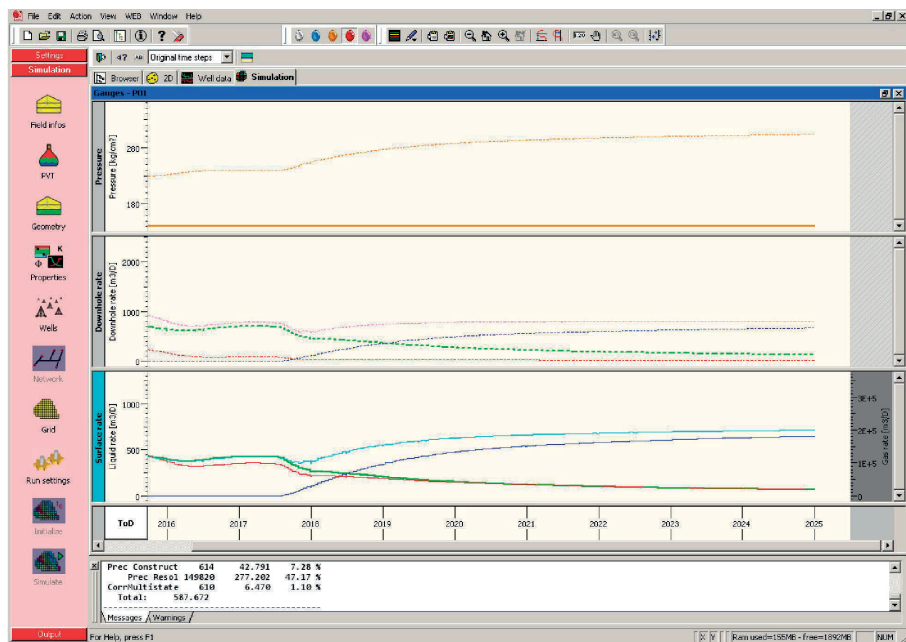



Рис. 2.10.2.1 Выходные данные приборов для P01

По кнопке  «Edit display setting» появляется окно результатов «Gauges results», рис. 2.10.2.2. В открывшемся диалоговом окне можно выбрать для отображения только те данные, которые нас интересуют. Например, можно выбрать дебиты по нефти, воде и газу только на устье скважины, а также устьевые давления, рис. 2.10.2.2.

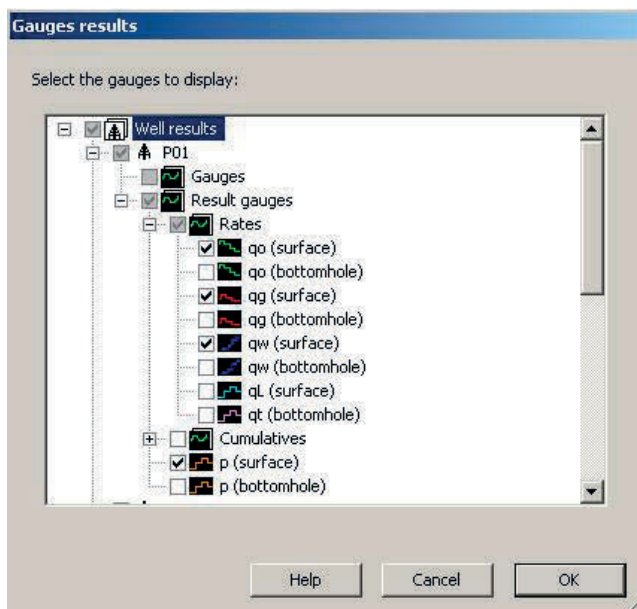


Рис. 2.10.2.2 Диалоговое окно для установок отображения показаний приборов

Кривые, которые остались на экране, рис. 2.10.2.3, показывают, что через 22500 часов (937 суток) добычи в скважину прорвется вода.

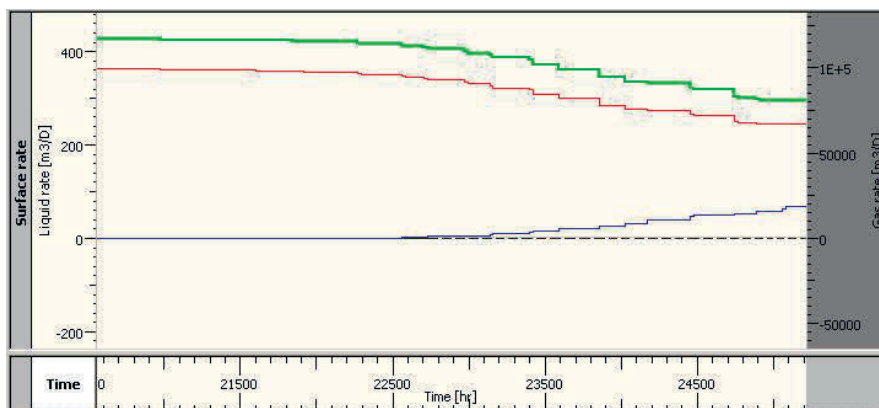






Рис. 2.10.2.3 Графики изменения дебита нефти, воды и газа на устье добывающей скважины

### 2.10.3 Просмотр результатов, полученных для полей данных

Для просмотра результатов, полученных для полей данных можно использовать характерные графики 3D, 2D и разрез Cross Section.

График поля давления можно отобразить, развернув характерный график 3D. Выбрав  «Show fist field» в инструментальной линейке графика отображается поле начального давления,  «Show last field» - поле последнего сохраненного давления. По кнопкам «Show next field» и «Show previous field» отображается поле давления последующего шага по времени, либо предыдущего. Нажав  «run animation» можно посмотреть изменение поля давления в режиме анимации. Для получения доступа к настройкам графического изображения, необходимо щелкнуть . На вкладке «Cross-section» можно выбрать сечение пласта вдоль горизонтальной плоскости на определенной глубине, например 1882 м, рис. 2.10.3.1.

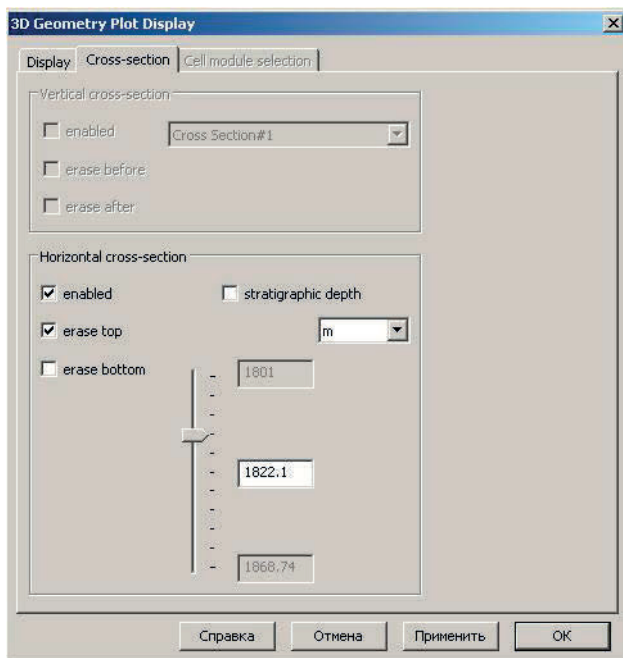





Рис. 2.10.3.1 Настройки графического отображения 3D

Выберем на инструментальной линейке  - последнее сохраненное давление, далее , чтобы получить доступ для настройки отображения свойств карты, а затем  в этом диалоге, чтобы восстановить значения цветовой шкалы. Окончательный результат отображен на рис. 2.10.3.2.

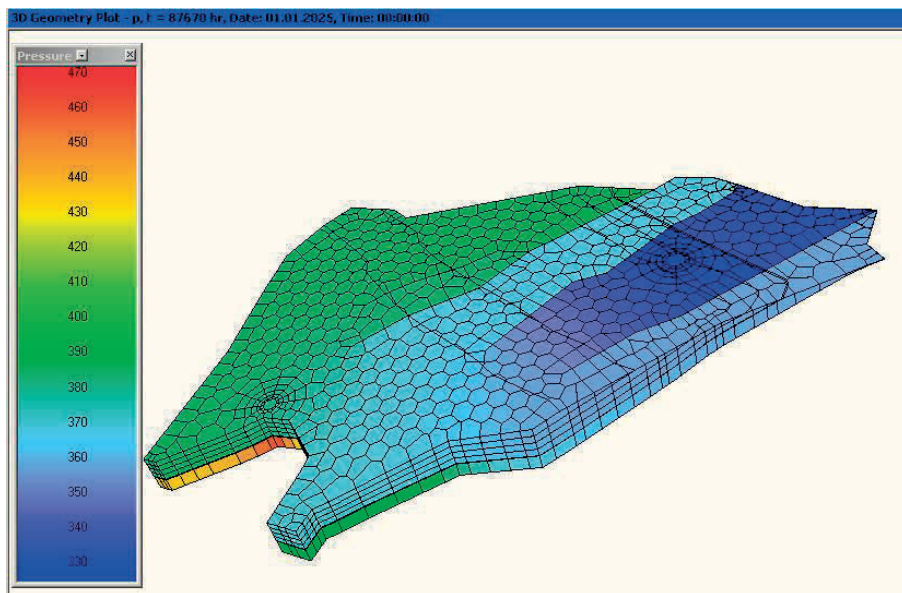




Рис. 2.10.3.2 Окончательное поле давления на глубине 1822 м

Из рис. 2.10.3.2 видно, что наименьшие значения давления имеет место вблизи добывающей скважины P01. А слева, в западной части отмечаются наибольшие значения давления из-за наличия глинистого слоя, который пересекает плоскость на глубине 1822 м.

Развернув график 2D и в диалоге «Current Depth» установив текущую глубину как стратиграфическую , можно выбрать песчаный слой – «Sand», рис. 2.10.3.3. Установим отображаемое свойство «Property» как «Sw» и отобразим начальный момент времени , рис. 2.10.3.3.



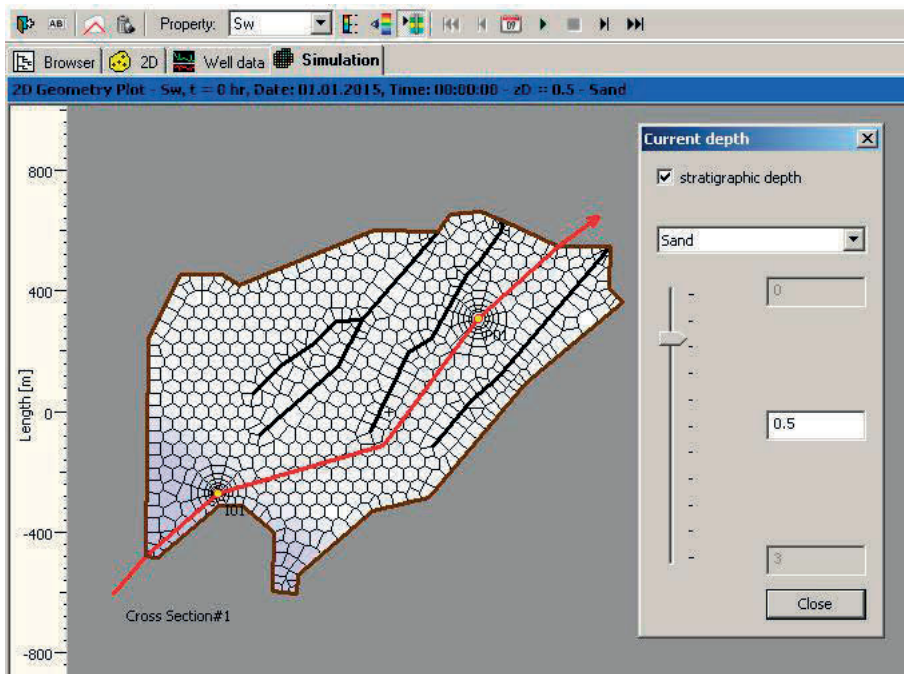




Рис. 2.10.3.3 Установки для визуализации 2D графика поля водонасыщенности в песчаном слое

Щелкнув по кнопке  на инструментальной линейке, рис. 2.10.3.3, ретроспективно изменится поле Sw, рис. 2.10.3.4. На графике видно, как происходит обводнение верхнего слоя.

Развернув графическое изображение разреза, установим «Property» - «saturations» и воспроизведем моделирование, нажав . После окончания анимации передвинем курсор мыши в область скважины P01, чтобы увидеть значение конечной насыщенности, рис. 2.10.3.5.

Как видно из рис. 2.10.3.5, во время моделирования по мере истощения давления вокруг скважины P01 имеет место выделение свободного газа.



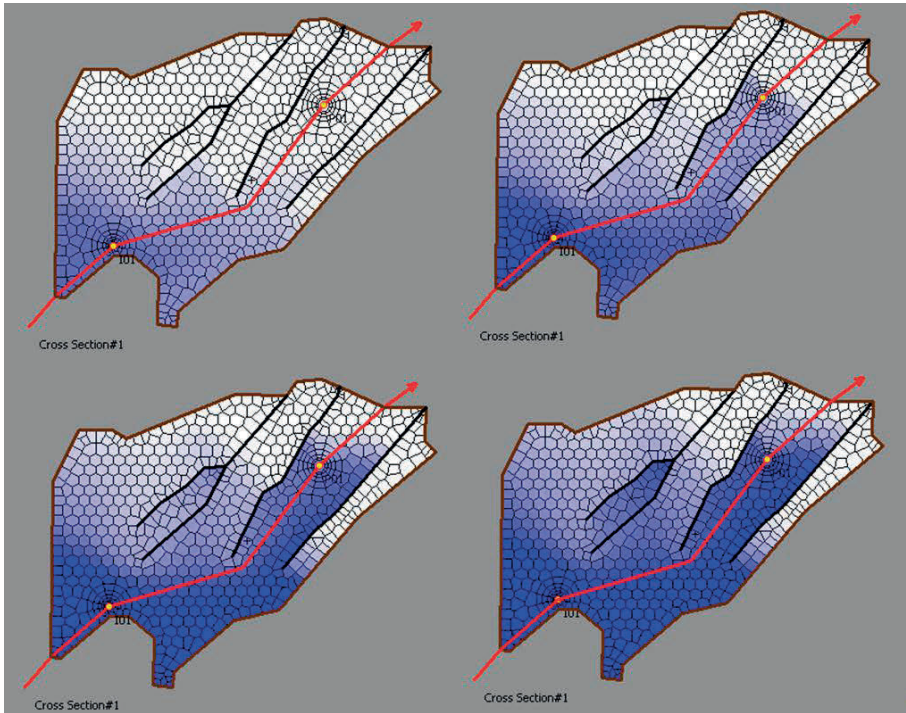


Рис. 2.10.3.4 Изменение со временем водонасыщенности в песчаном слое

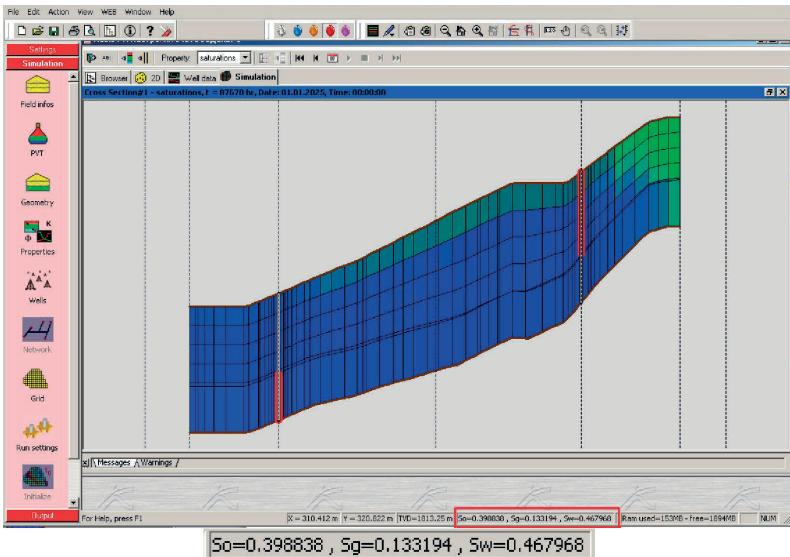


Рис. 2.10.3.5 Значения  $S_o$ ,  $S_g$  и  $S_w$ , смоделированные вблизи P01 через 10 лет добычи

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### Типовые диагностические графики Бурдэ для определения интерпретационной модели при анализе гидродинамических исследований скважин

При создании этого раздела использованы материалы лекций Р.Г. Шагиева и А.М. Гончарова по интерпретации гидродинамических исследований скважин.

На рисунках ниже даны диагностические графики Бурде в билогарифмических координатах для основных интерпретационных моделей, используемых при анализе гидродинамических исследований скважин (внизу слева); указаны различные режимы течения и параметры, определяемые по этим режимам; приведены схематичные рисунки модели (вверху справа).



Рис. П1. Влияние ствола скважины и скин-фактор  
 $C$  – емкость ствола скважины,  $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор

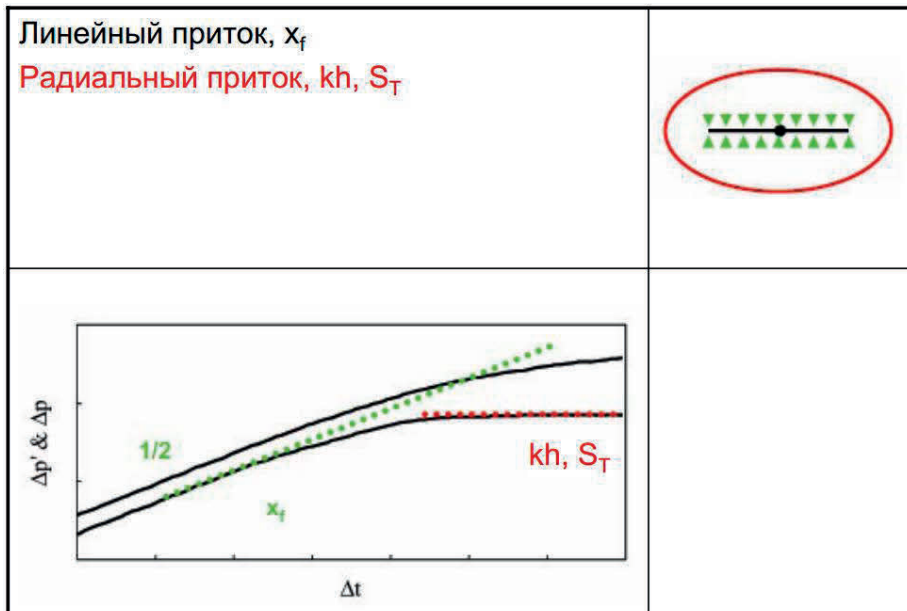


Рис. П2. Трещина с бесконечной проводимостью

$x_f$  – половина длины трещины,  $kh$  – проводимость пласта,  $S_T$  – полный скин-фактор

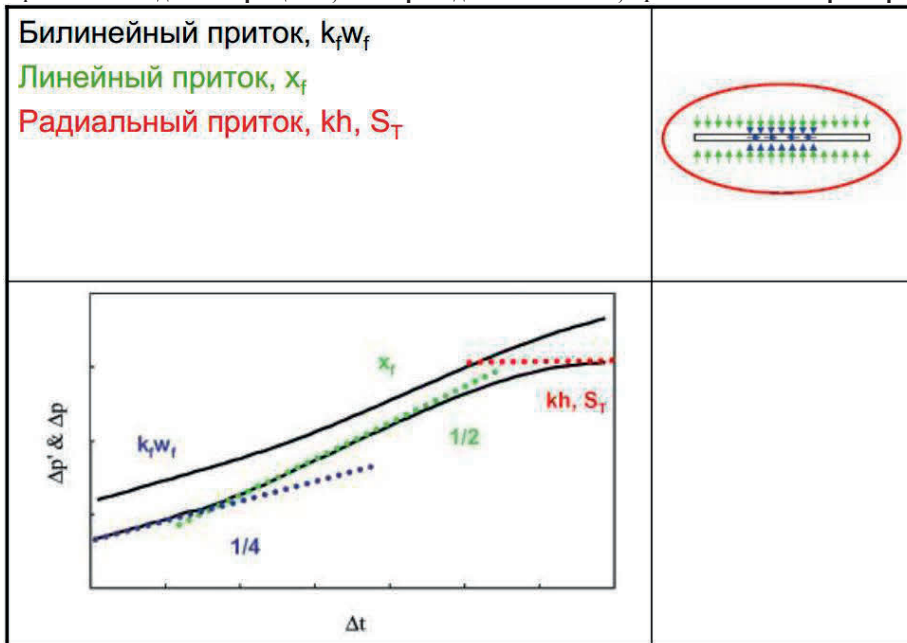


Рис. П3. Трещина с конечной проводимостью

$x_f$  – половина длины трещины,  $k_f w_f$  – проводимость трещины,  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S_T$  – полный скин-фактор

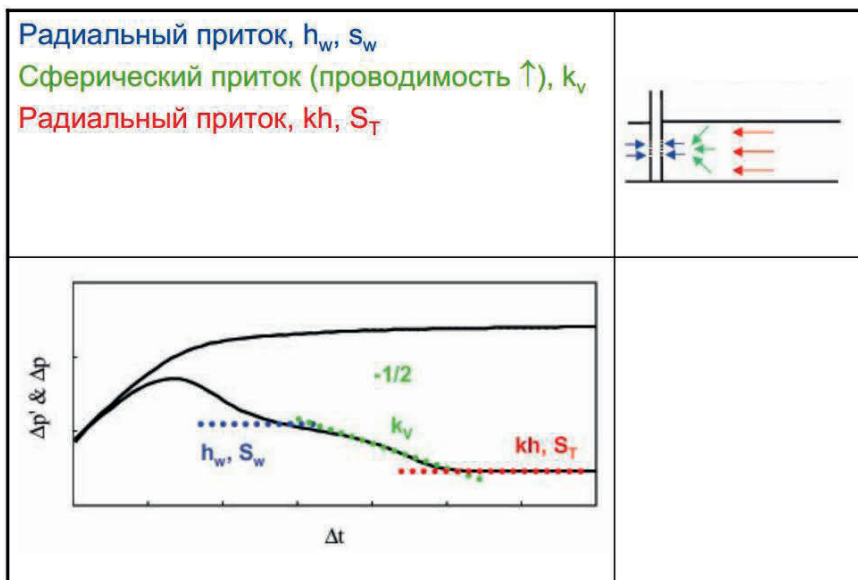


Рис. П4. Частичное вскрытие

$h_w$  – работающая толщина пласта,  $S_w$  – скин-фактор на стенке вскрытого интервала,  
 $k_v$  – вертикальная проницаемость пласта,  $kh$  – проводимость пласта,  
 $S_T$  – полный скин-фактор

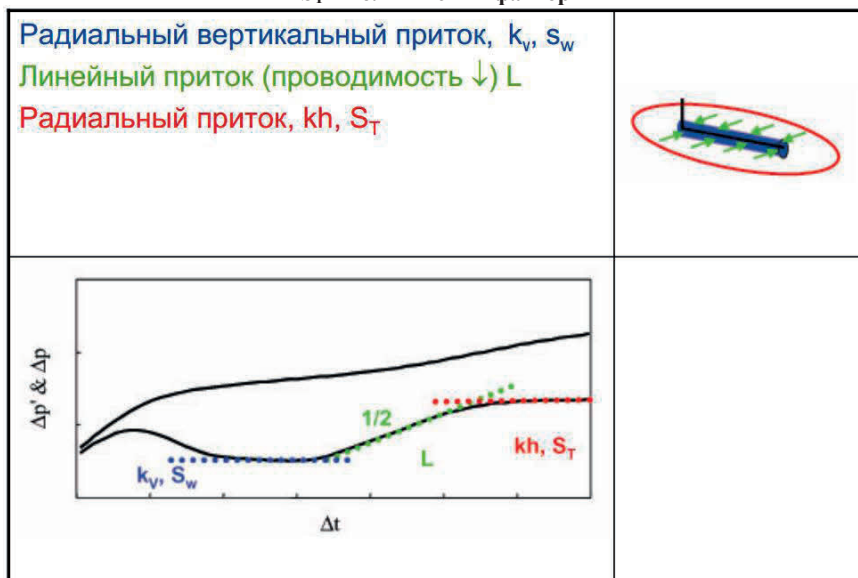


Рис. П5. Горизонтальная скважина

$k_v$  – вертикальная проницаемость пласта,  $S_w$  – скин-фактор на стенке скважины,  
 $L$  – работающая длина скважины,  $kh$  – проводимость пласта,  
 $S_T$  – полный скин-фактор

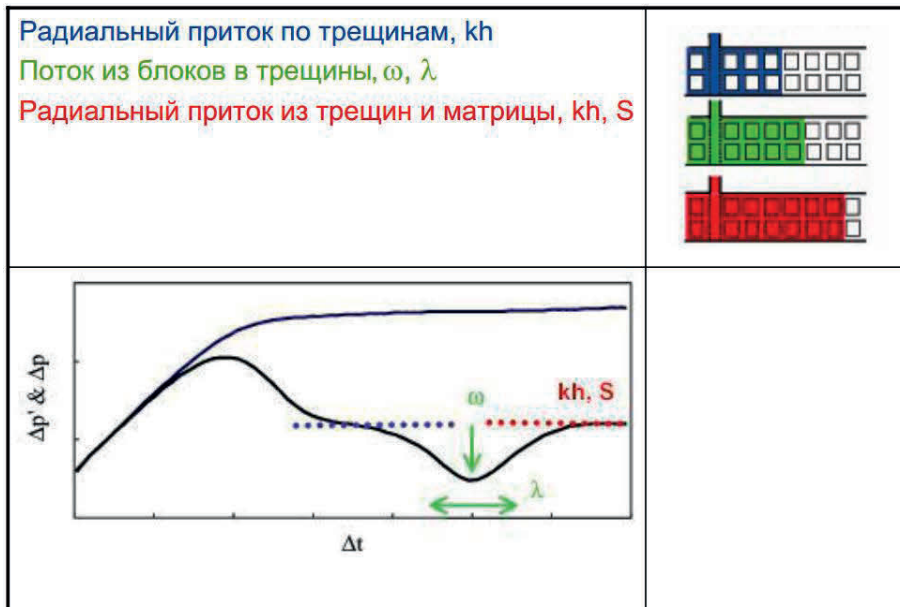


Рис. П6. Двойная пористость

$kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $\omega$  – относительная упругость трещин,  $\lambda$  – параметр трещинно-поровых перетоков

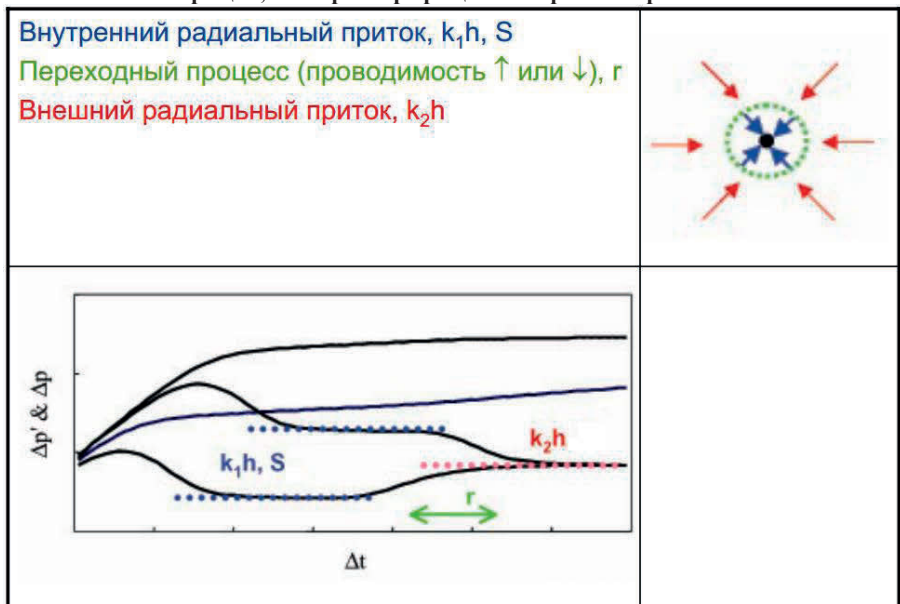


Рис. П7. Радиальный зонально-неоднородный пласт

$k_1h$  – проводимость ближней зоны пласта,  $S$  – скин-фактор,  $r$  – радиус ближней зоны,  $k_2h$  – проводимость дальней зоны пласта

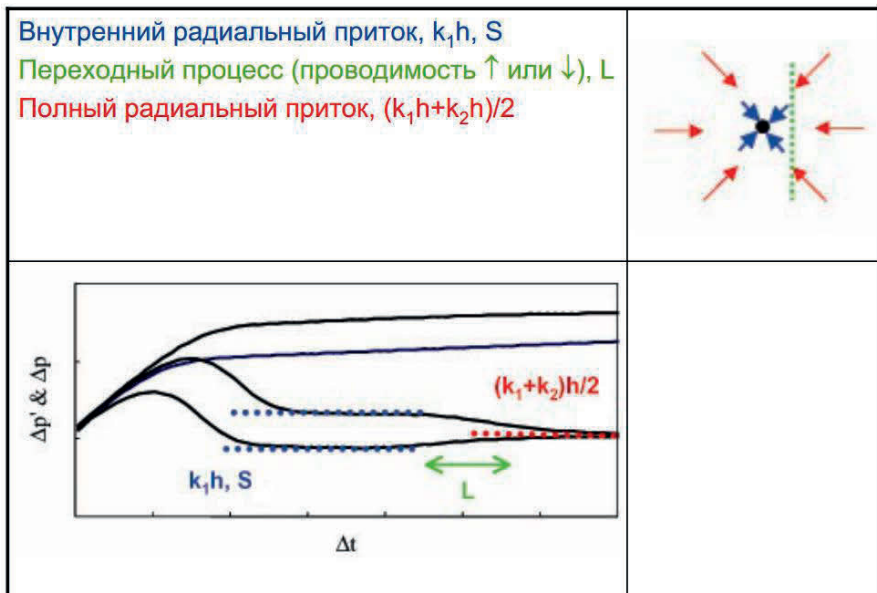


Рис. П8. Линейный зонально-неоднородный пласт  
 $k_1h$  – проводимость ближней зоны пласта,  $S$  – скин-фактор,  
 $L$  – расстояние до границы зон,  $k_2h$  – проводимость дальней зоны пласта

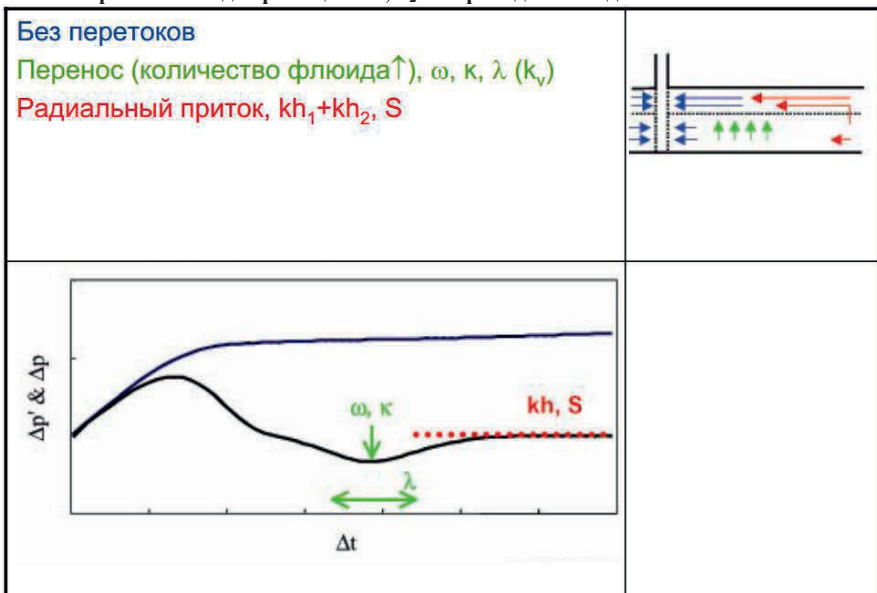


Рис. П9. Двойная проницаемость с одинаковыми скин-факторами по слоям  $S_1=S_2$   
 $kh_1$  – проводимость слоя 1,  $kh_2$  – проводимость слоя 2,  $S$  – скин-фактор,  
 $\omega$  – относительная упругоємкость слоя 1,  $\lambda$  – параметр перетоков между слоями,  
 $\kappa$  – относительная проводимость слоя 1,  $k_v$  – вертикальная проницаемость

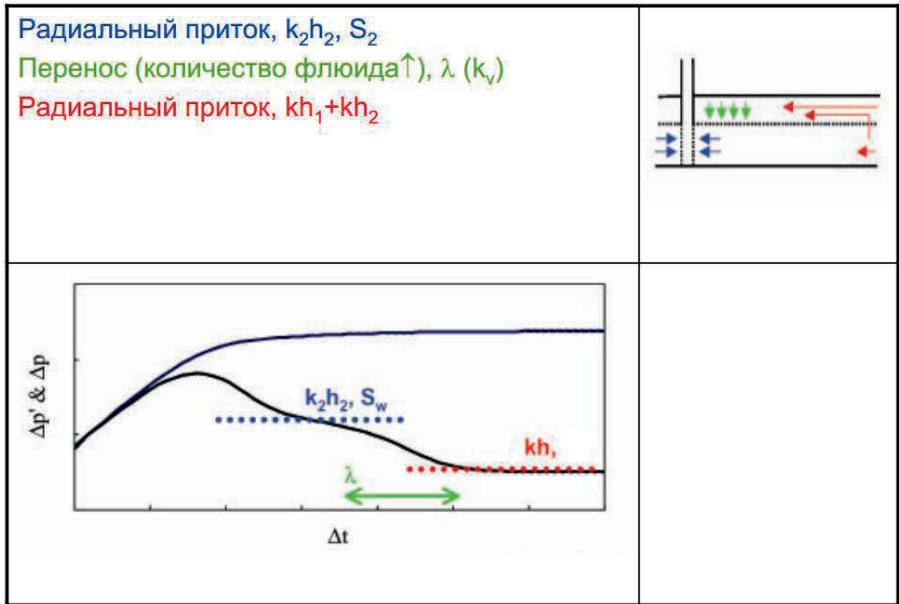


Рис. П10. Двойная проницаемость с частичным вскрытием пласта  $S_1 = \infty$   
 $kh_1$  – проводимость слоя 1,  $kh_2$  – проводимость слоя 2,  $S_2$  – скин-фактор слоя 2,  
 $\lambda$  – параметр перегазов между слоями,  $k_v$  – вертикальная проницаемость

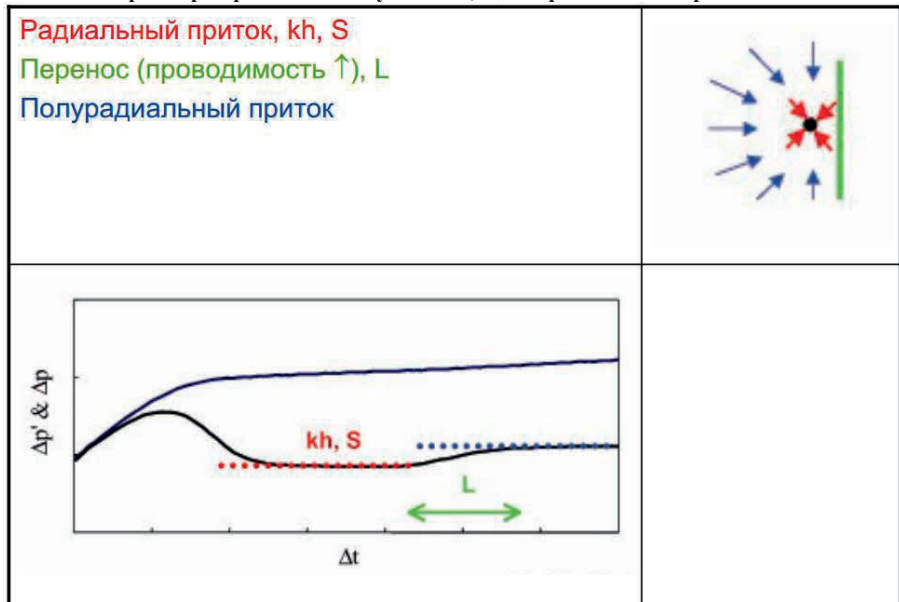


Рис. П11. Непроницаемая граница (экран, разлом)  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $L$  – расстояние до границы



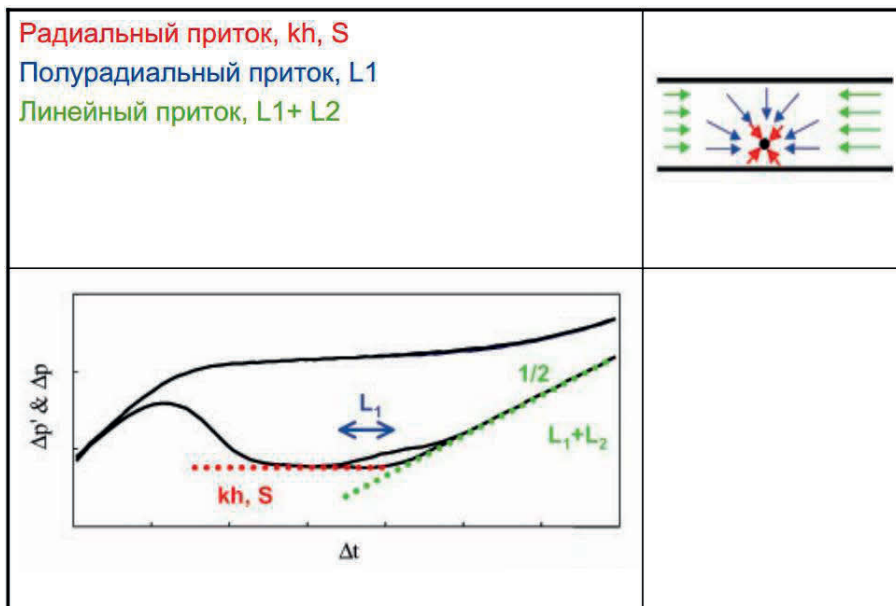


Рис. П12. Две параллельные непроницаемые границы (шнурковая залежь)  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $L_1$  – расстояние до ближней границы,  
 $L_2$  – расстояние до дальней границы

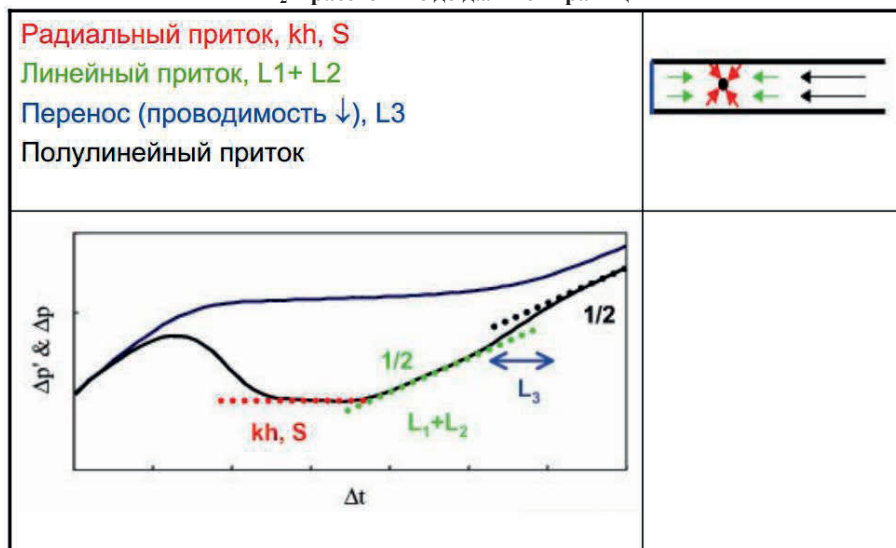


Рис. П13. Три непроницаемые границы («стакан»)  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $L_1$  – расстояние до ближней границы,  
 $L_2$  – расстояние до средней границы,  $L_3$  – расстояние до дальней границы



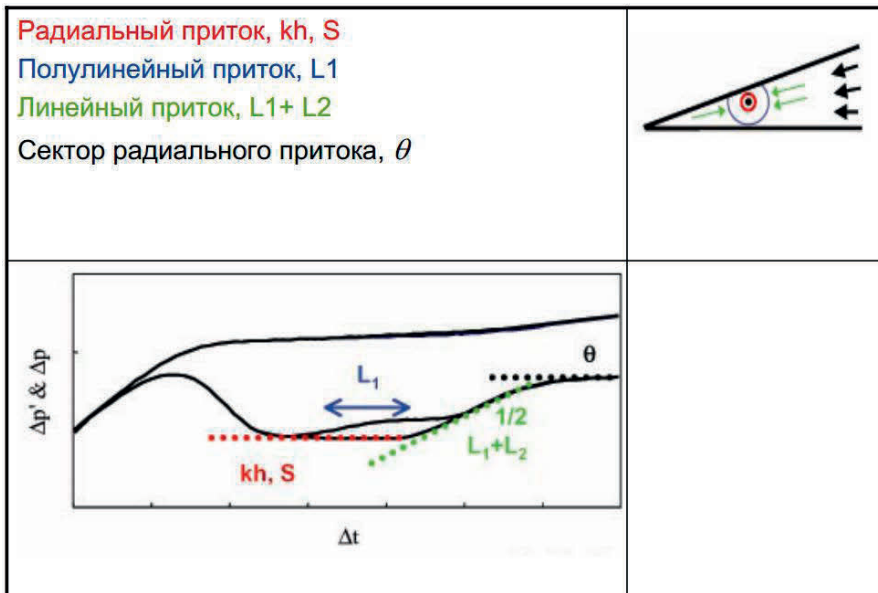


Рис. П14. Две пересекающиеся непроницаемые границы  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $L_1$  – расстояние до ближней границы,  
 $L_2$  – расстояние до дальней границы,  $\theta$  – угол между границами

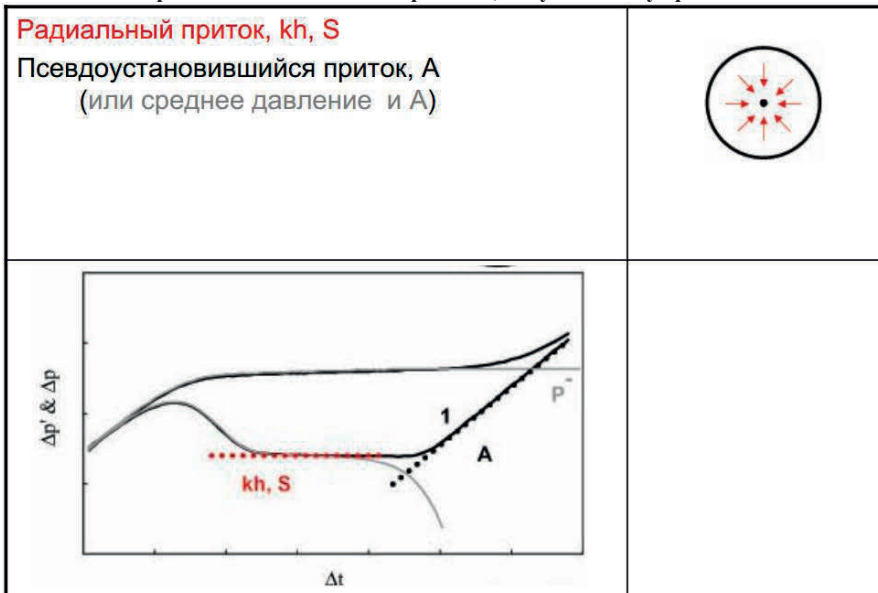


Рис. П15. Непроницаемая круговая граница с центральной скважиной  
 Остановка скважины – серые линии, запуск скважины – черные линии  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $A$  – площадь пласта,  
 $\bar{P}$  – среднее пластовое давление по площади

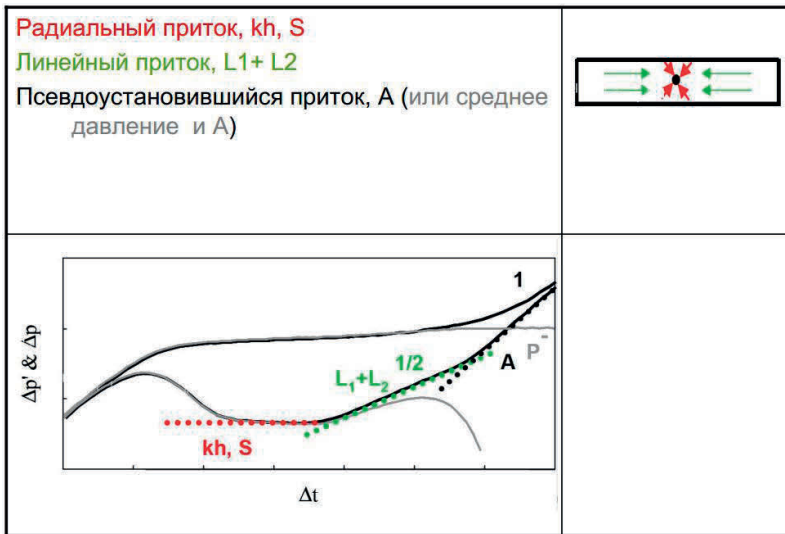


Рис. П16. Прямоугольная залежь с центральной скважиной и непроницаемыми границами

Остановка скважины – серые линии, запуск скважины – черные линии  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $A$  – площадь пласта,  $\bar{P}$  – среднее пластовое давление по площади,  $L_1$  – расстояние до двух ближних границ,  $L_2$  – расстояние до двух дальних границ

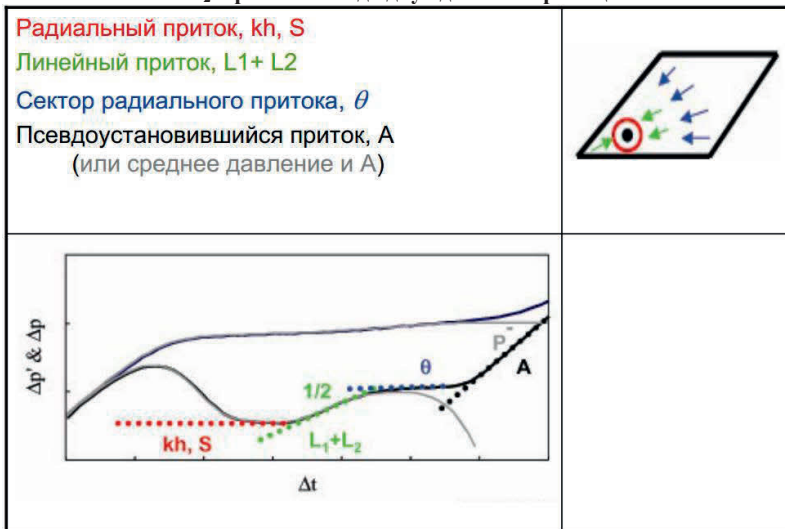


Рис. П17. Четырехугольная залежь с непроницаемыми границами

Остановка скважины – серые линии, запуск скважины – черные линии  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $A$  – площадь пласта,  $\bar{P}$  – среднее пластовое давление по площади,  $L_1$  – расстояние до двух ближних границ,  $L_2$  – расстояние до двух дальних границ,  $\theta$  – угол между границами

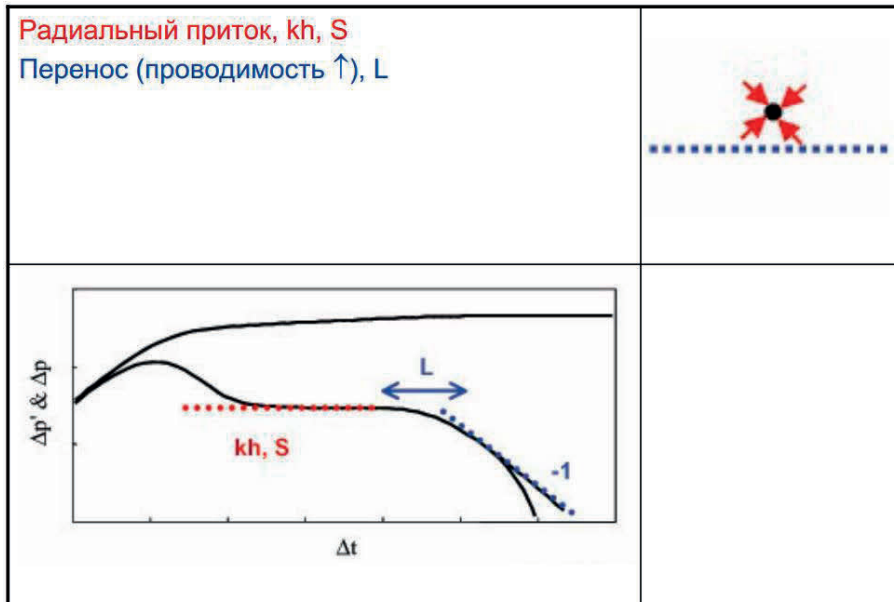


Рис. П18. Граница постоянного давления  
 $kh$  – проводимость пласта,  $S$  – скин-фактор,  $L$  – расстояние до границы

И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, Н.П. Ефимова,  
А.А. Колеватов, П.В. Крыганов, Ю.Б. Чен-лен-сон

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ  
ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
И СЕКТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
НА ПРИМЕРЕ ПО ECRINE KARPA ENGINEERING

Технический редактор – О.В. Ломакина

Издатель – Афанаскин Иван Владимирович

Подписано в печать 30.07.2019. Тираж 50 экз. Заказ № 4472.  
Формат 60х90<sup>1/16</sup>.

Отпечатано в типографии  
ООО «Красногорский полиграфический комбинат»  
115093, г. Москва. Партийный пер. д. 1, корп.58, стр.3. пом.1. ком.7