

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА  
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель КСН

Ю.В. Ваганов



«10» 06 2019 г.

**РАБОЧАЯ ПРОГРАММА**

Наименование дисциплины:

**Интерпретация гидродинамических исследований**

направление подготовки:

**21.03.01 Нефтегазовое дело**

направленность:

**Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

форма обучения:

**очная/очно-заочная/заочная**

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 09.02.2018 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Интерпретация гидродинамических исследований».

Рабочая программа рассмотрена  
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

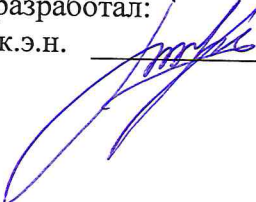
Протокол № 15 от «6» 06 2019 г.

Заведующий кафедрой  Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о. заведующего выпускающей кафедрой  Р.Д. Татлыев

«6» 06 2019 г.

Рабочую программу разработал:  
доцент кафедры НД, к.э.н.  Янукян А.П.

## 1. Цели и задачи освоения дисциплины

Целью дисциплины «Интерпретация гидродинамических исследований» является приобретение углубленных знаний в области теоретических основ технологии и техники проведения и интерпретации полученных результатов гидродинамических исследований пластов и скважин.

### **Задачи дисциплины:**

- научить обучающихся использовать полученные знания по определению фильтрационных и ёмкостных параметров продуктивных пластов;
  - развитие у обучающихся способности реализовывать приобретенные навыки проведения самостоятельных гидродинамических исследований скважин и пластов;
  - обучить качественно и на должном уровне планировать, проводить и интерпретировать полученные результаты исследований для дальнейшего использования при построении математических и фильтрационных моделей пласта.
- закрепление, обобщение, углубление и расширение знаний, полученных при изучении базовых дисциплин, приобретение новых компетенций и формирование умений и навыков, необходимых для изучения специальных инженерных дисциплин и для последующей трудовой деятельности.

## 2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к модулю по выбору 3 (ДВ.3)

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

### **знание:**

- видов и типов исследований скважин и пластов;
- особенностей применения отечественных и импортных глубинных приборов при проведении гидродинамических исследований;
- требований и порядка проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов;
- методик проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов.

### **умение:**

- планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях;
- использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений;
- пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений;
- пользоваться средствами обработки информации.

### **владение:**

- методиками расчета основных технологических показателей при разработке нефтяных и газовых месторождений;
- навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов;
- методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов;
- методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений.

Содержание дисциплины «Интерпретация гидродинамических исследований» является логическим продолжением содержания дисциплин «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика», «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений», «Разработка нефтяных месторождений»

### 3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
<b>ПКС-1</b> способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-1.2</b> Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление технологических процессов	Знать (З1): виды и типы исследований скважин и пластов
		Уметь (У1): планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов
<b>ПКС-3</b> Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-3.3</b> Осуществляет технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Знать (З2): особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов
		Уметь (У2): использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений
		Владеть (В2): навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов
<b>ПКС-5</b> Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-5.1</b> Выбор видов промысловой документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности	Знать (З3): требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов
		Уметь (У3): пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений
		Владеть (В3): навыками измерений и обработки полученных результатов
	<b>ПКС-5.3</b> Использует промысловые базы данных, геологические и технические отчеты	Знать (З4): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов
		Уметь (У4): пользоваться средствами обработки информации
		Владеть (В4): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений

#### 4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет **3** зачетных единицы, **108** часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	Контроль		
очная	4/8	24	12	-	36	36	экзамен
очно-заочная	5/А	20	12	-	36	40	экзамен
заочная	5/А	10	8	-	9	81	экзамен

#### 5. Структура и содержание дисциплины

##### 5.1. Структура дисциплины

**-очная (ОФО)/очно-заочная форма обучения (ОЗФО)/заочная (ЗФО)**

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	Основные сведения о гидродинамических исследованиях скважин	2/2/1	1/1/-	-	2/4/8	5/7/9	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Тест
2	2	Пьезопроводность продуктивных пластов	2/2/1	1/1/-	-	2/4/8	5/7/9	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
3	3	Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации	2/2/1	1/1/1	-	4/4/8	7/7/10	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
4	4	Анализ добычи	2/2/1	1/1/1	-	4/4/8	7/7/10	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
5	5	Модели ствола скважины	2/2/1	1/1/1	-	4/4/8	7/7/10	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач

6	6	Модели скважин	2/2/1	1/1/1	-	4/4/8	7/7/10	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
7	7	Модели пластов	2/2/1	1/1/1	-	4/4/8	7/7/10	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
8	8	Модели границ	2/2/1	1/1/1		4/4/8	7/7/10	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
9	9	Исследования газовых скважин	4/2/1	2/2/1		4/4/8	10/8/10	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
10	10	PVT (давление – объем – температура)	4/2/1	2/2/1		4/4/9	10/8/11	ПКС-1.2 ПКС-3.3 ПКС-5.1 ПКС-5.3	Решение задач
11	Экзамен					36/36/9	36/36/9		Билеты к экзамену
Итого:			24/20/10	12/12/8		72/76/90	108/108/108		

## 5.2. Содержание дисциплины.

### 5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

#### **Раздел 1. Основные сведения о гидродинамических исследованиях скважин**

Задачи решаемые при помощи ГДИС; выбор скважин-кандидатов для проведения в них ГДИС;

- подбор комплекса ГДИС; анализ динамических потоков; анализ данных ГДИС; анализ и прогноз добычи (РА); стационарные глубинные мономеры; остальные кандидаты для анализа динамических потоков (АДП).

#### **Раздел 2. Пьезопроводность продуктивных пластов**

Уравнение пьезопроводности; начальные условия и состояния скважины в бесконечном коллекторе; решение линейного источника в однородном бесконечном коллекторе; влияние ствола скважины и скин-эффект; бесконечно действующее радиальное значение; внешние граничные условия; сложная динамика добычи – суперпозиция во времени; прочие средства решения и моделирования задачи пьезопроводности, физический смысл пьезопроводности.

#### **Раздел 3. Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации**

Процесс анализа данных; графики в полулогарифмическом масштабе; методология ГДИС; метод деконволюции; методология современного РТА; проверка правильности данных (контроль и обеспечение качества).

#### **Раздел 4. Анализ добычи**

Анализ добычи (порядок и методология); график Блейсингейма, график в двойном логарифмическом масштабе, график материального баланса, график динамики; сравнение анализа добычи с анализом данных на неустановившихся режимах фильтрации.

### **Раздел 5. Модели ствола скважины**

Постоянное влияние ствола; переменное влияние ствола; поправка на давление; перераспределение фаз.

### **Раздел 6. Модели скважин**

Интерпретация гидродинамических исследований вертикальной скважины, интерпретация гидродинамических исследований несовершенной по степени вскрытия скважины; интерпретация гидродинамических исследований скважины с гидроразрывом; интерпретация гидродинамических исследований скважины с частичным вскрытием; интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин; интерпретация гидродинамических исследований горизонтальной скважины с гидроразрывом; интерпретация гидродинамических исследований наклонно-направленных скважин; интерпретация гидродинамических исследований многоствольных скважины.

### **Раздел 7. Модели пластов**

Модели пластов; однородный пласт; пласт-коллектор с двойной пористостью; модели пластов с двойной проницаемостью; композитные модели пластов; анизотропия в пласте; аналитические комбинации моделей пластов.

### **Раздел 8. Модели границ**

Разные виды границ; простой непроводящий разлом; пересекающиеся разломы; два параллельных разлома; замкнутые системы; границы постоянного давления; проницаемые и неполные границы; проводящие разломы; комбинация с другими моделями коллекторов и скважин; оценка граничных эффектов; эффекты суперпозиции; типичные ошибки диагностики граничного эффекта;

### **Раздел 9. Исследования газовых скважин**

Сухой природный газ. Соотношения PVT неидеального сухого газа; материальный баланс при фильтрации газа; разные виды IPR/AOF; особенности интерпретации гидродинамических исследований газовых скважин

### **Раздел 10. PVT (давление – объем – температура)**

Фазовое равновесие; классификация пластовых флюидов; описание фаз; свойства флюидов; использование данных PVT в анализе динамических потоков; выведение свойств из анализов соотношений PVT; получение свойств из корреляций соотношений PVT; «композиционное» соотношение PVT от модели тяжелой нефти (и MBO); уравнения состояния.

#### 5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

#### **Лекционные занятия**

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО	
1	1	2/2/1	Основные сведения о гидродинамических исследованиях скважин

2	2	2/2/1	Пьезопроводность продуктивных пластов
3	3	2/2/1	Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации
4	4	2/2/1	Анализ добычи
5	5	2/2/1	Модели ствола скважины
6	6	2/2/1	Модели скважин
7	7	2/2/1	Модели пластов
8	8	2/2/1	Модели границ
9	9	4/2/1	Исследования газовых скважин
10	10	4/2/1	PVT (давление – объем – температура)
Итого:		24/20/10	

Таблица 5.2.1

### Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ЗФО/ ЗФО	
1	1	1/1/-	Интерпретация КВД стимулированной скважины
2	6	1/1/1	Интерпретация гидродинамических исследований в замкнутой области дренирования
3	8	1/1/1	Интерпретация КВД с переходными данными
4	2	1/1/-	Интерпретация результатов КВД по данным механического манометра
5	10	2/2/1	Интерпретация КВД при нагнетании в пласт горячего пара
6	5	1/1/1	Интерпретация КВД горизонтальной скважины
7	3	1/1/1	Интерпретация КПД скважины после ГРП
8	9	2/2/1	Интерпретация КВД скважины после кислотной обработки
9	4	1/1/1	Измерение дебита на забое
10	7	1/1/1	Скважина после ГРП. Двойная пористость. Геотермическая скважина.
Итого:		12/12/8	

### Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

### Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ ОЗФО/ ЗФО		
1	1	2/4/8	Основные сведения о гидродинамических исследованиях скважин	Подготовка к практическим занятиям
2	2	2/4/8	Пьезопроводность продуктивных пластов	Подготовка к практическим занятиям
3	3	4/4/8	Анализ данных на неустано-	Подготовка к практическим заня-



			вившихся режимах фильтрации	тиям
4	4	4/4/8	Анализ добычи	Подготовка к практическим занятиям
5	5	4/4/8	Модели ствола скважины	Подготовка к практическим занятиям
6	6	4/4/8	Модели скважин	Подготовка к практическим занятиям
7	7	4/4/8	Модели пластов	Подготовка к практическим занятиям
8	8	4/4/8	Модели границ	Подготовка к практическим занятиям
9	9	4/4/8	Исследования газовых скважин	Подготовка к практическим занятиям
10	10	4/4/9	PVT (давление – объем – температура)	Подготовка к практическим занятиям
Экзамен		36/36/9		
Итого:		72/76/90		

5.2.3. Преподавание дисциплины/модуля ведется с применением следующих традиционных и интерактивных видов образовательных технологий:

- лекции: лекция – визуализация с использованием мультимедийного материала; лекция проблемного характера; лекция – беседа;
- практические работы: работа в парах; индивидуальная работа; работа в группах; разбор практических ситуаций.

## 6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

## 7. Контрольные работы

Контрольные работы предусмотрены только для заочной формы обучения. Они выполняются по индивидуальным заданиям и согласно методическим указаниям, представленным в пункте 11.4

## 8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1	текущая аттестация	

1	Тест №1	0-10
2	Выполнение практического занятия №1	0-10
3	Выполнение практического занятия №2	0-10
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
2 текущая аттестация		
1	Выполнение практического занятия №3	0-20
2	Выполнение практического занятия №4	0-10
3	Выполнение практического занятия №5	
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Выполнение практического занятия №6	0-10
2	Выполнение практического занятия №7	0-10
3	Выполнение практического занятия №8	0-10
4	Выполнение практических занятий №9,10	0-10
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
<b>ВСЕГО</b>		<b>100</b>

## 9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

– Электронная библиотечная система Elib, полнотекстовая база данных ТИУ, <http://elib.tsogu.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU, <http://elibrary.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Профессиональные справочные системы. Национальный центр распространения информации ЕЭК ООН. – Режим доступа: <http://www.cntd.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Справочно-правовая система КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Система поддержки учебного процесса «Educon»;

– ЭБС «Издательства Лань», Гражданско-правовой договор №885-18 от 07.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Издательство Лань» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ», Гражданско-правовой договор № 884-18 от 08.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Электронное издательство ЮРАЙТ» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Перспектив», Гражданско-правовой договор № 882-18 от 09.08.2018 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «ПРОСПЕКТ»;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО УГТУ (г. Ухта).

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: Windows 8 (Лицензионное соглашение №8686341), Microsoft Office Professional Plus (Договор №1120-18 от 03 августа 2018 г.).

9.4 Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: MS Office

9.5 Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства:

- MS Office

## 10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Помещения для проведения всех видов работы, предусмотренных учебным планом, укомплектованы необходимым оборудованием и техническими средствами обучения.

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	Прибор «Судос»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

6	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
7	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
8	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
9	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
10	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

## **11. Методические указания по организации СРС**

### 11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям.

На практических занятиях обучающиеся изучают методику и выполняют типовые расчеты. Для эффективной работы обучающиеся должны иметь инженерные калькуляторы и соответствующие канцелярские принадлежности. В процессе подготовки к практическим занятиям обучающиеся могут прибегать к консультациям преподавателя. Наличие конспекта лекций на практическом занятии обязательно!

Задания на выполнение типовых расчетов на практических занятиях обучающиеся получают индивидуально. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

### **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КВД СТИМУЛИРОВАННОЙ СКВАЖИНЫ**

Эта скважина была остановлена на КВД после года или более добычи. Так как точное время работы неизвестно (но известно, что оно большое), тест рассматривается как КВД при отрицательном изменении дебита. Это скважина стимулировалась кислотной обработкой.

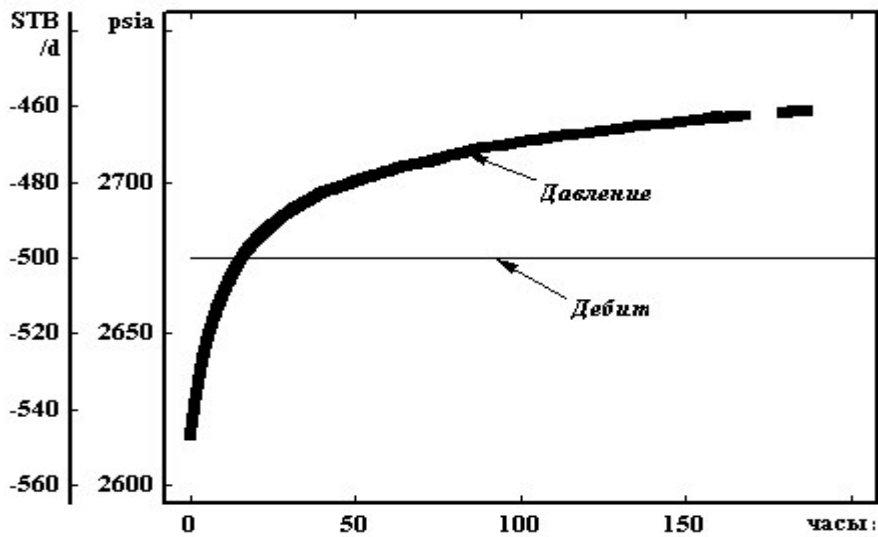


Рисунок 1 – Скважина стимулированная кислотной обработкой

Диагностический график показывает поведение, типичное для стимулированной скважины: отсутствие максимума производной показательно для отрицательного скинфактора. Появление шума на последнем участке времени - обычное явление, которое не надо путать с граничным эффектом. Интервалы достоверности превосходны для всех переменных. Данные также с хорошей достоверностью можно настроить на модель скважины с короткой трещиной ГРП (рис. 3).

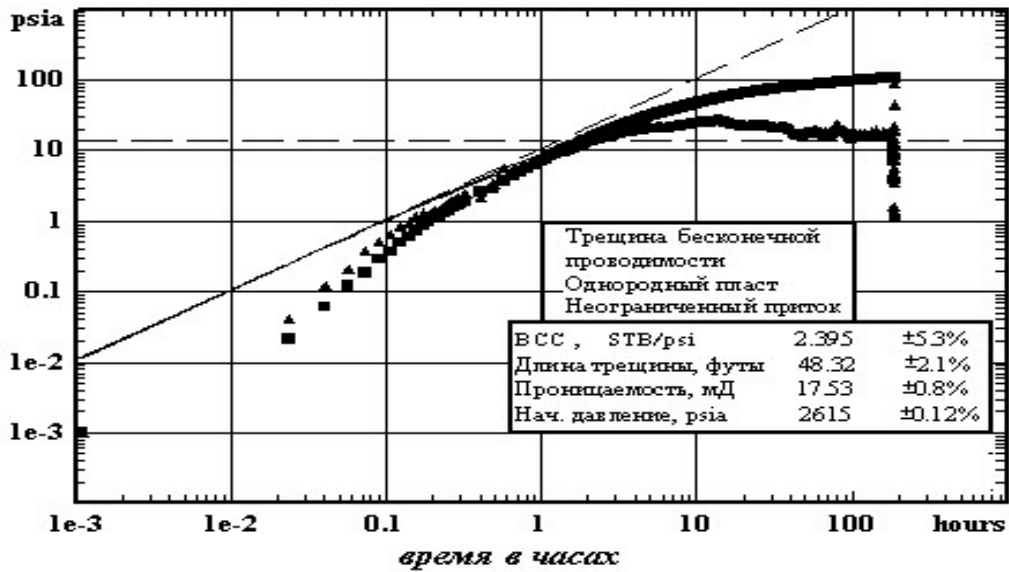


Рисунок 2 – Диагностический график

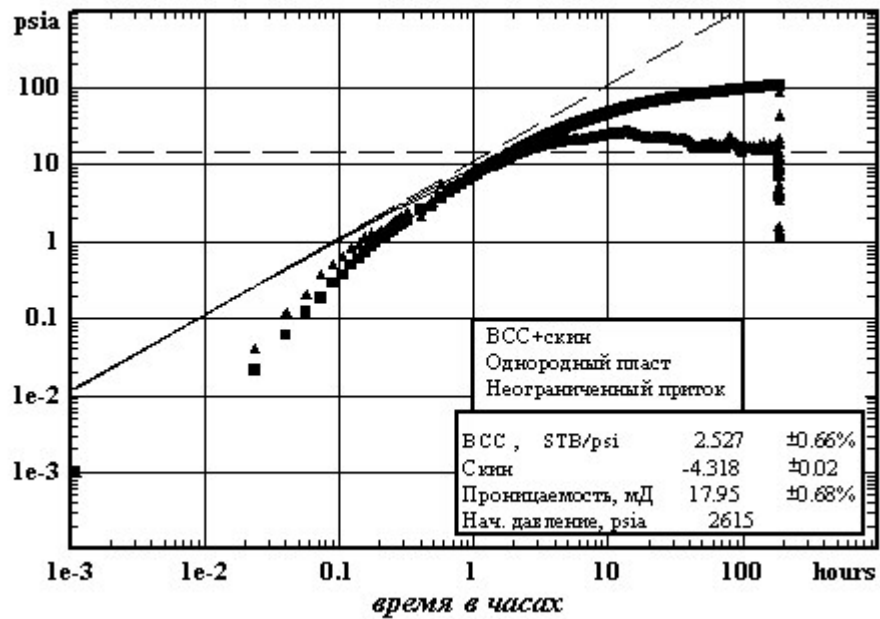


Рисунок 3 – Модель скважины с короткой трещиной ГРП

Данные на начальном этапе времени (участок ВСС) чувствительны к величине начального давления. Даже изменения в начальном давлении на 0.1 psi будут влиять на поведение давления на раннем участке времени. Данные измерений в раннее время не следуют единичному наклону. Причина этого состоит в том, что масштаб времени в данных является немного несогласованными - это очевидно из факта, что и давление и производная на этом этапе являются ошибочными. Вычитание 0.064 часов (пять минут) из данных времени приводит к намного лучше выглядящему графику (рис. 4).

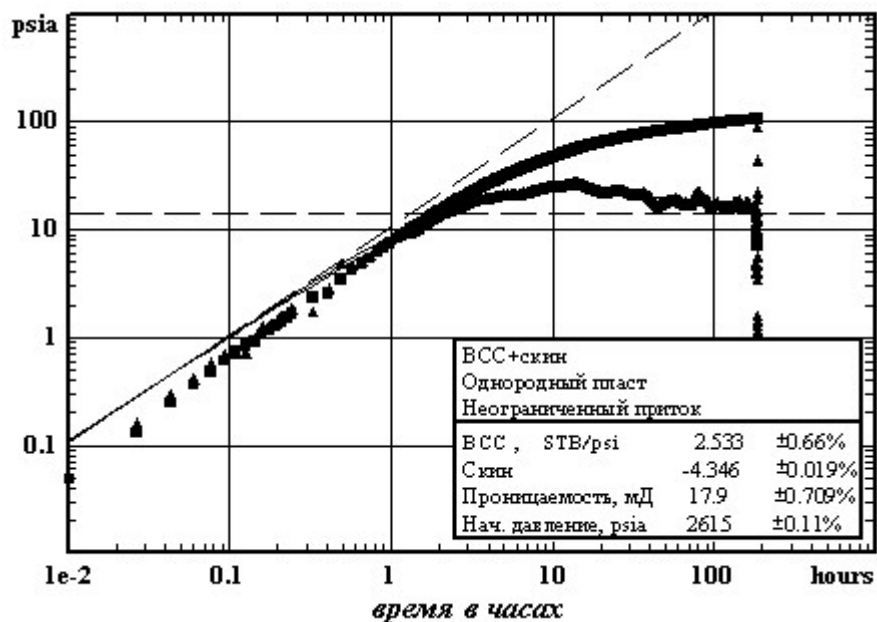


Рис.4

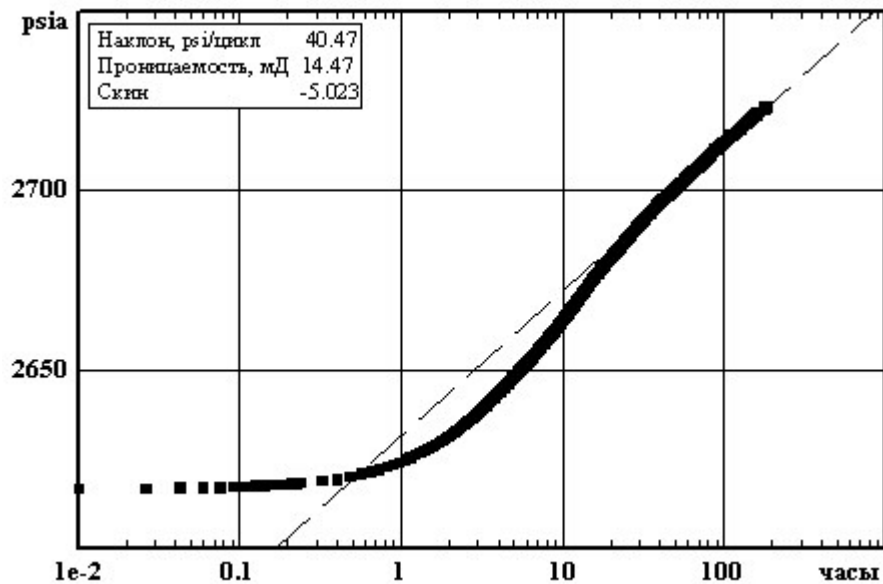


Рис.5

Обычный графический (полулогарифмический) анализ, как показано на рис. 5, вероятно, привел бы к недооценке  $k$  и  $s$ . Это - из-за человеческого желания протянуть полулогарифмическую прямую линию далее вниз и назад больше, чем это позволяют данные.

### Прямолинейный канал песчаника

Следующий пример – тест на КВД после периода потока в 720 часов. Последний участок времени показывает длительный период линейного потока, который является характерным для потока в каналах. Есть небольшое различие между оценками параметров пласта при анализе теста как КВД (рис.6), или как КПД (рис.7). Величины начального давления пласта получаются отличными, но это - только потому, что анализ КПД использует начальное давление  $p_i$ , в то время как анализ КВД использует ожидаемое давление  $p_i$  в момент остановки скважины.

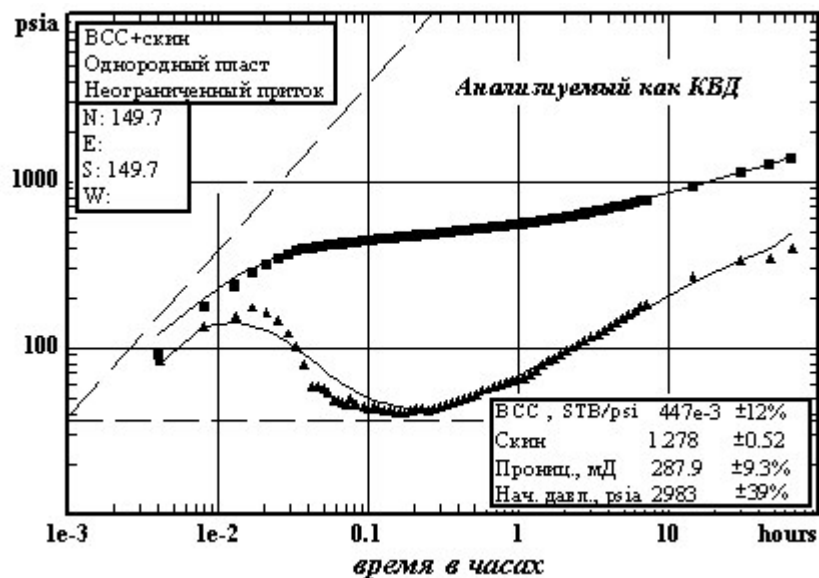


Рис.6

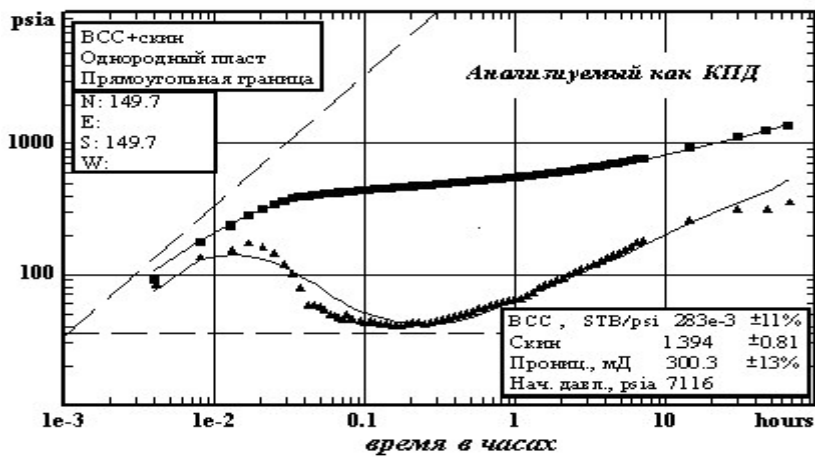


Рис.7

## Практическая работа № 2 Интерпретация гидродинамических исследований в замкнутой области дренирования

Следующий тест - КВД в газовом пласте. В отличие от предыдущего теста, этот пример показывает главное различие между анализом КПД (рис.8) и КВД (рис.9). Единичный наклон в последнее время может соответствовать псевдостационарному режиму (закрытая область дренирования), только если тест анализируется как КПД (рис.8). Оценка расстояния до закрытой границы находится в хорошем согласии с площадью дренирования, основанной на расстоянии между скважинами. Трактовка КИД как КВД не соответствует поведению на последнем этапе времени (рис.9). Если мы пробуем наложить решение ограниченного пласта на тест КВД, производная давления на последнем этапе времени будет снижаться, вместо того, чтобы расти (рис.10).

С первого взгляда, казалось бы, что время добычи достаточно длительно (приблизительно 1200 часов), так как сам тест длится около 200 часов. Очень вероятно, что время добычи было занижено - это весьма обычная ошибка на промысле, где операторы записывают время как последнее время, когда скважины была закрыта на короткий период (что неверно, когда необходимо длительное время работы перед тестом).

Этот пример был проанализирован, используя нормированное псевдодавление. Так как давления высоки (приблизительно 6000 psia), нет необходимости использовать псевдовремя.

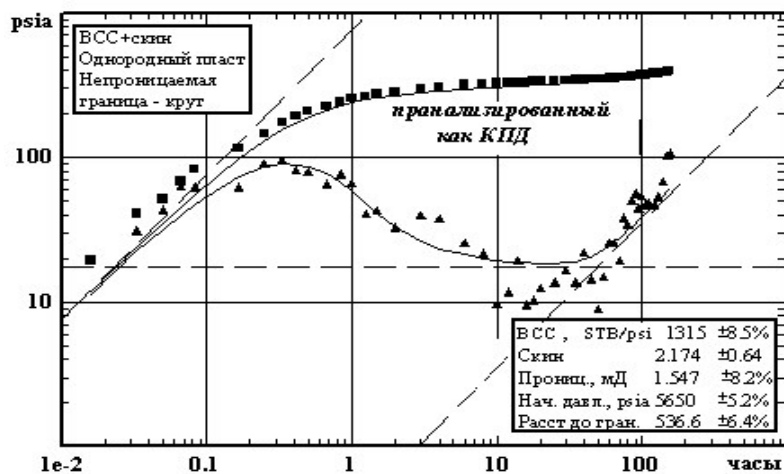


Рис.8



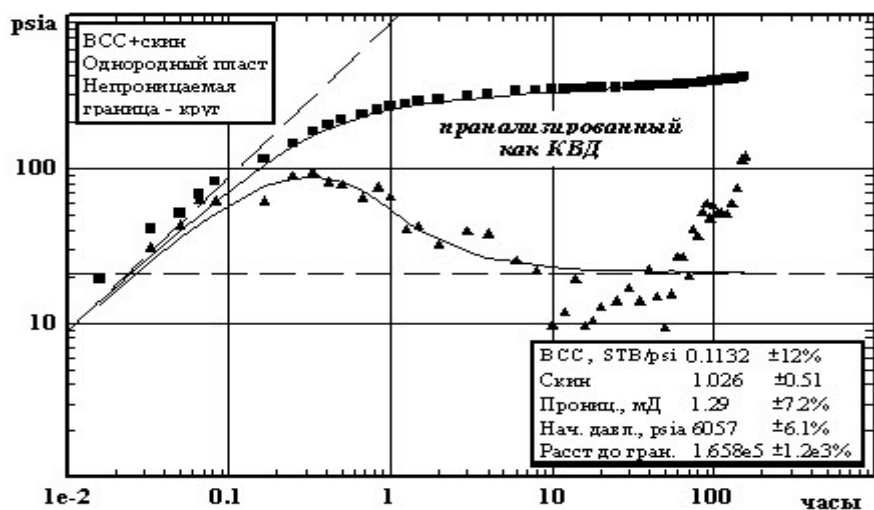


Рис.9

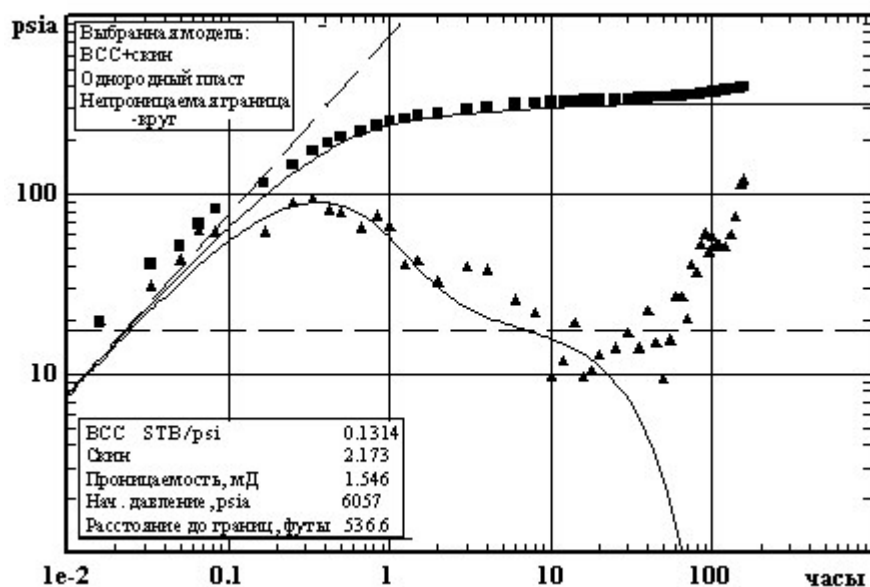


Рис.10

### Клиновидная граница

Это тест КВД демонстрирует необычный наклон  $1/3$  в последнее время. Это соответствует клиновидной границе с углом раствора  $60^\circ$  (рис. 11). Интервал достоверности по проницаемости низкий, так как отсутствует бесконечно действующий радиальный период притока (соответствующая реакция давления начинается сразу от периода ВСС). Попытка анализа с учетом двойной пористости значительно улучшает соответствие (рис. 12), с намного лучшими интервалами достоверности.

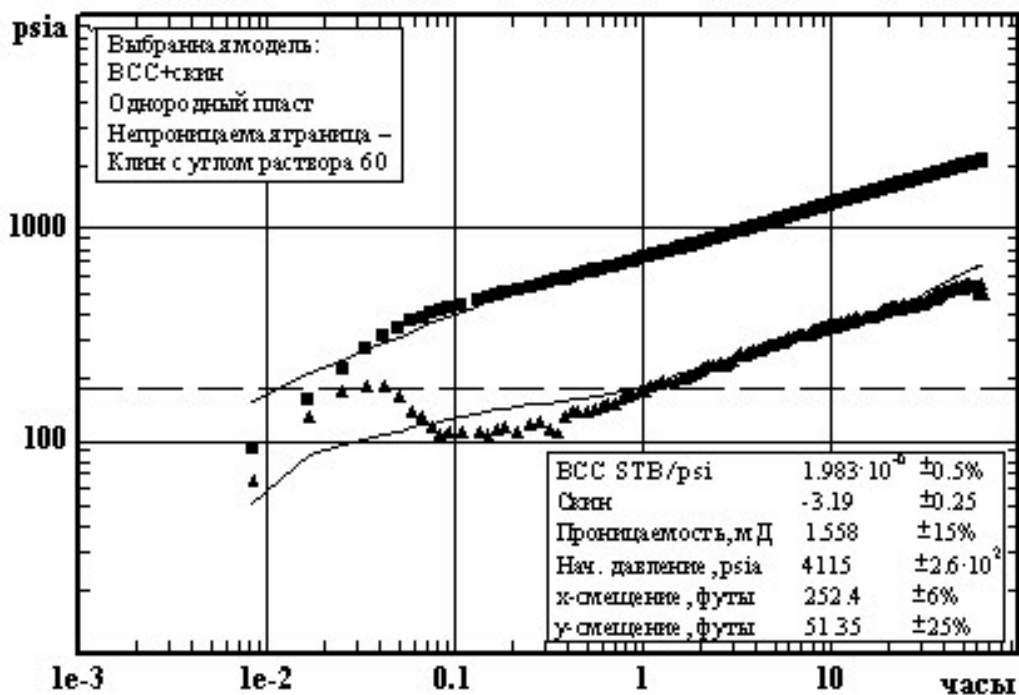


Рис.11

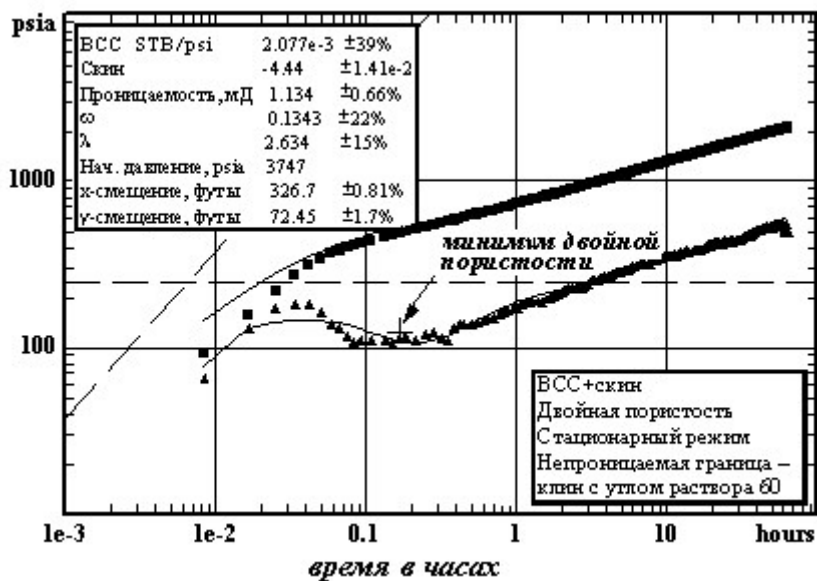


Рис.12

### Практическая работа № 3 Интерпретация КВД с переходными данными

Рассмотрим тест КВД, который соответствует 3 часам закрытия скважины после 18 часов работы. Все данные располагаются между участком ВСС и радиальным притоком, однако, параметры пласта могут быть оценены с хорошими интервалами достоверности, используя нелинейную регрессию (рис.13). Традиционный анализ Хорнера имеет тенденцию недооценивать и проницаемость, и скин-фактор - это верно вообще, но в данном примере усилено из-за короткого периода теста (рис.14).

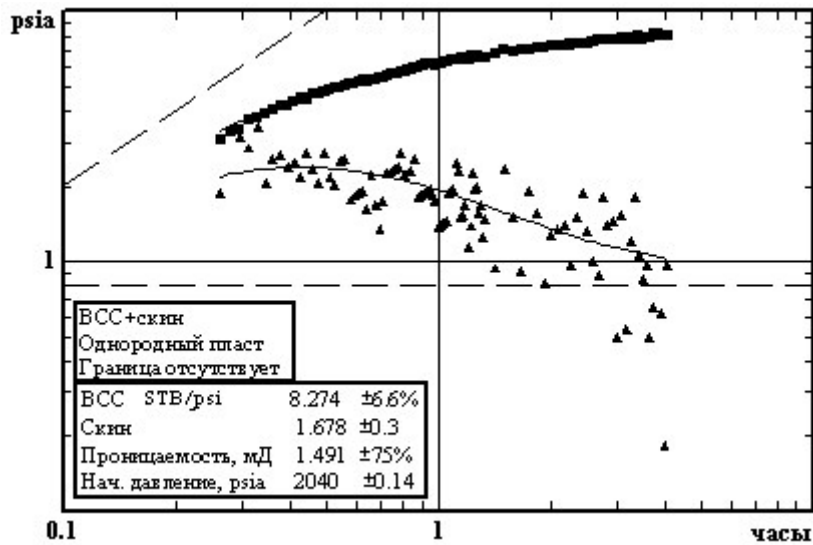


Рис.13

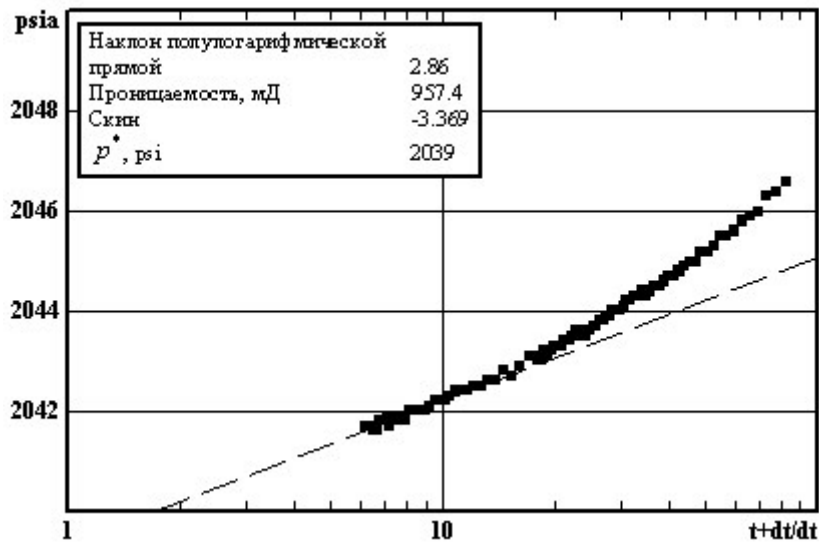


Рис.14

## Горизонтальная скважина

Есть некоторые важные замечания относительно чувствительности к эффективной длине скважины и отношению вертикальная/горизонтальная проницаемости. Рис. 15 показывает настройку данных КВД, используя известную пробуренную длину 1700 футов, и  $k_v/k_H$  отношение 0.2, которое является типичным для пласта. Интервалы достоверности приемлемы, однако настройка производной является неудовлетворительной, особенно в более позднее время. Изменение эффективной длины скважины на 500 футов (рис. 16) приводит к намного более убедительному соответствию.

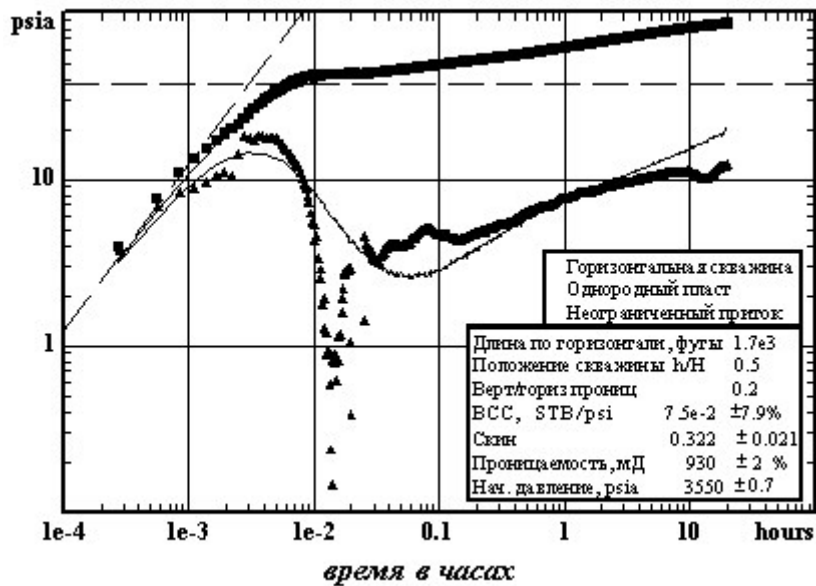


Рис.15

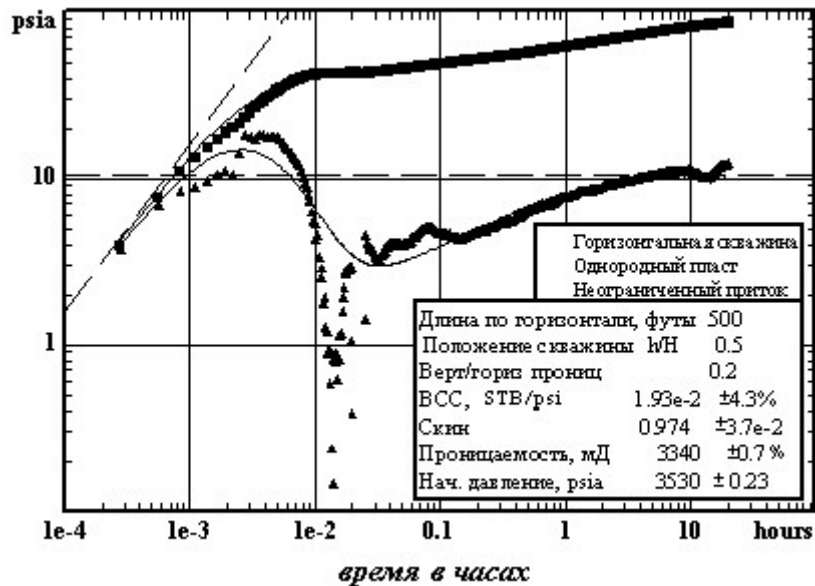


Рис.16

Хотя эффективная длина скважины очень важна в этом тесте, решение фактически не зависит от величины отношения  $k_V/k_H$ . Рис. 17 показывает, что, если отношение  $k_V/k_H$  сделать произвольным, величины не определяются с приемлемым интервалом достоверности. Эта неуверенность подчеркнута на рис. 18, который показывает, что настройка неизменна даже при  $k_V/k_H=0.1$ . Необходимо отметить, что величина скин-фактора при изменении  $k_V/k_H$  также меняется, так как оба фактора тесно связаны.

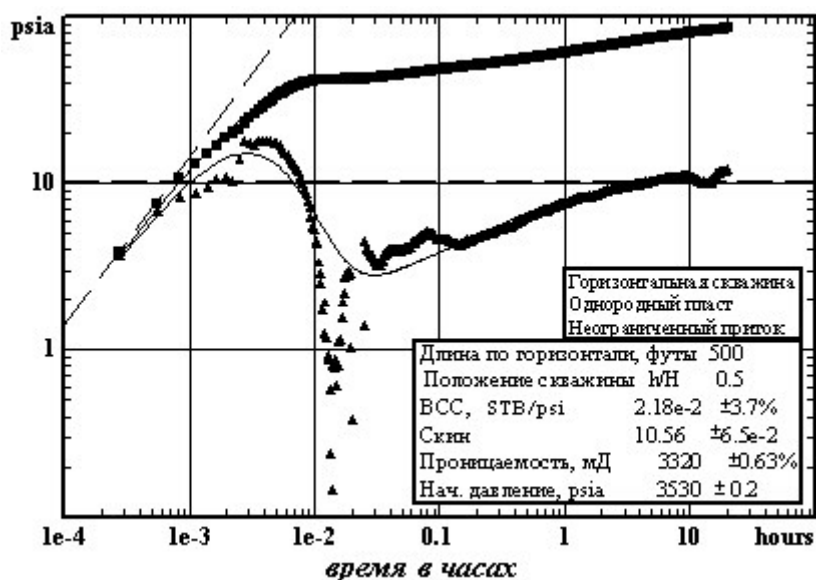


Рис.17

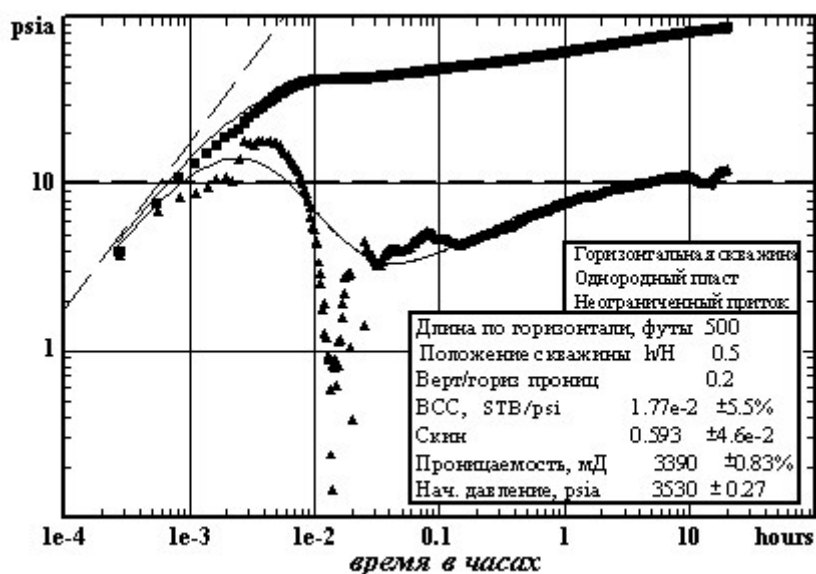


Рис.18

#### Практическая работа № 4 Интерпретация результатов КВД по данным механического манометра

Это тест трудно интерпретировать, потому что данные были плохо выбраны и особенно недостаточны в области бесконечно действующего радиального притока. Рис.19 показывает разумно выглядящую настройку, но плохие интервалами достоверности. Рис.20 показывает настройку с различными величинами  $k$  и  $s$ , но на взгляд, соответствие практически почти такое же, как и прежде. Здесь желательна повторная выборка данных. Данные, полученные вручную от механических приборов, могут иногда походить на данные приведенного примера.

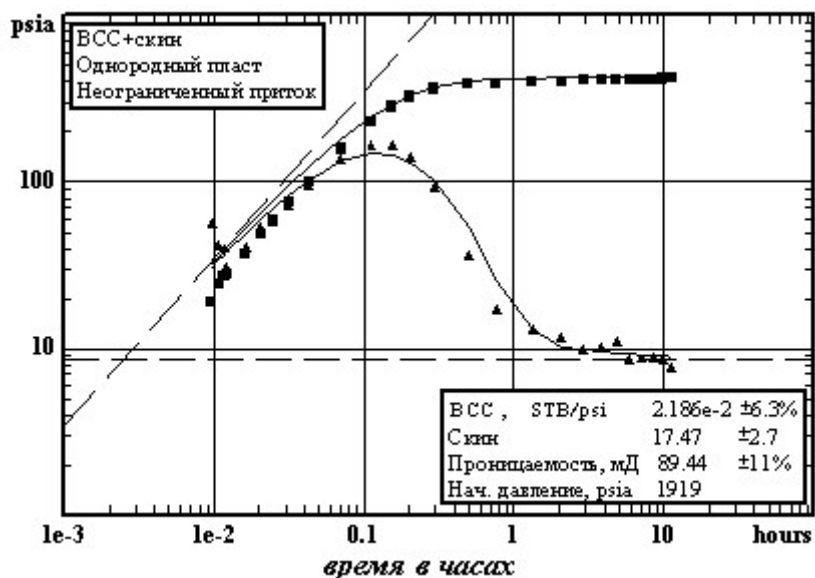


Рис.19

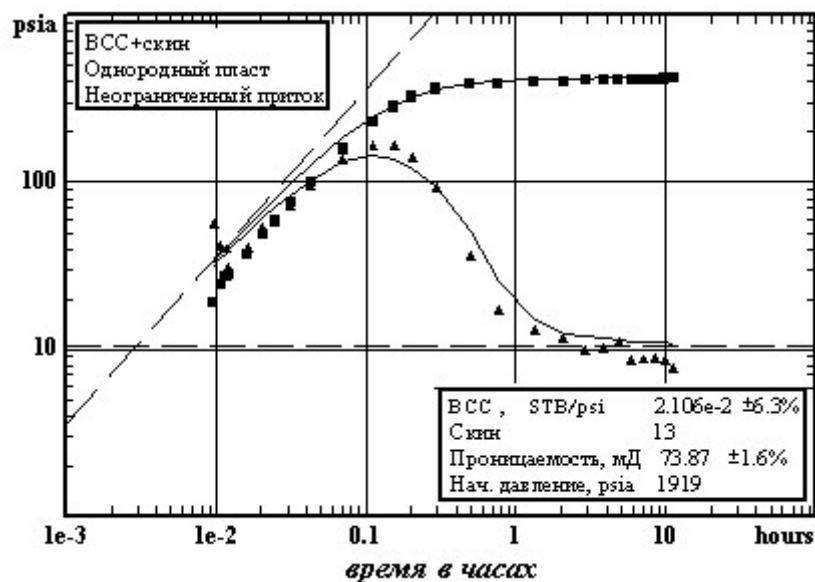


Рис.20

### Поврежденная скважина

Это обычный пример КИД поврежденной скважины. Последний ниспадающий участок за ВСС выражен более резко, чем это предполагается в модели (рис.21), что неблагоприятно сказывается на достоверности определения параметров. Анализ Хорнера (рис.22) приводит к более низким значениям  $k$  и  $s$ , но генерация КИД с этими данными не очень хорошо соответствует данным измерений. Скважина точно повреждена, но величина скин-фактора для этого теста не может быть оценена точно.

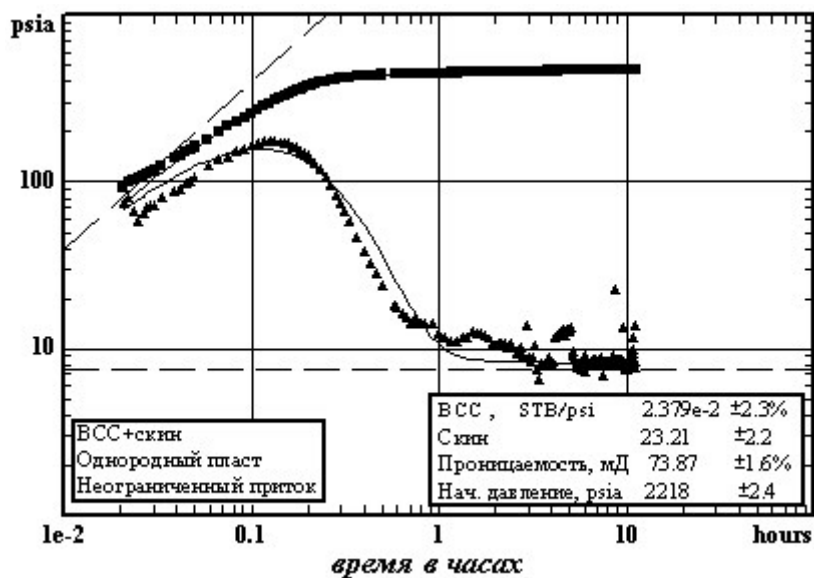


Рис.21

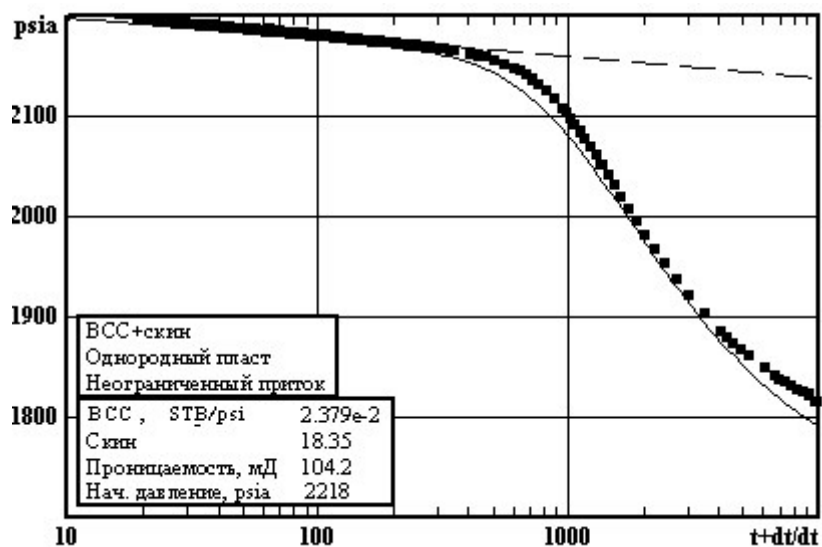


Рис.22

### Практическая работа № 5 Интерпретация КВД при нагнетании в пласт горячего пара

Это тест - тест КВД при нагнетании в пласт горячего пара. Реакция давления показывает более высокую подвижность во внутренней зоне и с более низкой зоной подвижности вне этой зоны. Расстояние между двумя зонами может быть оценено, используя радиально-составную модель пласта.

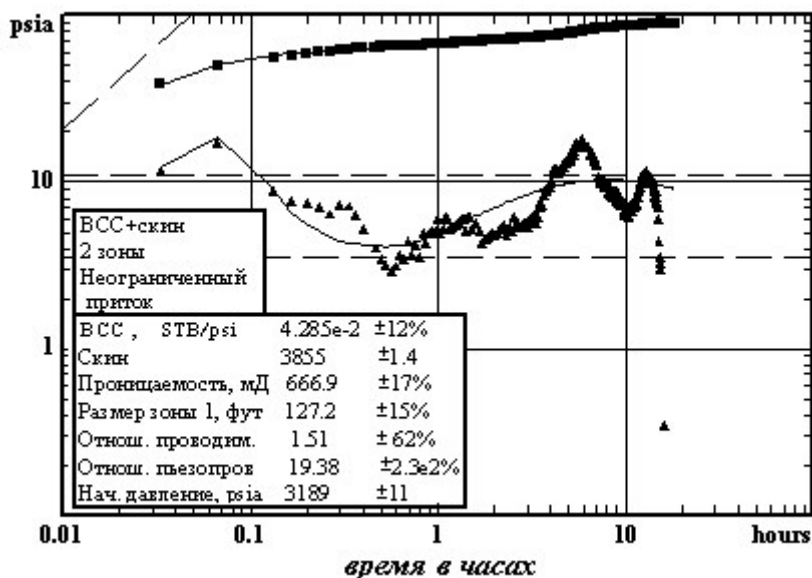


Рис.23

### Неинтерпретируемый Тест

Не каждый тест может быть проинтерпретирован. Приведенному примеру не соответствует никакая известная модель пласта. Во всей вероятности, манометр прекратил работать.

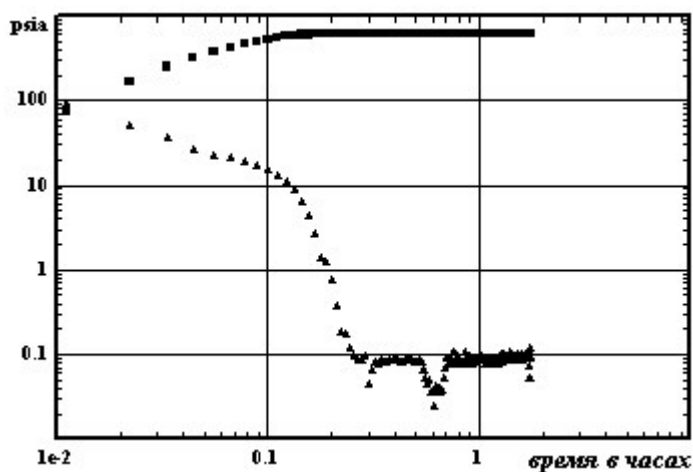


Рис.24

### Практическая работа № 6 Интерпретация КВД горизонтальной скважины

Это тест КВД в горизонтальной скважине. Экспериментирование с подбором различных величин отношения вертикальная/горизонтальная проницаемости показывает, что этот параметр существенно связан со скин-фактором (что означает, что он плохо определен). Обычные методы интерпретации вертикальных скважин (методы анализа Bourdet, Gringarten или Horner) здесь не применимы. Тест не достигает времени последнего радиального притока, а время раннего радиального притока скрыто ВСС.



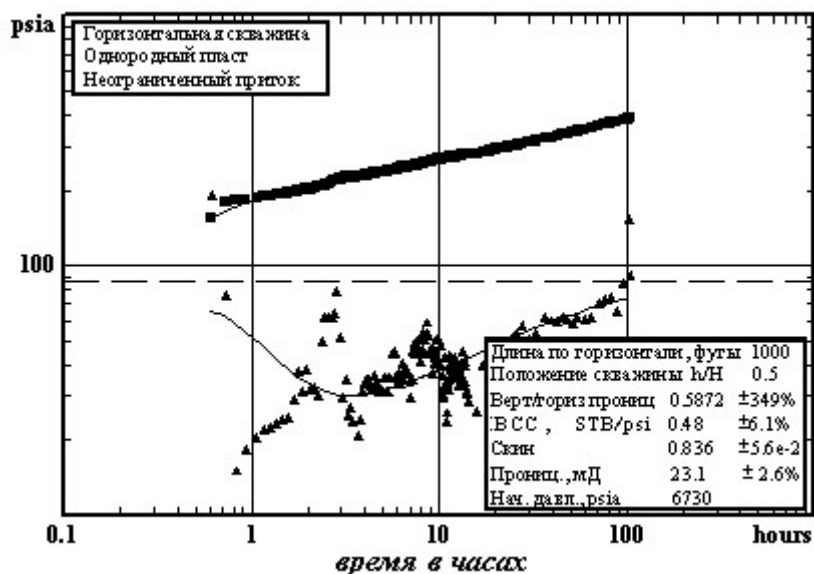


Рис.25

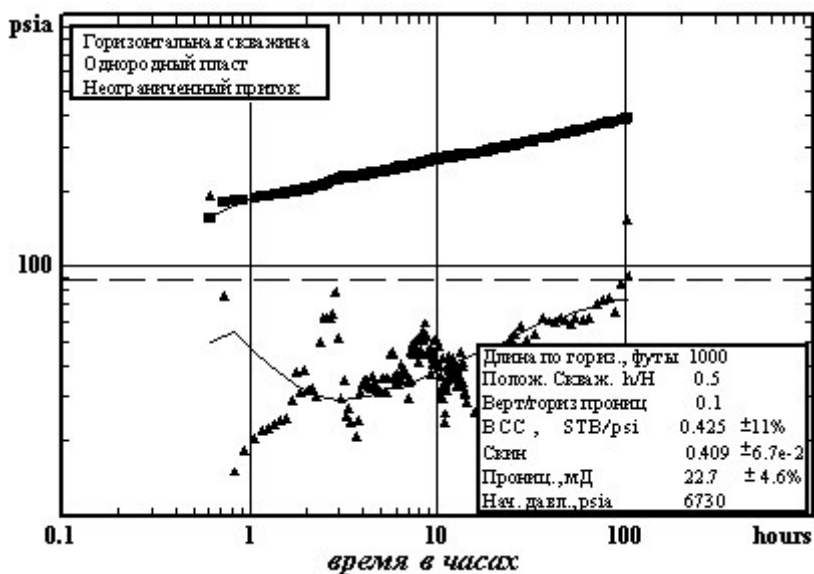


Рис.26

### Короткий тест № 1

Сравним три текста КВД: тест 12, тест 13 и тест 14. Все три теста имеют очень короткие переходные периоды и должным образом не достигают периода радиального притока. Из этих трех тестов, тест 12 - наиболее короткий с точки зрения интерпретатора. Вы можете подобрать много различных значений  $k$  и соответствующих значений  $s$  и настройка на данные в каждом случае будет хорошей. Тест слишком короткий, чтобы достичь радиального притока. Не обманитесь наличием прямой линии на полулогарифмическом графике (рис.28) – генерация переходного процесса на модели, используя полученные значения, не соответствует данным измерений.

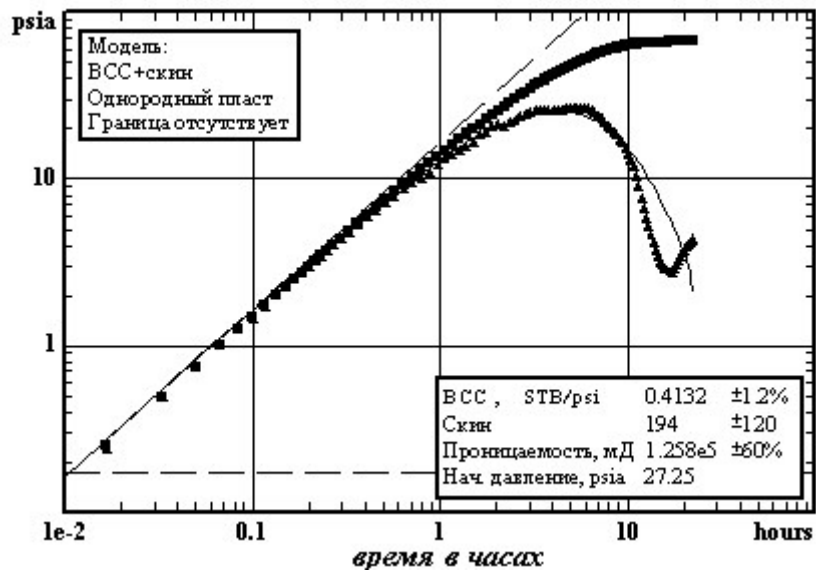


Рис.27

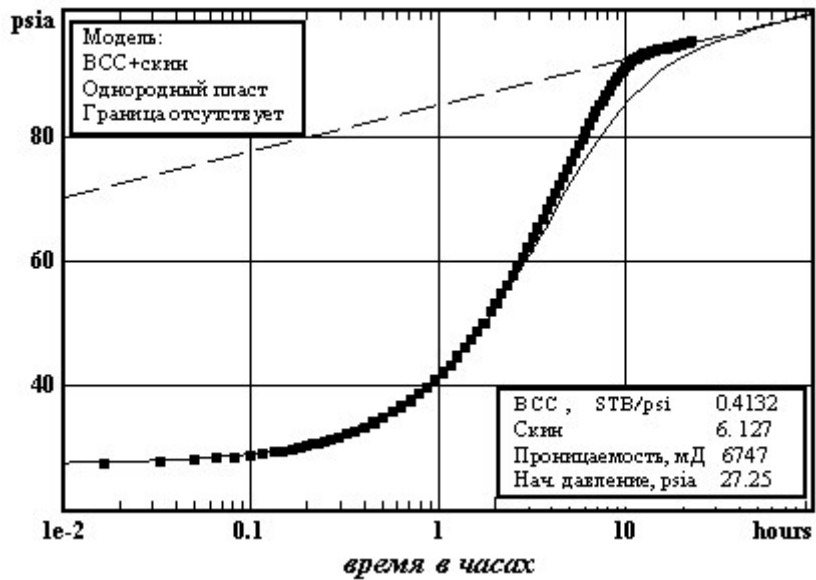


Рис.28

## Короткий тест № 2

Это тест КВД в котором время работы скважины не было зарегистрировано (удивительно обычная ситуация!). Он может быть проанализирован как тест КПД. Нисходящая тенденция в производной на последнем этапе времени может быть проинтерпретирована как первая часть переходного периода в модели двойной пористости или как эффект КВД.

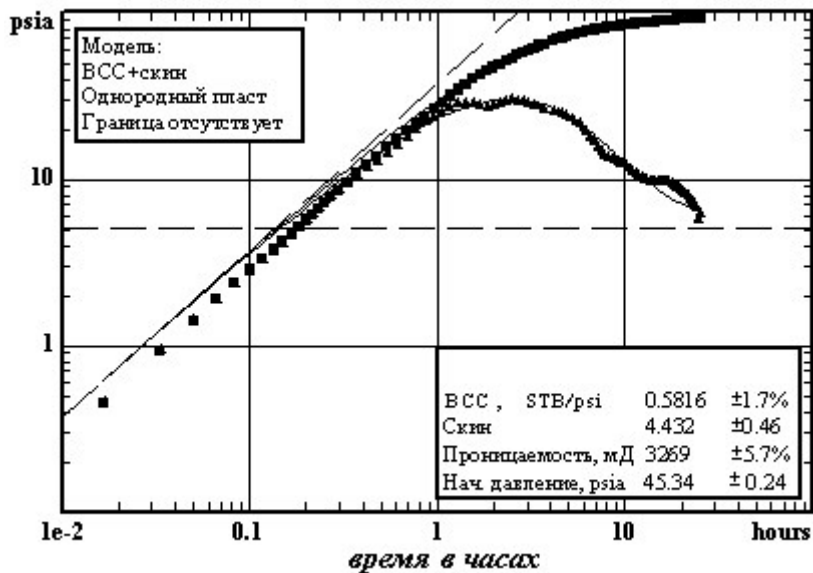


Рис.29

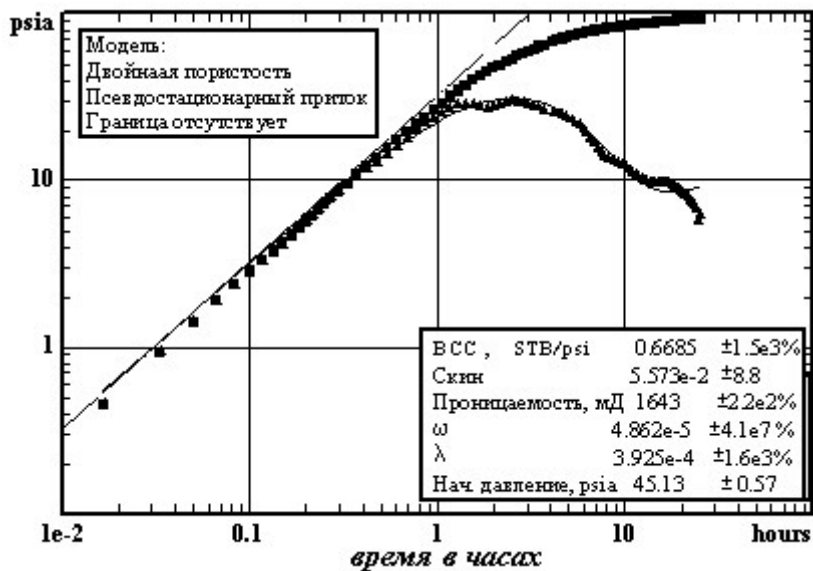


Рис.30

Модель двойной пористости обеспечивает более убедительную прямую линию на полулогарифмическом графике на рис.32, но более низкие интервалы достоверности. Хотя этот тест не так короток, как тест 12, этот тест все еще слишком короткий для достоверной интерпретации. Обратим внимание на то, что две модели, показанные здесь, соответствуют данным почти совершенно на полулогарифмическом графике, и показывают только небольшие изменения на графике производной. Следовательно, как мы видим, хорошая визуальная настройка на данные не достаточна, чтобы гарантировать хорошие оценки - оценки проницаемости в данных примерах отличаются в три раза, а диапазон оценок скин-фактора от нуля до 4.4.

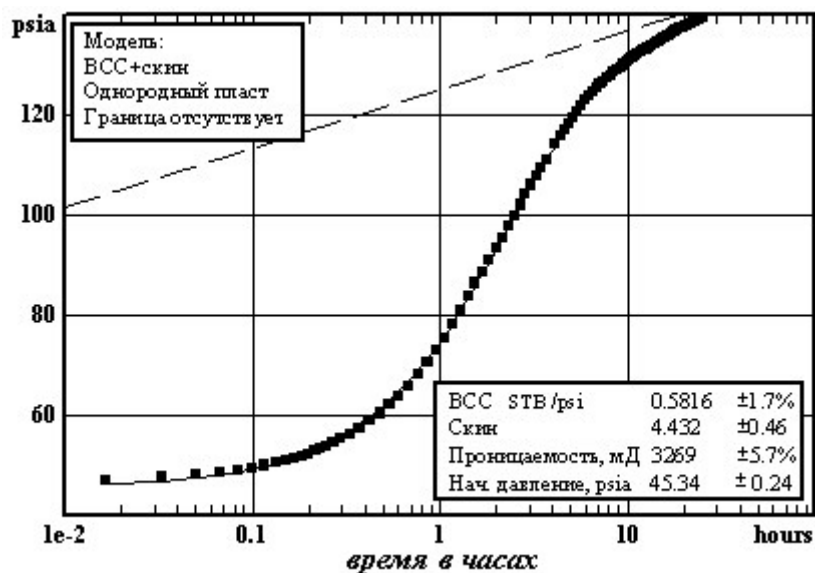


Рис.31

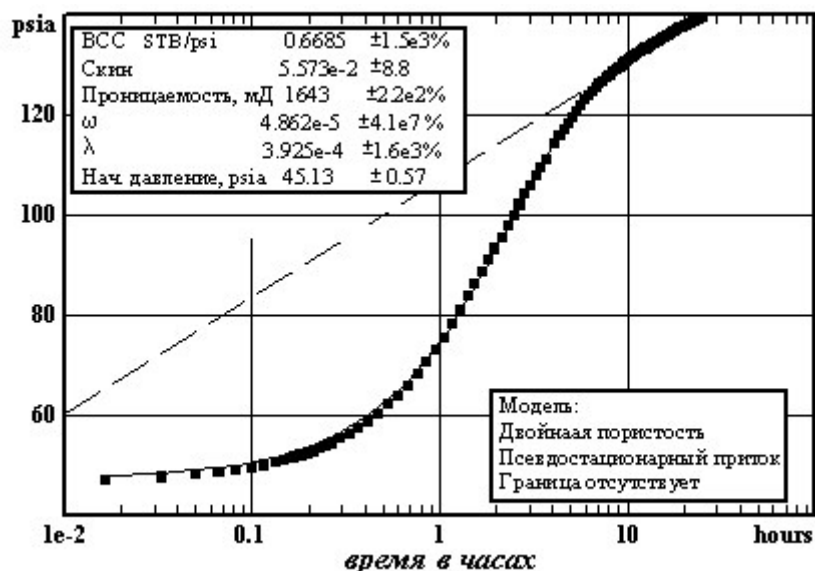


Рис.32

### Короткий тест № 3

Данные этого теста можно настроить на модель бесконечного радиального притока (рис.33), двойной пористости (рис.34), непроницаемой границы (рис.35) или на границу с разломом (рис. 36). Какая интерпретация является наиболее соответствующей? Фактически, ни одна из них не имеет интервала достоверности в пределах приемлемых границ, хотя модель бесконечного притока имеет самый узкий интервал достоверности. Было бы ошибкой выбрать модель на этом основании, однако, выбранная модель, прежде всего, должна иметь приемлемые интервалы достоверности.

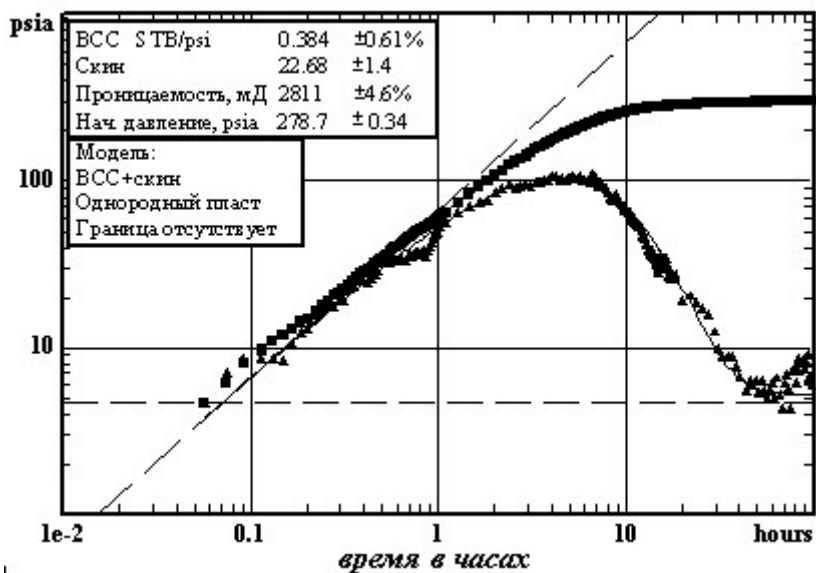


Рис.33

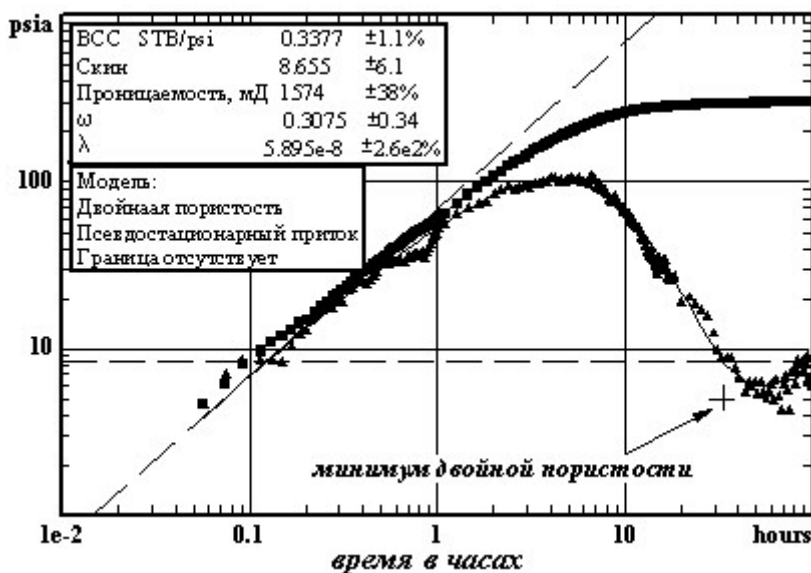


Рис.34

В примерах такого типа при интерпретации теста необходимо, если возможно, использовать дополнительную информацию (например, геологические данные или данные исследований соседних скважин и т.д.). Тест 14, кажется, более длинный, чем тест 13 (который, в свою очередь, является более длинным, чем тест 12), однако, он все еще слишком короток для надлежащей интерпретации.

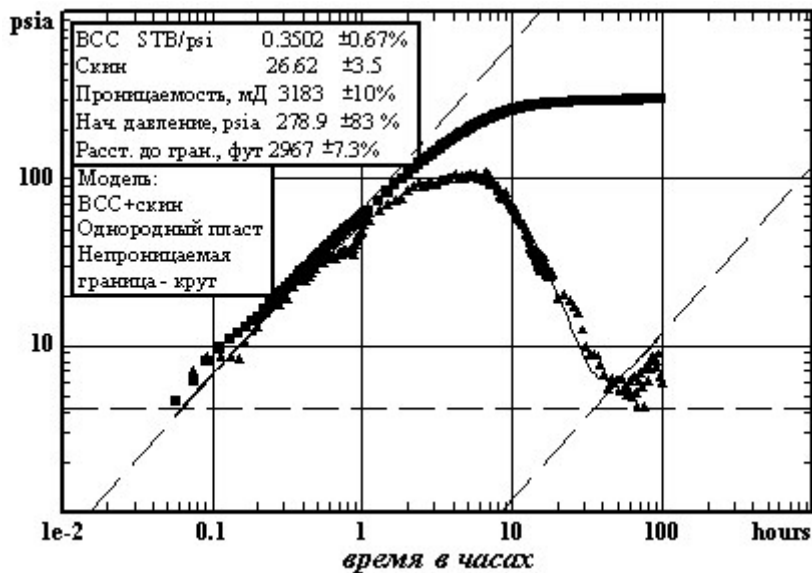


Рис.35

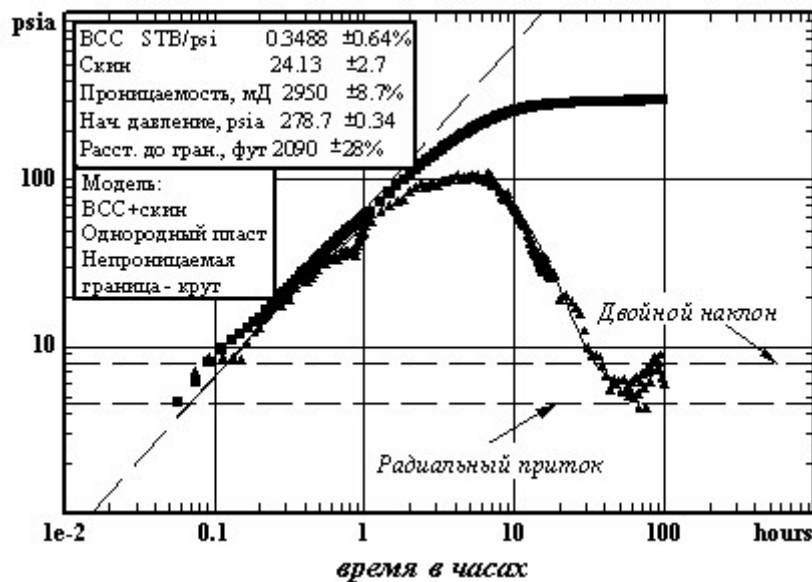


Рис.36

Сравнение между тестами 12, 13 и 14 подчеркивает необходимость гарантировать, чтобы тест имел достаточную длительность, чтобы реакция пласта успела себя проявить во всех своих существенных особенностях. В противном случае интерпретация может быть недостоверной.

## Практическая работа № 7 Интерпретация КПД скважины после ГРП

Рассмотрим тест КПД в скважине после ГРП. Время работы скважины (720 часов) не очень длинно по сравнению со временем теста (приблизительно 80 часов). Данные соответствуют модели скважины с трещиной бесконечной проводимости (рис.37), хотя настройка на соответствующую кривую замаскирована эффектом ВСС (рис.38).

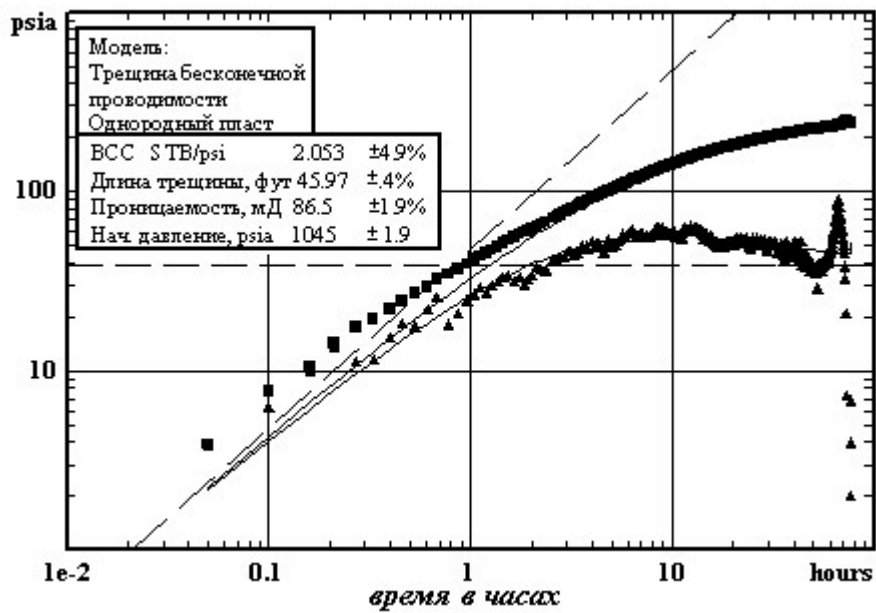


Рис.37

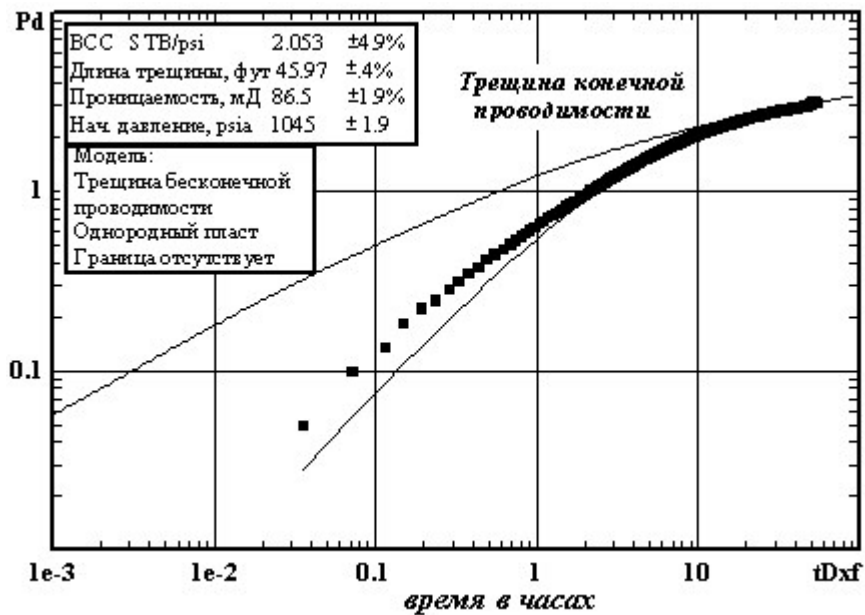


Рис.38

Как и со многими скважинами после ГРП, данные также могут соответствовать модели линейного источника с отрицательным скин-фактором (рис.39). Отметим, что оценка проницаемости не зависит от параметров трещины (рис. 37 и 38). Сравнивая оценки  $k$  и  $s$  по методу Хорнера (рис.40) с аналогичными параметрами, полученными по методу нелинейной регрессии, как и в случае положительного скин-фактора, получаем, что анализ Хорнера дает заниженные оценки обоих параметров. Причина этого состоит в том, что данные приближаются к прямой линии Хорнера снизу (хотя они находятся сверху для данного теста, так как это - КПД), следовательно, имеется тенденция к переоценке наклона прямой линии.

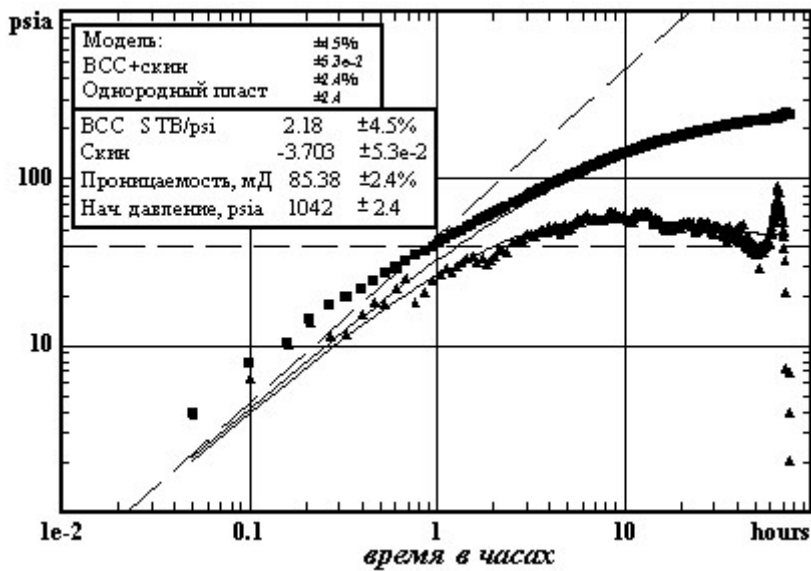


Рис.39

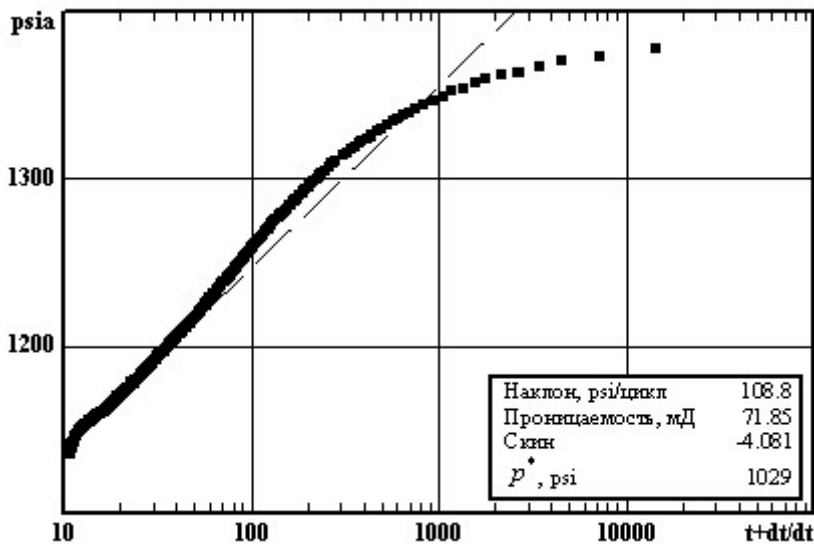


Рис.40

### КПД после предыдущей остановки

Рассмотрим тест КПД, в котором скважина была закрыта приблизительно за 24 часа до остановки на КПД, чтобы спустить манометр (см. рис. 41). Рис. 42 показывает анализ, включая предшествующий период остановки, в то время как анализ на рис.43 игнорирует более раннюю остановку. Шум в производной мешает анализу (видны колебания в пределах времени 10 часов из-за влияния предыдущей остановки). Вообще, период колебаний в производной обычно меньше, чем половина длины цикла регистрации. Данные могут также интерпретироваться, используя модель скважины с ГРП (рис. 44).



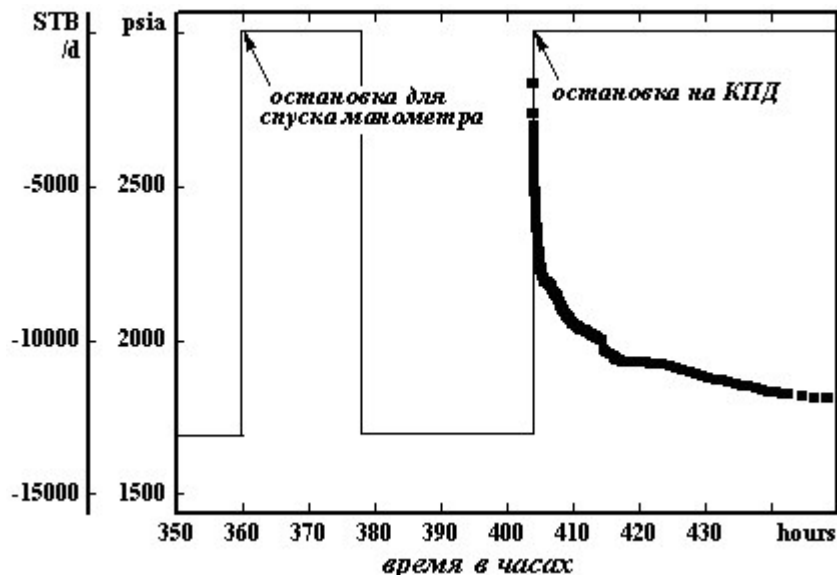


Рис.41

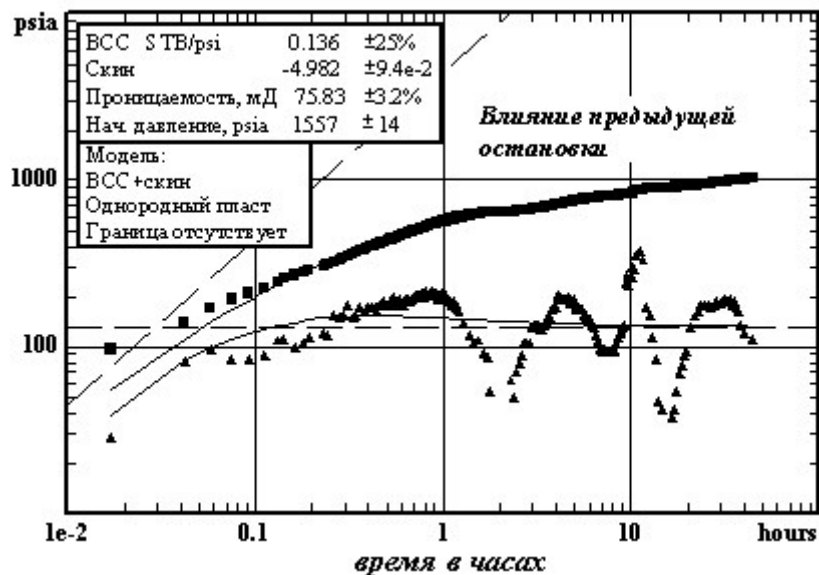


Рис.42

В этом специфическом примере предшествующая остановка скважины не имеет существенного влияния на окончательные оценки параметров, однако это не всегда верно. Как величина периода предшествующей остановки, так и период притока, который следовал за первой остановкой, более короткие, чем сам тест КВД. Однако, так как эта скважина сильно стимулирована, реакция пласта может быть замечена приблизительно после 1 часа теста. Следовательно, предыдущая остановка и переходные процессы притока имеют в данном случае минимальный эффект. Если бы эффект ВСС был больше, влияние предыдущих периодов было бы больше. Вообще, любая предыдущая остановка скважины должна быть включена в историю притока.

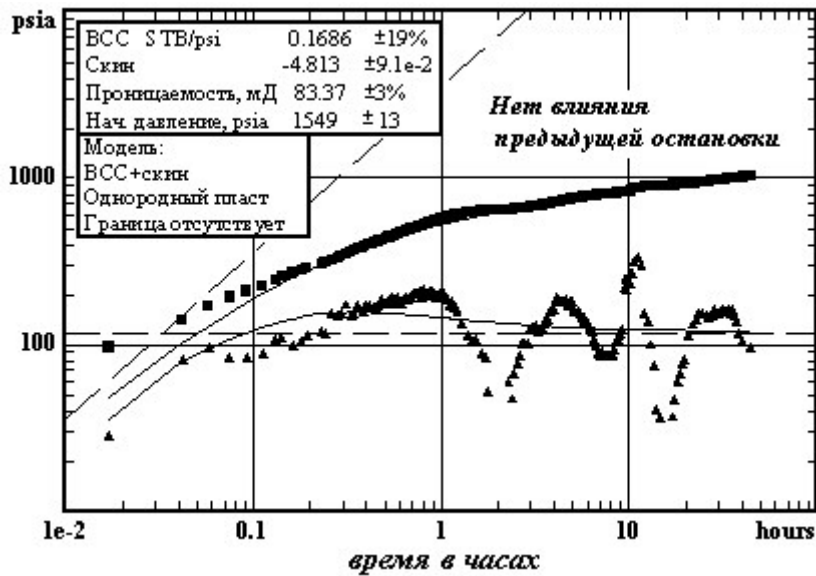


Рис.43

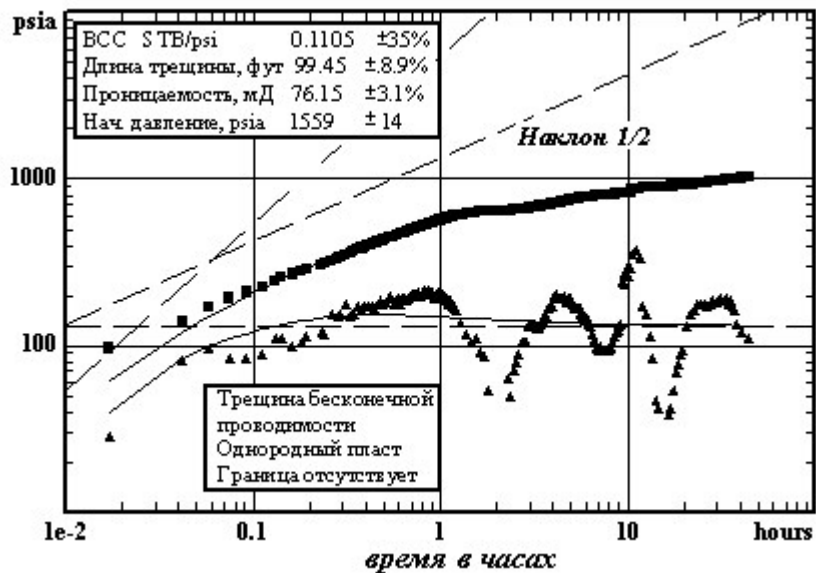


Рис.44

### КВД газовой скважины

Рассмотрим КВД газовой скважины. Следствия анализа этого теста практически не зависят от того, использовался или нет подхода псевдодавления (рис. 45 и 46 соответственно). Это потому, что давления в течение теста относительно высоки.

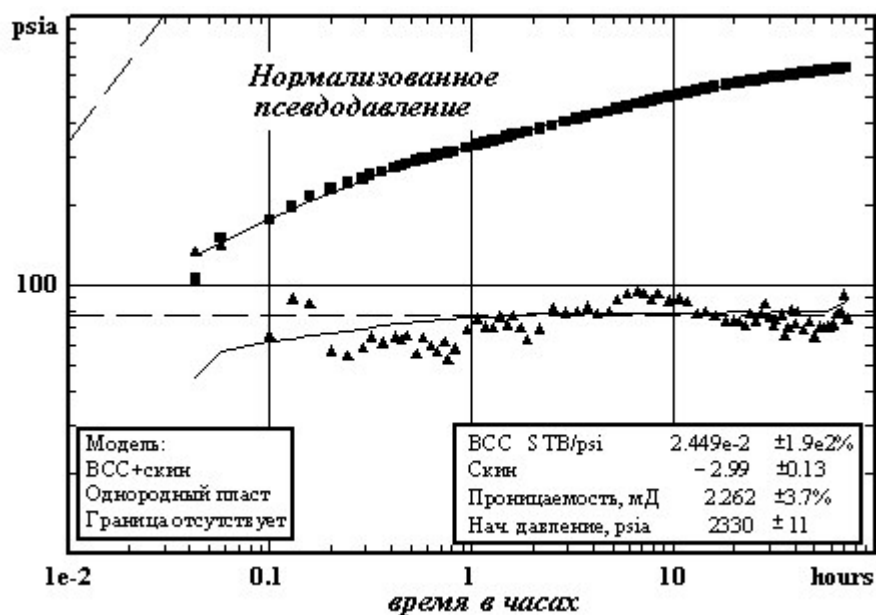


Рис.45

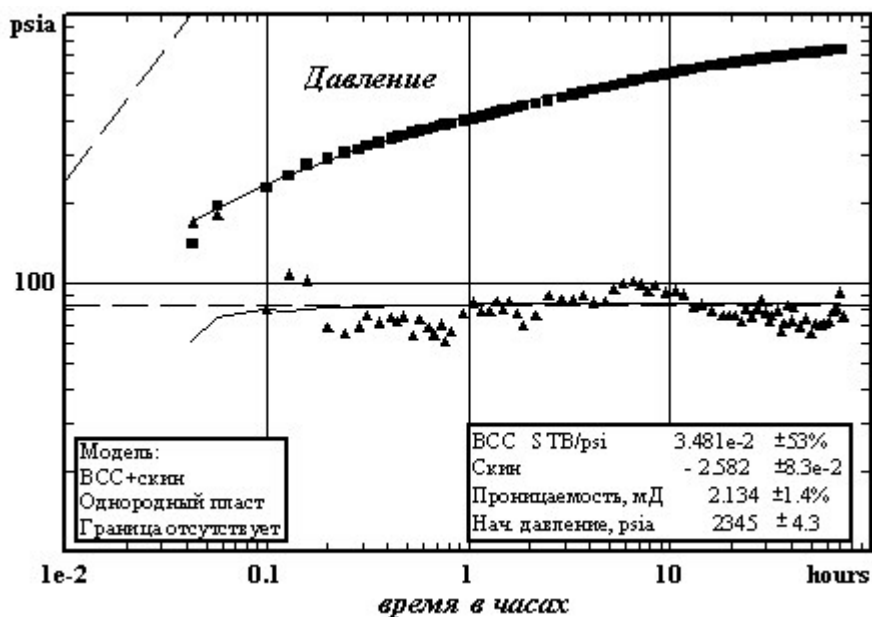


Рис.46

## Практическая работа № 8 Интерпретация КВД скважины после кислотной обработки

Рассмотри тест КВД скважины после кислотной обработки. Данные соответствуют или модели радиального пласта с отрицательным скин-фактом, или модели с трещиной ГРП. Так как радиус скважины  $r_w=0.411$  футов, скин-фактор  $s=-2.317$  дает эффективный радиус скважины  $r_w e^{-s}=4.17$  футов, которая точно соответствует половине оцененной длины трещины. Это вообще верно – действие трещины эквивалентно действию радиальной скважины с радиусом половины длины крыла трещины.

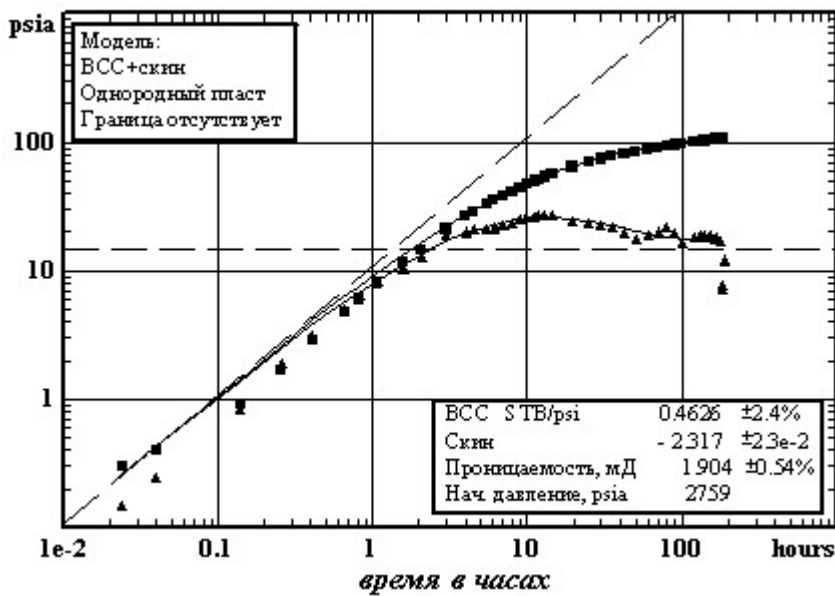


Рис.47

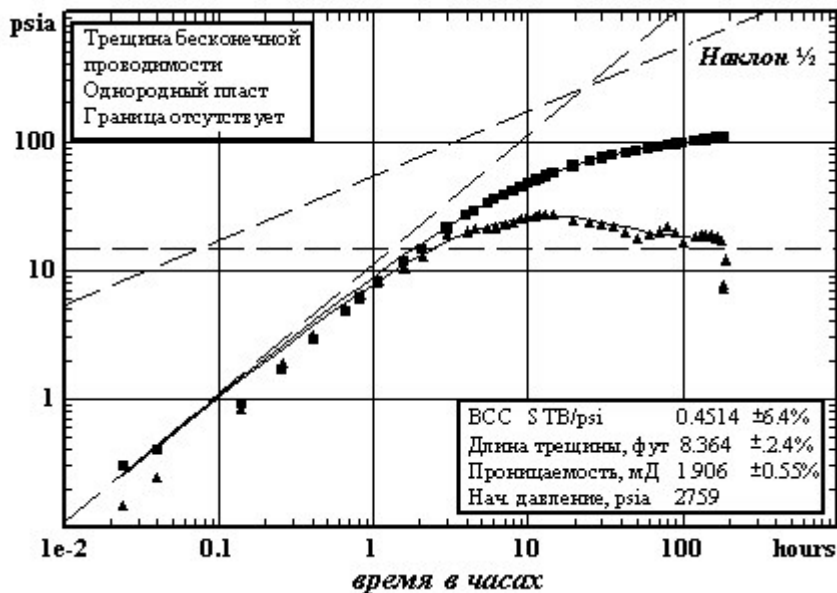


Рис.48

### Неоднозначная реакция давления

Данный тест соответствует тесту КВД после длительного периода работы скважины. Период работы был длителен и неизвестен, так что тест проанализирован как КВД. Данные могут быть настроены на модели бесконечного радиального притока (рис. 49), двойная пористости (рис.50), закрытой внешней границе (рис.51) или граница с разломом (рис.52). Интервалы достоверности плохие для моделей двойной пористости и границы с разломом. Как и в случае с тестом 14, в данном примере при выборе модели необходимо использовать дополнительную информацию (геологические данные или результаты интерпретации тестов соседних скважин).

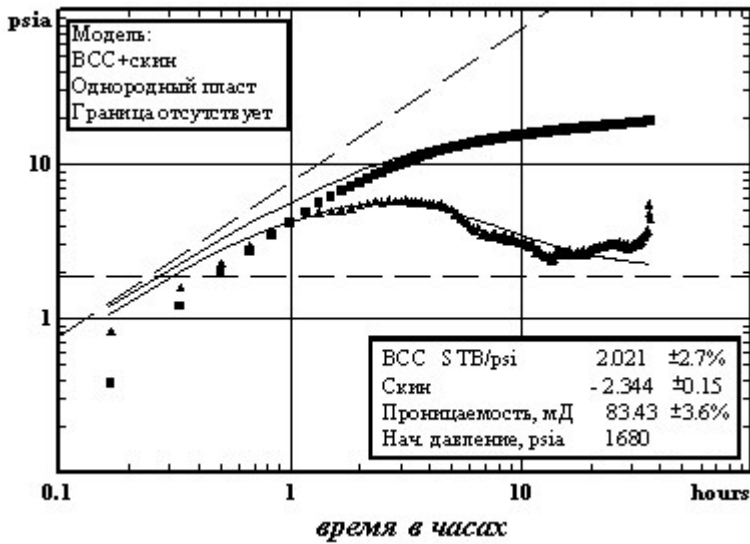


Рис.49

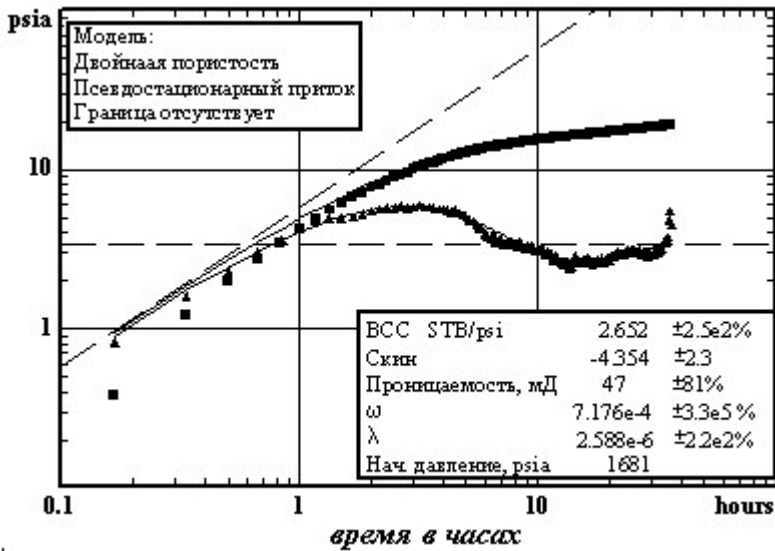


Рис.50

Реакция давления соответствует двум пересекающимся границам, на что указывают линии радиального притока, которые лежат значительно ниже данных относительно производной. Это обычно увеличивает неопределенность в оцененных результатах. Однако, модель закрытой границы (рис.51) показывает лучшие интервалы достоверности, потому что переход в псевдостационарное состояние смоделирован так, что он имеет место в течение времени испытания. В случае модели границы с разломом (рис.52), переход к двойному углу наклона наблюдался бы позже данных измерений.

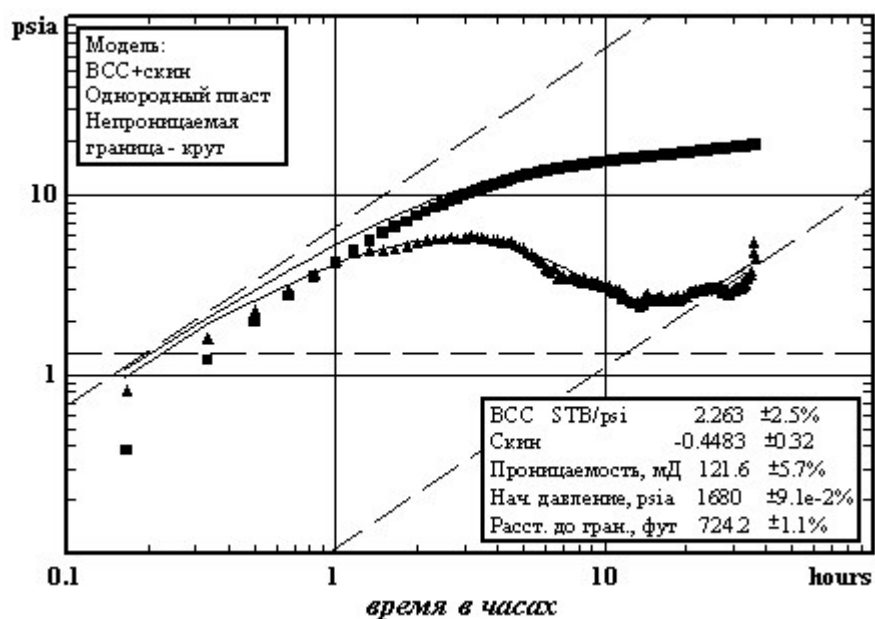


Рис.51

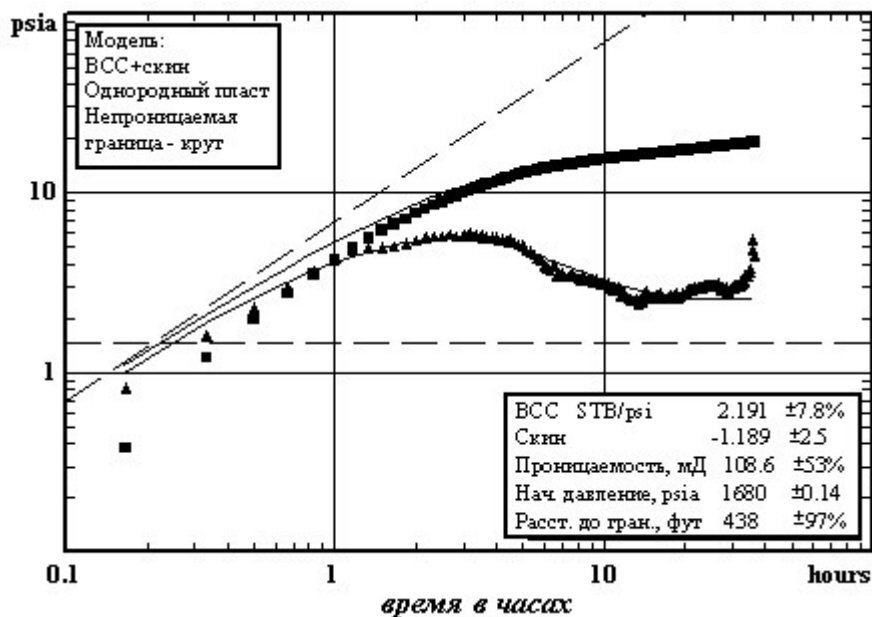


Рис.52

Этот пример также иллюстрирует то, что может случиться, когда реакции границ начинают влиять на КИД до того, как закончился  $1\frac{1}{2}$  переходный цикл, что лишает возможности выявить линию радиального потока. Данным почти совершенно соответствуют модели с оценкой скин-фактора где-нибудь от -1 до 10 (рис. 53 и 54). Интервалы достоверности для проницаемости выглядят в данном случае обманчиво хорошо, так как скин-фактор считался фиксированным, чтобы иллюстрировать данный пример. Оценка скин-фактора также имеет недопустимый интервал достоверности для всех параметров. Это скважина для надлежащего испытания требует закрытия на забое.

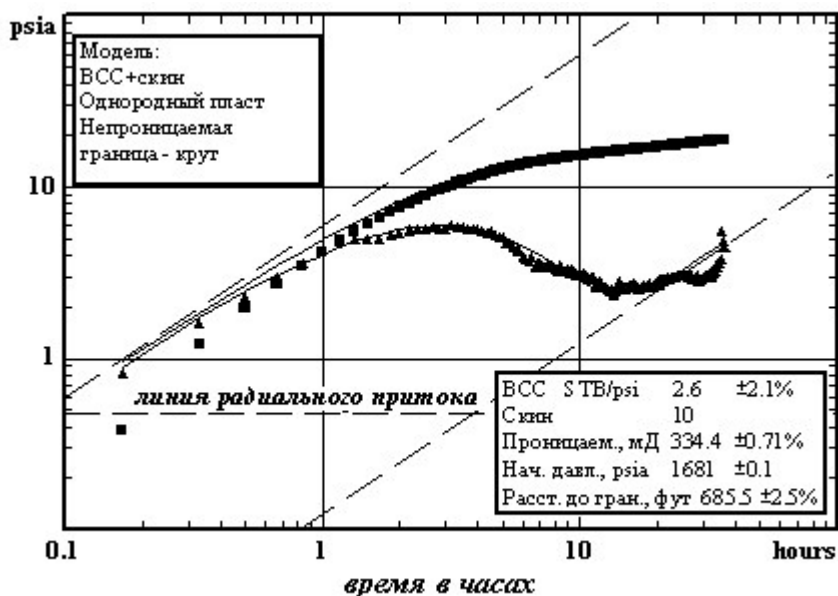


Рис.53

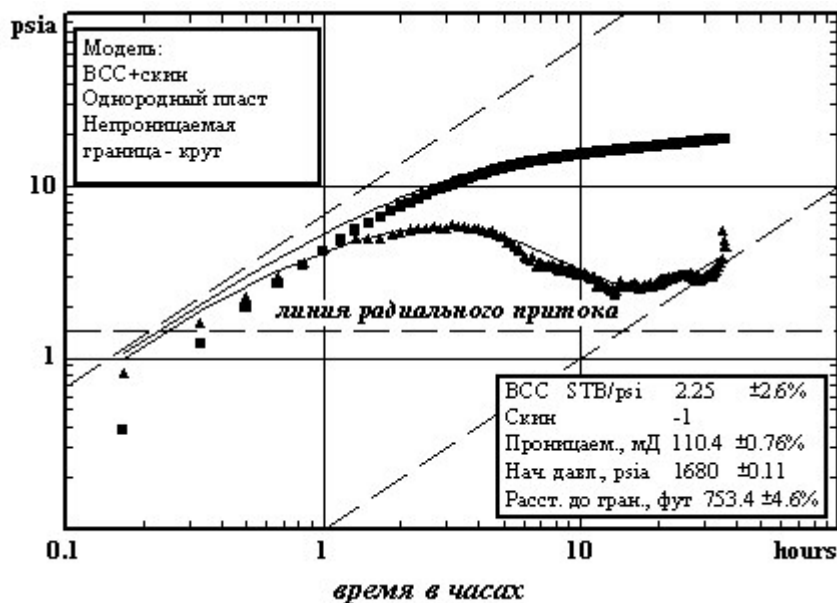


Рис.54

### Горизонтальная скважина

В данном тесте (рис.55) достигается время позднего радиального притока, но, в отличие от теста 6, также имеется признак раннего радиального притока. Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной  $k_v/k_H$  не может быть изменено очень сильно, не влияя на настройку (показан диапазон изменения от 0.2 до 0.1). Имеются признаки полурadiaльного притока, что предполагает, что скважина располагается ближе к верхней или нижней границе, чем ожидалось ранее.

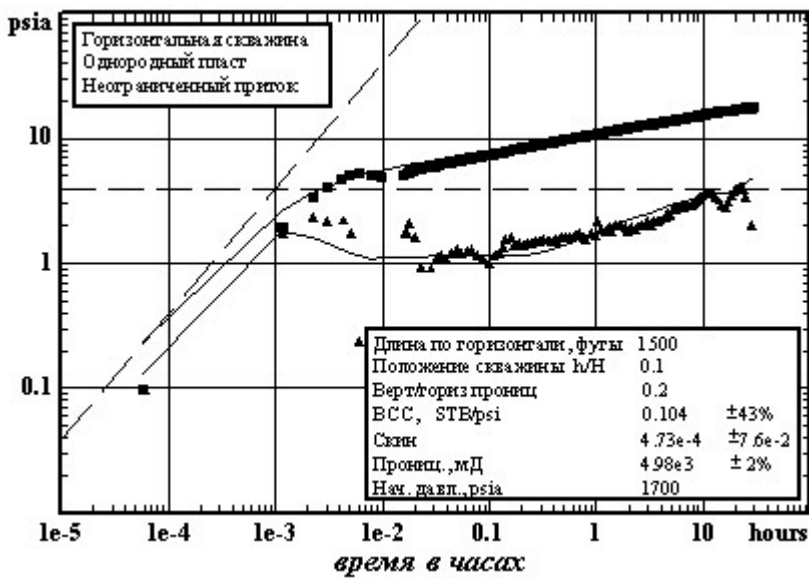


Рис.55

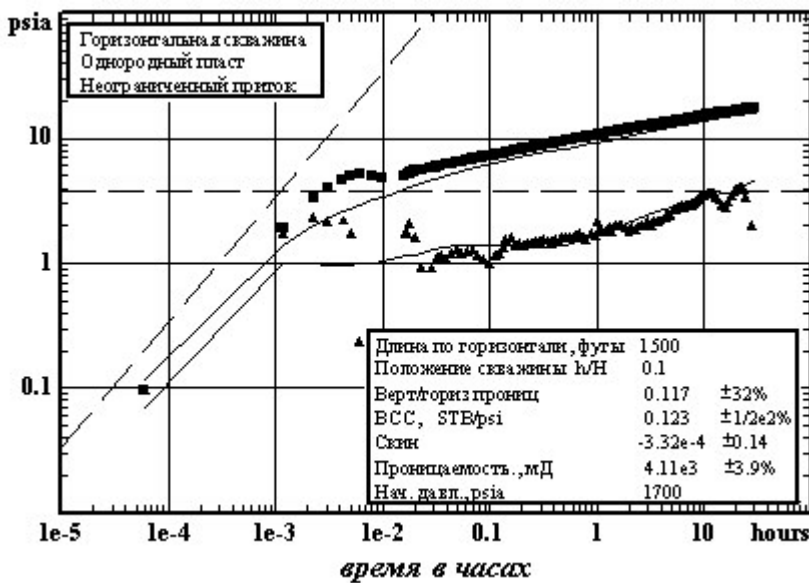


Рис.56

### Практическая работа № 9 Измерение дебита на забое

Данный пример впервые представлен Meunier, Wittmann и Stewart (1985). Данные соответствуют тесту КВД, в котором дебит потока был измерен на забое. На рис. 58 приведен график суперпозиции дебита с явной прямой линией. Настройка на модель ВСС+скин с использованием всех значений дебита, как показано на рис. 59, обеспечивает оценки параметров с хорошей достоверностью.



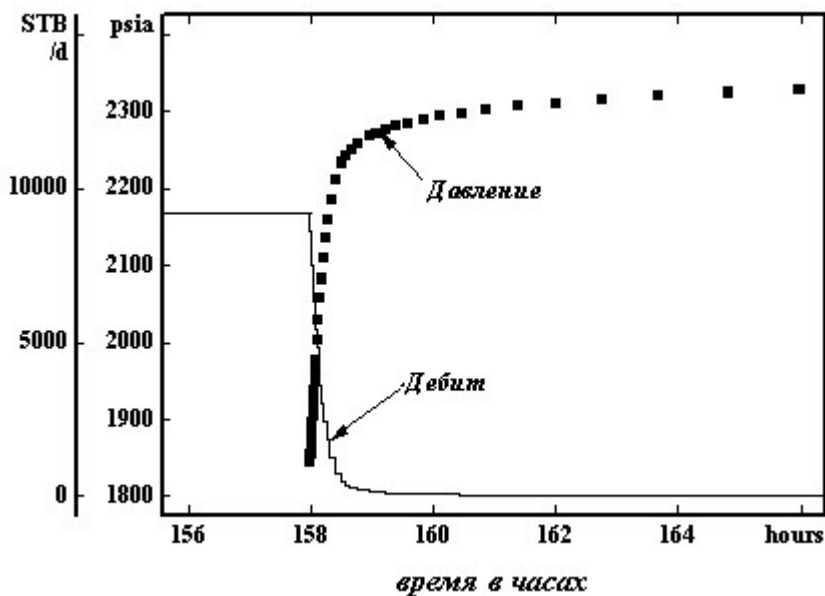


Рис.57

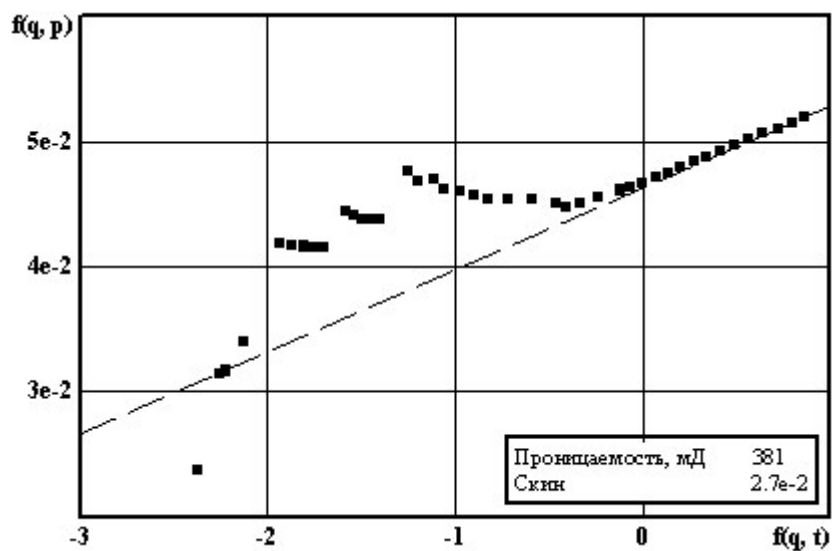


Рис.58

Оценка коэффициента ВСС на рис.59 является маленькой, так как измерение дебита потока почти устраняет потребность учитывать этот эффект. Если данные дебита потока игнорируются, тест может интерпретироваться в обычной манере (рис.60), заканчиваясь намного более высокой оценкой коэффициента ВСС, но настройка на данные не столь хорошая. Отметим, что при расчете производной на рис.59 используется время суперпозиции с учетом переменного дебита, следовательно, исчезает диапазон ВСС и максимум производной.

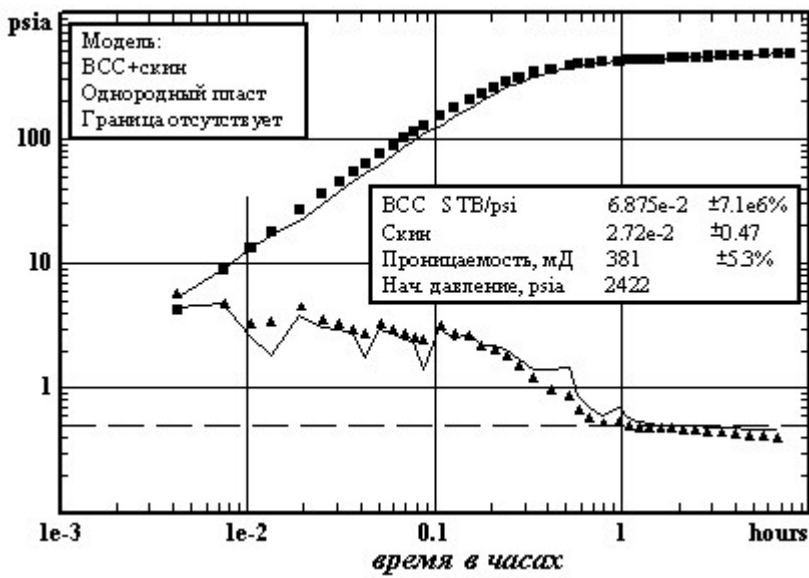


Рис.59

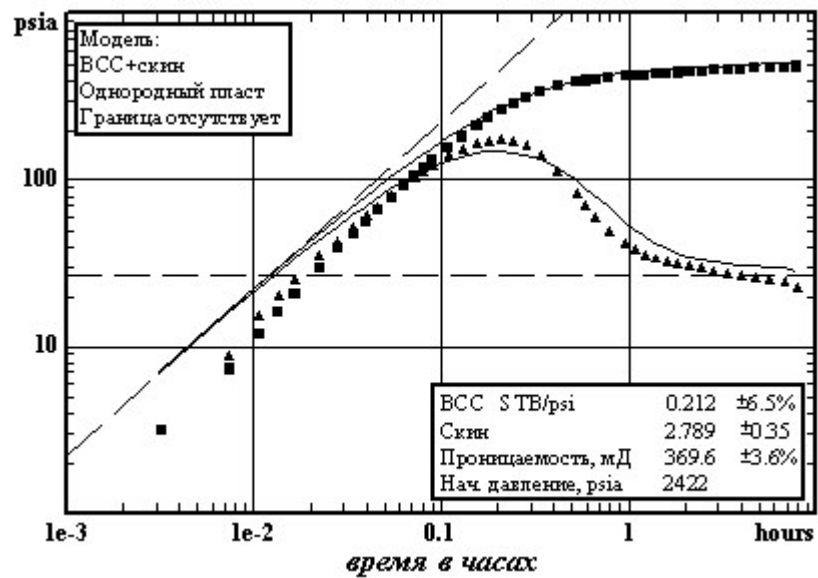


Рис.60

Объединение одновременных размеров давления и дебита потока, используя преобразование Лапласа давления, описанное Bourgeois и Horne (1993), позволяет нам увидеть исходное решение с использованием деконволюции (рис.61).

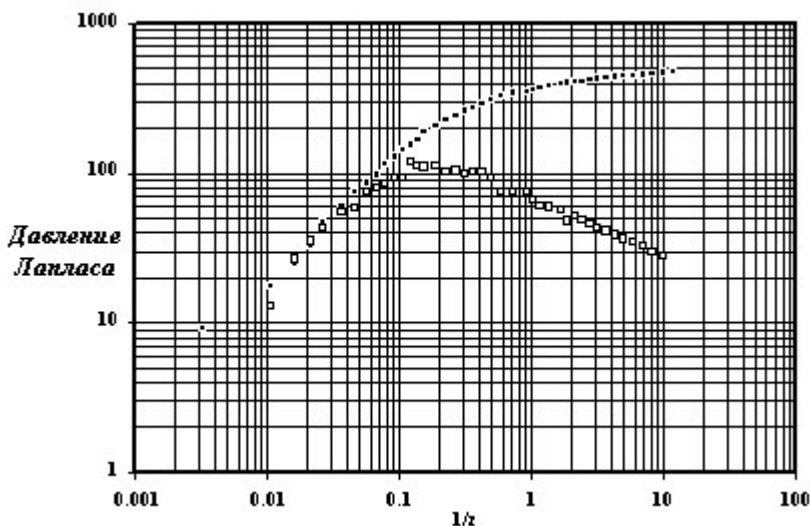


Рис.61

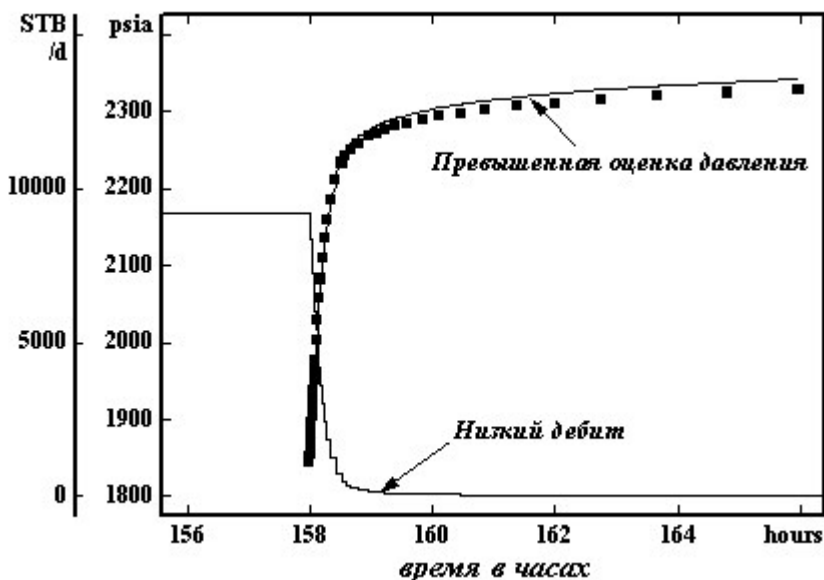


Рис.62

Существует одна трудность при измерении дебита скважины на забое, которая состоит в том, что механические расходомеры теряют точность при низких дебитах. Это может привести к занижению замеренных значений по сравнению с фактическими значениями, что в свою очередь приводит к ошибкам при вычислении давления (рис.

62). Идея пробовать экстраполировать непрерывный переход к нулевому дебиту не очень хорошая. Намного более лучший подход состоит в том, чтобы обеспечить быстрое закрытие скважины.

### КВД поврежденной скважины

Эти данные привели Bourdet, Whittle, Douglas and Pirard (1983) и приведены в таблице 4-3 книги Sabet (1991). КИД - классический пример реакции поврежденной скважины, который также позволяет увидеть эффект суперпозиции времени с учетом предыдущего периода притока (который в данном случае имел длительность только 15 часов). График от реального времени

(рис.63) демонстрирует нисходящую производную, вызванную эффектами роста давления. Введение эффективного времени (рис.64) устраняет такое поведение графика.

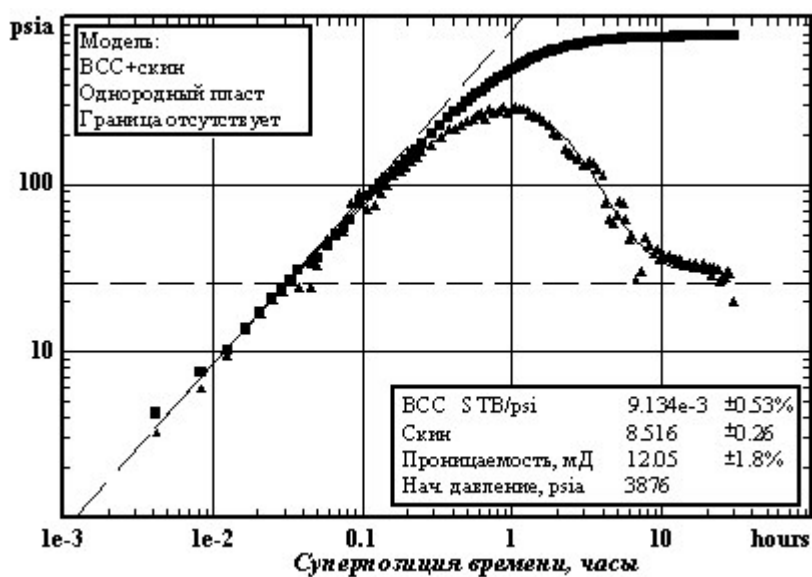
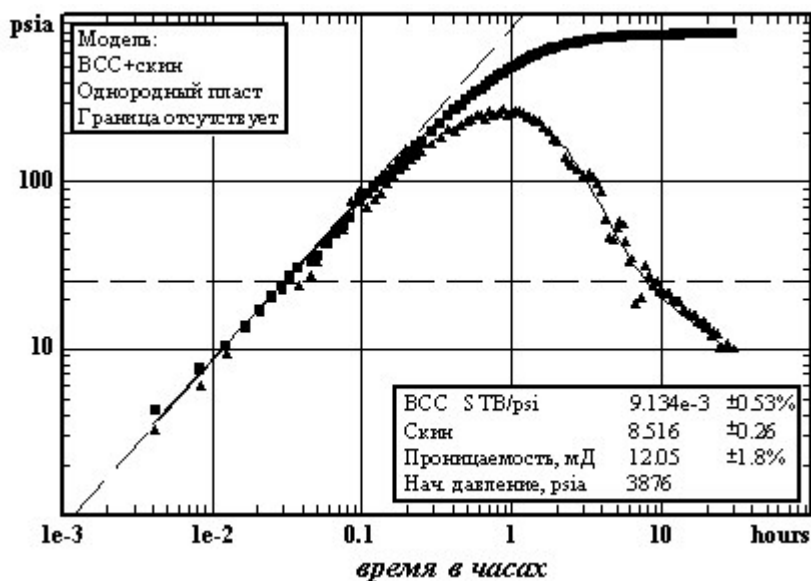


Рис.64

Это тест также является хорошим примером обманчивости графика Хорнера. Так как данные в тесте КВД всегда приближаются к прямой линии на полулогарифмическом графике снизу, то имеется естественная человеческая тенденция рисовать прямую Хорнера слишком круто (рис.65), что приводит к заниженным оценкам проницаемости и скин-фактора, которые являются слишком низкими, а оценка конечного давления слишком высокой. Проводя прямую Хорнера правильно, основываясь на настройке на фактические данные (рис.66), получаем более высокие оценки проницаемости и скинфактора. Данные скорее только приближаются к прямой линии, чем следуют ей в течение любого периода.

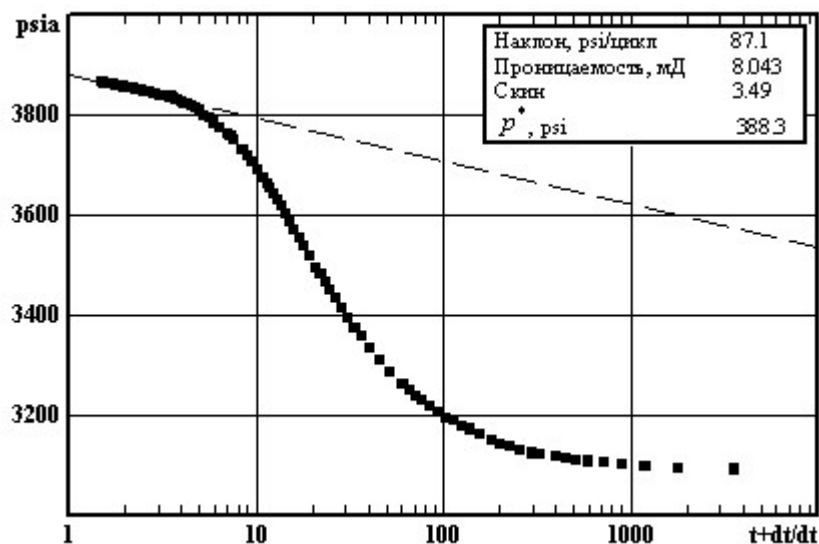


Рис.65

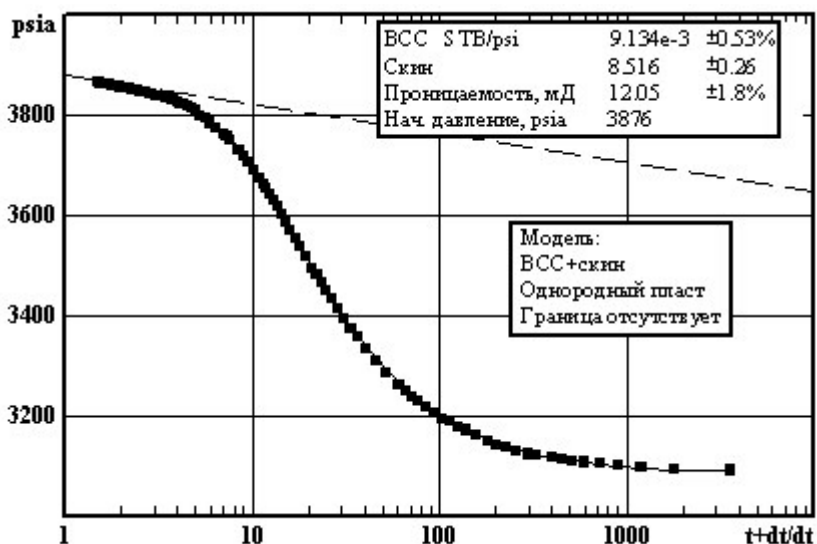


Рис.66

### Практическая работа № 10 Интерпретация КВД скважины после ГРП. Двойная пористость. Геотермическая скважина

Эти данные теста КВД скважины после ГРП приведены Gringarten, Ramey и Raghavan (1975) и внесены в таблицу 4-5 в книге Sabet (1991). Реакция давления показывает характерный наклон  $\frac{1}{2}$  для графиков давления и производной (рис.67). Хорошая настройка получена для модели трещины бесконечной проводимости, а также для модели трещины конечной проводимости с большим значением проводимости (рис. 68).

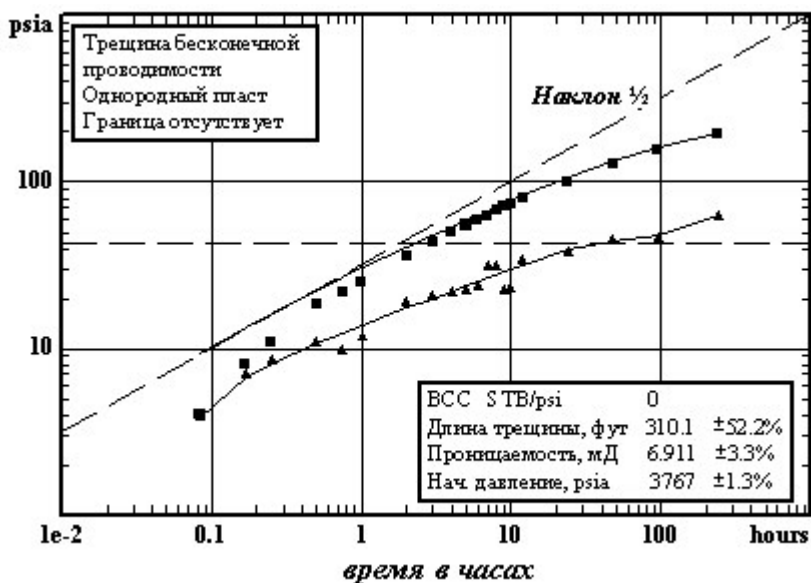


Рис.67

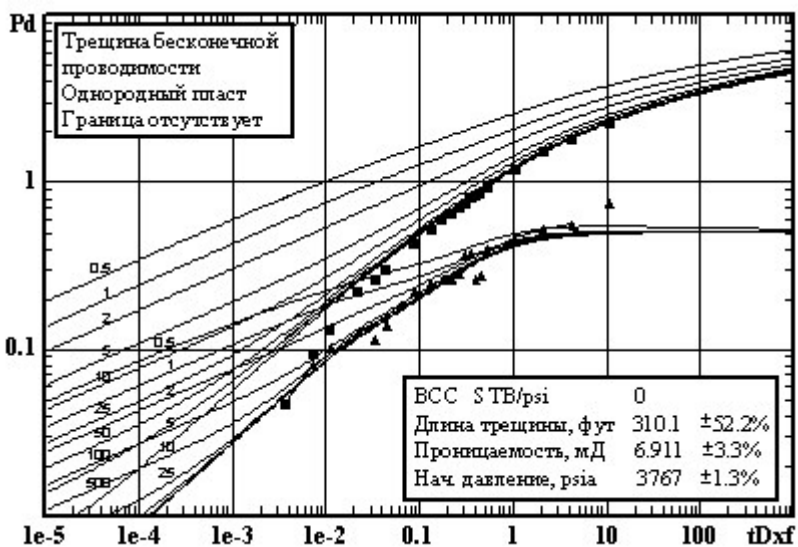


Рис.68

### Двойная пористость

Этот пример реакции пласта с двойной пористостью приводили Bourdet и др. (1984), а данные внесены в таблицу 6-3 книги Sabet (1991). График производной (рис.69) показывает настройку с привязкой к минимуму производной (поведения двойной пористости). Лучше выглядит настройка с привязкой к величине перетоков между двумя системами пористости (рис.70), хотя в этом случае интервал достоверности при оценке  $\omega$  довольно плохой.

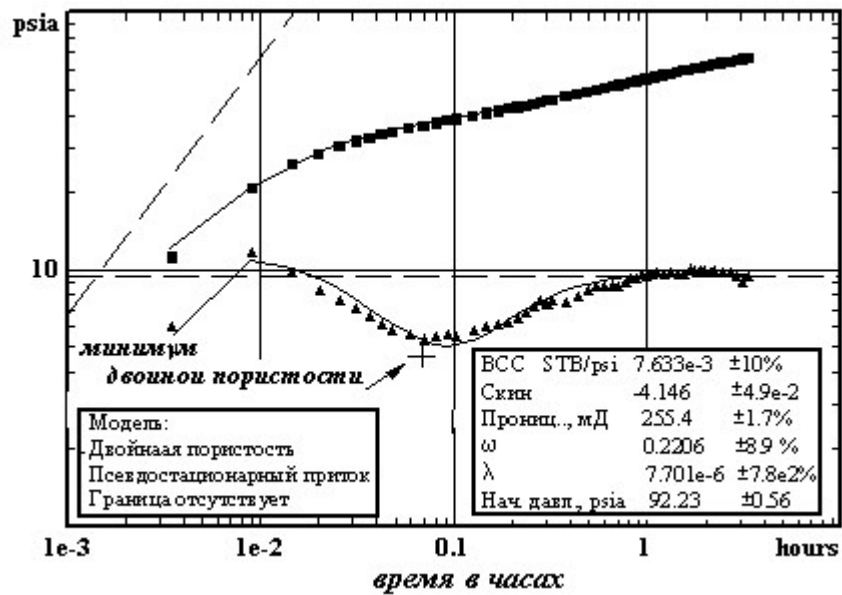


Рис.69

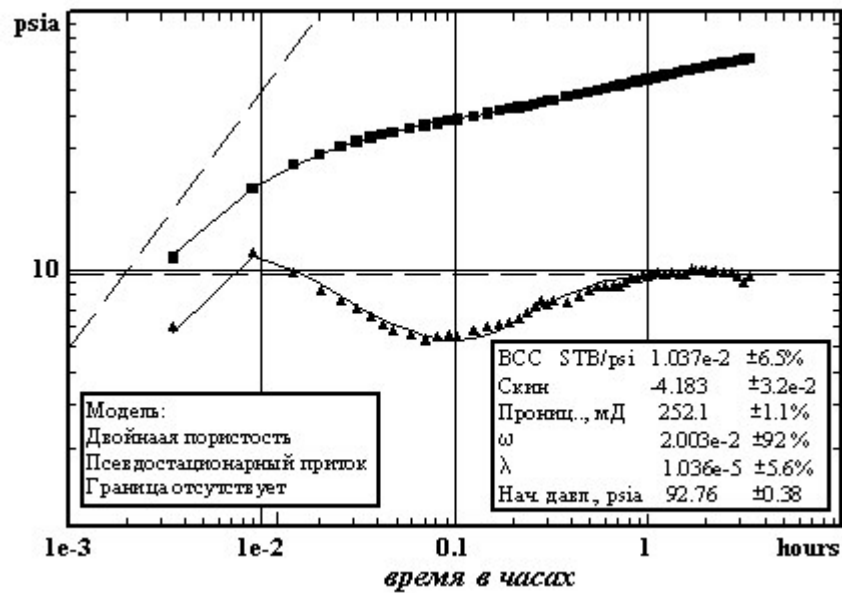


Рис.70

## Геотермическая скважина

Данный пример соответствует тесту КВД в геотермической скважине. Так как геотермические скважины обычно работают в трещиноватых пластах вулканических пород, они часто показывают поведение высоко стимулированной скважины (даже притом, что они редко стимулируются). Этот пример можно хорошо настроить на модель с ГРП (рис. 71) или модель с большим отрицательным скин-фактором (рис.72). Большой коэффициент ВСС обычен в геотермических скважинах из-за большого объема скважины и большой сжимаемости парово-водной смеси в скважине.

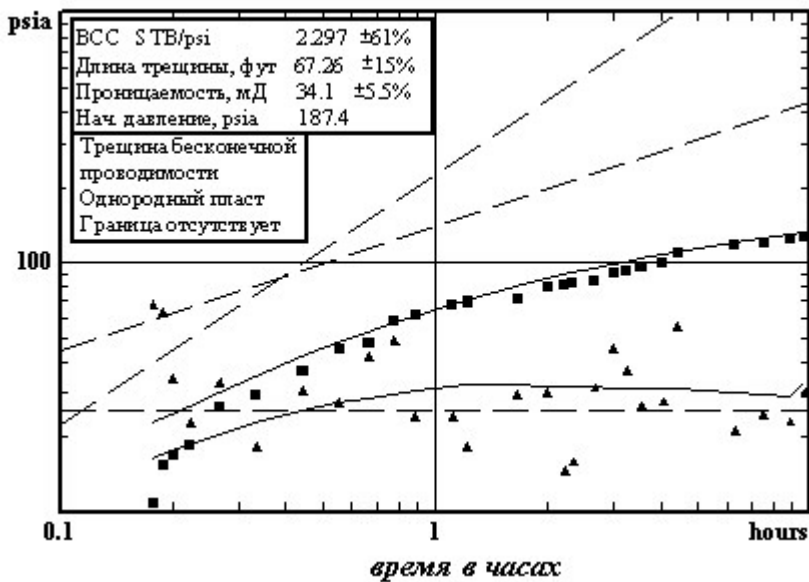


Рис.71

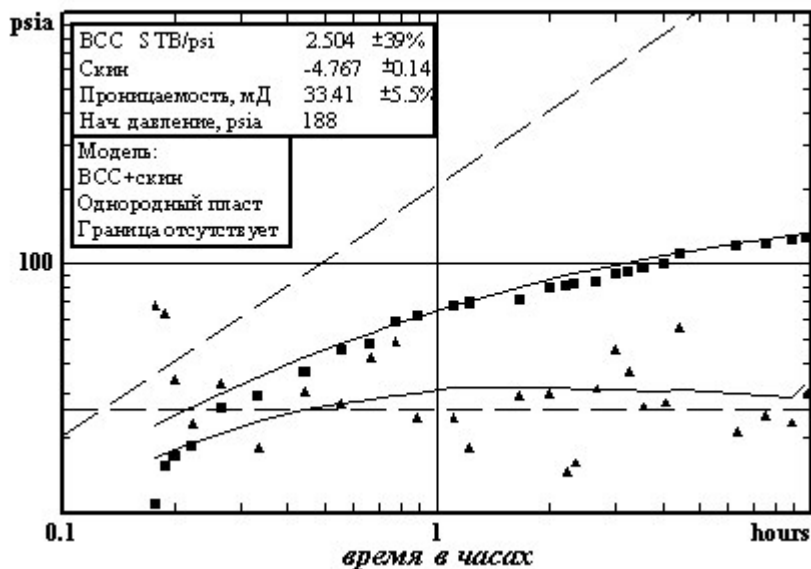


Рис.72

11.2. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.  
Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

Самостоятельная работа обучающихся заключается в получении заданий (тем) у преподавателя для индивидуального освоения. Преподаватель на занятии дает рекомендации необходимые для освоения материала. В ходе самостоятельной работы обучающиеся должны выполнить типовые расчеты, подготовиться к выполнению экспериментов (исследований) и изучить теоретический материал по разделам. Обучающиеся должны понимать содержание выполненной работы (знать определения понятий, уметь разъяснить значение и смысл любого термина, используемого в работе и т.п.).



#### 11.4 Методические указания к выполнению контрольной работы

Каждый обучающийся самостоятельно в отдельной тетради выполняет решение задач по варианту. Номер варианта соответствует порядковому номеру студента по списку.

#### Задача № 1

#### Приближенное аналитическое решение задач линейной фильтрации методом средневзвешенного потенциала (СВП)

Скважина радиусом  $r_c = 10 \text{ см}$  расположена в центре кругового пласта радиусом  $R_k = 350 \text{ м}$  (рис. 1). Коэффициент проницаемости пласта  $k = 0,8 D$ , толщина пласта  $h = 12 \text{ м}$ , динамический коэффициент вязкости нефти  $\mu = 5 \text{ сП}$ . Определить дебит скважины, считая, что залежь по контуру радиуса  $R_k$  частично непроницаема. Контур питания представляет собой в плане дугу окружности радиусом  $R_k$  с центральным углом  $\alpha = 120^\circ$ . Давление на контуре питания  $p_k = 27,9 \text{ МПа} = 285 \text{ кгс/см}^2$ , давление на забое скважины  $p_c = 7,84 \text{ МПа} = 80 \text{ кгс/см}^2$ .

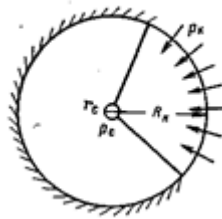


Рисунок 1 - Скважина расположенная в центре кругового пласта

#### Методические рекомендации по решению задачи

Закон Дарси для линейного режима фильтрации несжимаемой жидкости (нефти) имеет вид:

$$\vec{v} = \text{grad } \varphi, \quad (1)$$

где

$$\varphi = -\frac{k \cdot P}{\mu}, \quad (2)$$

$k$  - проницаемость,  $P = p + \rho \cdot g \cdot z$  - приведенное давление,  $\mu$  - коэффициент динамической вязкости флюида,  $\rho$  - плотность флюида,  $g$  - ускорение свободного падения,  $z$  - верти-

кальная координата вдоль направленной вверх оси аппликат. Уравнение неразрывности имеет вид

$$\operatorname{div} \vec{v} = 0. \quad (3)$$

После подстановки (1) в уравнение (2) относительно потенциала скорости фильтрации получаем уравнение Лапласа

$$\operatorname{div}(\operatorname{grad} \varphi) = 0. \quad (4)$$

Для плоскопараллельной фильтрации уравнение Лапласа (4) в полярных координатах имеет вид

$$r \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \theta^2} = 0. \quad (5)$$

Граничные условия, с которыми следует интегрировать уравнение (5), в соответствии с условиями задачи таковы:

$$\varphi|_{r=r_c} = \varphi_c = -\frac{k \cdot P_c}{\mu}, \text{ заданное забойное давление;} \quad (6)$$

$$\varphi|_{\substack{r=R \\ 0 \leq \theta \leq \alpha = 120^\circ}} = \varphi_k = -\frac{k \cdot P_k}{\mu}, \text{ заданное давление на контуре питания;} \quad (7)$$

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right|_{\substack{r=R \\ \alpha < \theta \leq 2\pi}} = 0, \text{ условие на непроницаемой части дуги радиуса } R_k. \quad (8)$$

Сложность задачи обусловлена наличием смешанных краевых условий Дирихле и Неймана на круговом контуре радиуса  $R_k$ .

Для решения краевой задачи (5), (6), (7), (8) временно заменим краевое условие Дирихле (7) на краевое условие Неймана

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right|_{\substack{r=R \\ 0 \leq \theta \leq \alpha = 120^\circ}} = v_0 = \text{const}, \quad (9)$$

где  $v_0$  некоторая подлежащая определению постоянная, выражающая собой среднее значение радиальной составляющей скорости фильтрации на дуге с углом  $\alpha = 120^\circ$ .

Заменим оба краевые условия (7), (8) на одно краевое условие Неймана

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right|_{r=R} = f(\theta), \quad (9)$$

где  $f(\theta)$  некоторая подлежащая определению функция. Эту функцию можем моделировать, например, в виде

$$f(\theta) = \begin{cases} g_0 + g_1 \cdot \cos \theta + g_2 \cdot \sin \theta + g_3 \cdot \cos 2\theta + g_4 \cdot \sin 2\theta, & \text{если } 0 \leq \theta \leq \alpha \\ 0, & \text{если } \alpha < \theta \leq 2\pi \end{cases}, \quad (10)$$

где  $g$  - некоторые неопределенные коэффициенты. Для отыскания неопределенных коэффициентов применим метод коллокации. Для этого выбираем систему точек  $\theta_j, j = 1 \div N$  на дуге  $0 \leq \theta \leq \alpha$  контура питания и по граничному условию  $\varphi|_{r=R, 0 \leq \theta \leq \alpha = 120^\circ} = \varphi_\kappa = -\frac{k \cdot P_\kappa}{\mu}$  состав-  
ляем переопределенную СЛАУ относительно коэффициентов  $g$

$$\varphi(R, \theta_j) = -\frac{k \cdot P_\kappa}{\mu}, \quad j = 1 \div N.$$

Из последней СЛАУ, которую решаем методом наименьших квадратов, найдем все коэффициенты  $g$ . После этого вычисляем дебит и распределение давления. Фактически получим точное решение задачи.

Решение задачи (5), (6), (8), (9) будем искать в виде ряда

$$\varphi = \varphi_c + A_0 \cdot \ln \left( \frac{r}{r_c} \right) + \sum_{n=1}^{\infty} \tilde{f}_n(r) \cdot \cos n\theta + \tilde{g}_n(r) \cdot \sin n\theta, \quad (10)$$

где  $A_0$  - некоторая пока произвольная постоянная, а  $\tilde{f}_n(r)$  и  $\tilde{g}_n(r)$  - пока неопределенные функции. После подстановки (10) в уравнение (5) относительно обеих функций  $\tilde{f}_n(r)$  и  $\tilde{g}_n(r)$  получаем одностипное уравнение

$$r \cdot \frac{d}{dr} \left[ r \cdot \frac{d \tilde{f}_n(r)}{dr} \right] - n^2 \cdot \tilde{f}_n(r) = 0. \quad (11)$$

Общее решение уравнения (11) имеет вид

$$\tilde{f}_n(r) = C_{1n} \cdot \left( \frac{r}{r_c} \right)^n + C_{2n} \cdot \left( \frac{r_c}{r} \right)^n, \quad (12)$$

где  $C_{1n}$  и  $C_{2n}$  - произвольные постоянные. Аналогично, для функции  $\tilde{g}_n(r)$  получаем выражение

$$\tilde{g}_n(r) = C_{3n} \cdot \left( \frac{r}{r_c} \right)^n + C_{4n} \cdot \left( \frac{r_c}{r} \right)^n, \quad (13)$$

где  $C_{3n}$  и  $C_{4n}$  - тоже произвольные постоянные. Произвольные постоянные  $A_0, C_{1n}, C_{2n}, C_{3n}$  и  $C_{4n}$  удастся уточнить с помощью граничного условия на контуре скважины. Под-

ставляя (12), (13) в (10), а после этого ряд (10) в (6), для перечисленных произвольных постоянных получим выражения:  $C_{1n} = -C_{2n} = A_n$ ,  $C_{3n} = -C_{4n} = B_n$ . С учетом последних равенств выражение для ряда (10) принимает вид

$$\varphi = \varphi_c + A_0 \cdot \ln \left( \frac{r}{r_c} \right) + \sum_{n=1}^{\infty} f_n(r) \cdot (A_n \cdot \cos n\theta + B_n \cdot \sin n\theta), \quad (14)$$

где

$$f_n(r) = \left( \frac{r}{r_c} \right)^n - \left( \frac{r_c}{r} \right)^n. \quad (15)$$

Подчеркнем, что ряд (14) при любых произвольных постоянных  $A_0$ ,  $A_n$  и  $B_n$  удовлетворяет уравнению (5) и граничному условию (6). Произвольные постоянные  $A_0$ ,  $A_n$  и  $B_n$  найдем из граничных условий (8) и (9). Для этого предварительно вычислим производную  $\frac{\partial \varphi}{\partial r}$ .

Из (14) находим:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial r} = \frac{A_0}{r} + \sum_{n=1}^{\infty} f'_n(r) \cdot (A_n \cdot \cos n\theta + B_n \cdot \sin n\theta), \quad (16)$$

где

$$f'_n(r) = \frac{n}{r_c} \cdot \left[ \left( \frac{r}{r_c} \right)^{n-1} + \left( \frac{r_c}{r} \right)^{n+1} \right]. \quad (17)$$

Согласно граничным условиям (8) и (9) и формуле (16), имеем

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right|_{r=R} = \frac{A_0}{R} + \sum_{n=1}^{\infty} f'_n(R) \cdot (A_n \cdot \cos n\theta + B_n \cdot \sin n\theta) = \begin{cases} v_0, & \text{если } 0 \leq \theta \leq \alpha \\ 0, & \text{если } \alpha < \theta \leq 2\pi \end{cases}. \quad (18)$$

Раскладывая периодическую с периодом  $2\pi$  кусочно-постоянную функцию в правой части равенства (18) в ряд Фурье, получим следующие выражения для коэффициентов:

$$A_0 = \frac{R \cdot \alpha \cdot v_0}{2\pi}, \quad A_n = \frac{v_0 \cdot \sin n\alpha}{\pi \cdot n \cdot f'_n(R)}, \quad B_n = \frac{v_0 \cdot (1 - \cos n\alpha)}{\pi \cdot n \cdot f'_n(R)}. \quad (19)$$

Подставляя коэффициенты (19) в ряд (14), получим

$$\varphi = \varphi_c + \frac{R \cdot \alpha \cdot v_0}{2\pi} \cdot \ln \left( \frac{r}{r_c} \right) + \frac{v_0}{\pi} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} f_n(r) \cdot \left( \frac{\sin n\alpha}{n \cdot f'_n(R)} \cdot \cos n\theta + \frac{1 - \cos n\alpha}{n \cdot f'_n(R)} \cdot \sin n\theta \right). \quad (20)$$

Из формулы (20) видно, что решение выражается через неопределенную постоянную  $v_0$ . Для расчета этой постоянной вернемся к первоначально заданному граничному условию (7). Подберем произвольную постоянную  $v_0$  так, чтобы граничное условие (7) выполнялось «в среднем», т.е. чтобы выполнялось равенство

$$\frac{1}{\alpha} \cdot \int_0^\alpha \varphi(R, \theta) \cdot d\theta = \varphi_\kappa = -\frac{k \cdot P_\kappa}{\mu}. \quad (21)$$

Подставляя (20) в (21), вычисляя интегралы и выполняя тождественные преобразования, получим выражение

$$\varphi_c + \frac{R \cdot \alpha \cdot v_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{R}{r_c}\right) + \frac{4v_0}{\pi \cdot \alpha} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} f_n(R) \cdot \frac{\sin^2\left(\frac{n\alpha}{2}\right)}{n^2 \cdot f'_n(R)} = \varphi_\kappa. \quad (22)$$

Из формулы (22) получаем следующее выражение неопределенной постоянной  $v_0$ :

$$v_0 = \frac{\pi \cdot (\varphi_\kappa - \varphi_c)}{\frac{R \cdot \alpha}{2} \cdot \ln\left(\frac{R}{r_c}\right) + \frac{4}{\alpha} \cdot S(\alpha)}, \quad (23)$$

где

$$S(\alpha) = \sum_{n=1}^{\infty} f_n(R) \cdot \frac{\sin^2\left(\frac{n\alpha}{2}\right)}{n^2 \cdot f'_n(R)}. \quad (24)$$

Вычислим теперь дебит  $Q$  скважины. Согласно закону Дарси  $v_r = \frac{\partial \varphi}{\partial r}$ . Поэтому, с уче-

том отрицательного знака проекции  $v_r$ , имеем:

$$Q = -\int_0^\alpha \frac{\partial \varphi(R, \theta)}{\partial r} \cdot R \cdot h \cdot d\theta = -\int_0^\alpha v_0 \cdot R \cdot h \cdot d\theta = -R \cdot v_0 \cdot h \cdot \alpha. \quad (25)$$

Подставляя в формулу (25) выражение (23), получаем

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (\varphi_c - \varphi_\kappa)}{\ln\left(\frac{R}{r_c}\right) + \frac{8}{R \cdot \alpha^2} \cdot S(\alpha)}. \quad (26)$$

Если в формулу (26) подставить значения  $\varphi_c$  и  $\varphi_\kappa$  из граничных условий (6) и (7), то окончательно для дебита скважины получим выражение

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) + \frac{8}{R \cdot \alpha^2} \cdot S(\alpha) \right]}. \quad (27)$$

Примечание: Учитывая, что

$$\frac{f_n(R)}{f'_n(R)} = \frac{\left( \frac{R}{r_c} \right)^n - \left( \frac{r_c}{R} \right)^n}{\frac{n}{r_c} \cdot \left[ \left( \frac{R}{r_c} \right)^{n-1} + \left( \frac{r_c}{R} \right)^{n+1} \right]} \cong \frac{\left( \frac{R}{r_c} \right)^n}{\frac{n}{r_c} \cdot \left[ \left( \frac{R}{r_c} \right)^{n-1} \right]} = \frac{R}{n}, \quad (28)$$

для суммы ряда  $S(\alpha)$  можно указать более простую формулу

$$S(\alpha) \cong R \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin^2 \left( \frac{n\alpha}{2} \right)}{n^3} = R \cdot s(\alpha), \quad \text{где} \quad s(\alpha) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin^2 \left( \frac{n\alpha}{2} \right)}{n^3}. \quad (29)$$

Отметим еще два предельных случая, которые вытекают из формулы (29). Во-первых, если  $\alpha \rightarrow 2\pi$ , то  $s(\alpha) \rightarrow 0$  и из (27) следует известная формула Дюпюи для дебита совершенной скважины  $Q_0$

$$Q_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{R}{r_c} \right)}. \quad (30)$$

Во-вторых, если  $\alpha \rightarrow 0$ , то  $s(\alpha)$  может быть преобразована следующим образом к замкнутому виду. Заменяем в формуле выражение для синуса через косинус двойного угла. Затем учтем, что  $Li_a(z) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{z^n}{n^a}$  и  $Li_3(1) = \zeta(3)$ , где  $\zeta(z)$  –  $\zeta$ -функция Римана, а  $Li$  – полилогарифм.

Окончательно для  $2\pi$ -периодической функции  $s(\alpha)$  получим выражение

$$s(\alpha) = \frac{1}{2} \zeta(3) - \frac{1}{2} \operatorname{Re}(Li_3(e^{i\alpha})), \quad (31)$$

из которого вытекает следующее асимптотическое разложение в нуле

$$s(\alpha) \sim \left( -\frac{1}{4} \ln(\alpha) + \frac{3}{8} \right) \alpha^2 + \frac{1}{576} \alpha^4 + \frac{1}{17280} \alpha^6 + O(\alpha^7), \quad \alpha \rightarrow 0. \quad (32)$$

Поэтому во втором случае получаем, что дебит

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) + \frac{8}{R \cdot \alpha^2} \cdot S(\alpha) \right]} \xrightarrow{\alpha \rightarrow 0} \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) + 3 - 2 \cdot \ln(\alpha) \right]} \rightarrow 0,$$

что и должно быть из физических соображений.

Из (27) и (30) получаем следующее окончательное выражение для относительного дебита  $Q/Q_0$ :

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{1}{1 + \frac{8}{R \cdot \alpha^2} \cdot \frac{S(\alpha)}{\ln \left( \frac{R}{r_c} \right)}} \cong \frac{1}{1 + \frac{8}{\alpha^2} \cdot \frac{s(\alpha)}{\ln \left( \frac{R}{r_c} \right)}}. \quad (33)$$

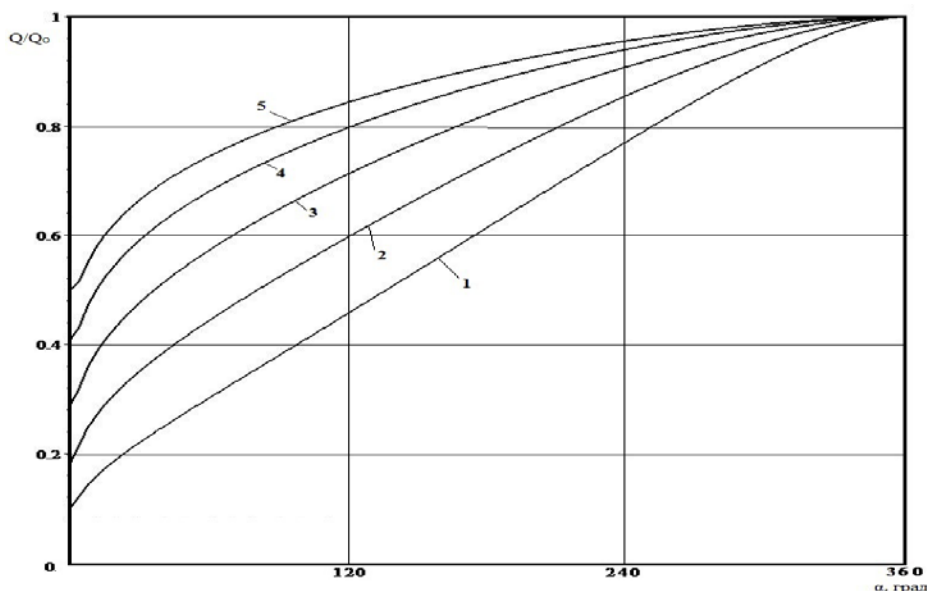


Рисунок 2 – Зависимости дебита скважины с разными углами раствора проницаемой дуги.

$\frac{R}{r_c} = 3; 10; 50; 500; 5000$  для кривых 1, 2, 3, 4 и 5 соответственно

Все кривые выходят из точки (0,0) и оканчиваются точкой (360°, 1)

На рисунке 2 представлены построенные по формуле (33) графики зависимостей относительного дебита  $Q/Q_0$  от угла раствора проницаемой части дуги.

Проведем еще расчет дебита скважины в условиях задачи №34. Углу  $\alpha=120^\circ$  и отношению радиусов контура питания и скважины  $\frac{R}{r_c} = 3500$  соответствует значение  $Q/Q_0 = 0,84$ . С

учетом дебита идеальной скважины  $Q_0 = 192 \text{ м}^3/\text{сут}$ , значение дебита составит  $Q = 161 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Для сравнения, задачник предполагает ответ  $Q = 14 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что существенно ниже полученной

оценки дебита. Существенно заниженное значение дебита в задачнике получается потому, что в расчете за контурное давление принималось средневзвешенное по длине круговой границы радиуса  $R$  области фильтрации. Результат вычислений показывает, что в качестве контурного давления средневзвешенное значение принимать нельзя.

**Ответ:** дебит скважины равен  $Q = 161 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

### Задания к выполнению контрольной работы по вариантам

#### Варианты 1-7

Данные	1	2	3	4	5	6	7
Радиус кругового пласта $R_k$ (м)	400	430	500	600	550	850	730
Коэффициент проницаемости пласта (дарси)	0,4	0,08	0,5	0,3	0,065	0,72	0,54
толщина пласта $h$ , (м)	12	11	15	6	8	17	14
динамический коэффициент вязкости нефти $\mu$ (сП)	6	5	4,3	1,8	2,1	3,6	4
Давление на контуре питания $P_k$ , МПа	30	25	30	26	21	32	27
давление на забое скважины $P_c$ , МПа	26	19	26	21	18	27	20

#### Варианты 8-14

Данные	8	9	10	11	12	13	14
Радиус кругового пласта $R_k$ (м)	300	400	360	380	450	550	700
Коэффициент проницаемости пласта (дарси)	0,6	0,8	0,53	0,33	0,65	0,087	0,1
толщина пла-	19	10	9	16	12	14	20



ста $h$ , (м)							
динамический коэффициент вязкости нефти $\mu$ (сП)	4,8	3,2	2,3	3,3	2,7	3,2	1,6
Давление на контуре питания $P_k$ , МПа	30	25	30	26	21	32	27
давление на забое скважины $P_c$ , МПа	26	19	26	21	18	27	20

### Варианты 15-21

Данные	15	16	17	18	19	20	21
Радиус кругового пласта $R_k$ (м)	330	450	380	340	400	450	470
Коэффициент проницаемости пласта (дарси)	0,64	0,043	0,077	0,03	0,07	0,4	0,3
толщина пласта $h$ , (м)	11	17	19	22	24	12	16
динамический коэффициент вязкости нефти $\mu$ (сП)	1,8	2,2	3,3	4,3	5,7	3,2	4,6
Давление на контуре питания $P_k$ , МПа	32	27	34	26	25	32	27
давление на забое скважины $P_c$ , МПа	26	21	28	22	21	27	20

**Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания**

Дисциплина **Интерпретация гидродинамических исследований**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
<b>ПКС-1</b> способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-1.2</b> Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление технологических процессов	Знать (З1): виды и типы исследований скважин и пластов	Не знает основные виды и типы исследований скважин и пластов	Частично знает основные виды и типы исследований скважин и пластов	Знает основные виды и типы исследований скважин и пластов, может тезисно пояснить их содержание	Знает виды и типы исследований скважин и пластов, может подробно излагать их физический смысл
		Уметь (У1): планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Не умеет планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Слабо применяет полученные знания для решения профессиональных задач в области планирования исследований в конкретных геолого-технических условиях	Умеет планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях	Умеет быстро и в оптимальных объемах планировать необходимые исследования в конкретных геолого-технических условиях
		Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Не владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Обладает слабыми навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов, допускает незначительные ошибки	Владеет навыками проведения самостоятельных исследований скважин и пластов

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
	<b>ПКС-3.3</b> Осуществляет технический контроль состояния и работоспособности технологического оборудования	Знать (З2): особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов	Не знает особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов	Слабо знает особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов	Знает особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов. Испытывает небольшие затруднения при ответе на вопросы.	Знает основные особенности применения отечественных и импортных глубинных приборов
		Уметь (У2): использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Не умеет использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Испытывает сильные затруднения при использовании полученных результатов проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Умеет использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений	Умеет без затруднений использовать полученные результаты проведенных исследований для контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений
		Владеть (В2): навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	Не владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	Слабо владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	Хорошо владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов	В совершенстве владеет навыками работы в программных комплексах по интерпретации исследований скважин и пластов

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
<b>ПКС-5</b> Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<b>ПКС-5.1</b> Выбор видов промысловой документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности	Знать (З3): требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Не знает требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Частично знает требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Знает основные требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов	Знает требования и порядок проведения экспериментов на стандартном оборудовании в условиях нефтяных промыслов
		Уметь (У3): пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений	Не умеет пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений	Путается при использовании измерительными приборами и различными методами измерений	Умеет пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений. Допускает небольшие неточности	Уверенно умеет пользоваться измерительными приборами и различными методами измерений
		Владеть (В3): навыками измерений и обработки полученных результатов	Не владеет навыками измерений и обработки полученных результатов	Слабо владеет навыками измерений и обработки полученных результатов	Достаточно хорошо владеет навыками измерений и обработки полученных результатов	Уверенно владеет навыками измерений и обработки полученных результатов
	<b>ПКС-5.3</b> Использует промысловые базы данных, геологические и технические отчеты	Знать (З4): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Не знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Частично знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Знает основные положения методик проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов	Знает методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования в области исследования скважин и пластов
		Уметь (У4): пользоваться средствами обработки информации	Не умеет пользоваться средствами обработки информации	Не уверенно пользуется средствами обработки информации. Допускает ошибки	Умеет пользоваться средствами обработки информации, испытывает незначительные затруднения	Умеет пользоваться средствами обработки информации без затруднений

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть (В4): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Не владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Слабо владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Достаточно хорошо владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений	Уверенно владеет методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений

## КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой  
 Дисциплина **Интерпретация гидродинамических исследований**  
 Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**  
 Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

№ п/п	Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания	Количество экземпляров в БИК	Контингент обучающихся, использующих указанную литературу	Обеспеченность обучающихся литературой, %	Наличие электронного варианта в ЭБС (+/-)
1	Ягофаров, А.К. Современные геофизические и гидродинамические исследования нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / А.К. Ягофаров, И.И. Клещенко, Д.В. Новоселов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 140 с.	Электр. ресурс	100	100	+
2	Синцов, И.А. Методы контроля за эксплуатацией месторождения : учебно-методическое пособие / И.А. Синцов, М.И. Забоева, Д.А. Остапчук. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. — 44 с.	Электр. ресурс	100	100	+
3	Основы нефтегазового дела : учебное пособие / Л.В. Воробьева ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 202 с.	Электр. ресурс	100	100	+

И.о. заведующего кафедрой \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Библиотекарь II категории \_\_\_\_\_ /А.Д.Кодрян /  
 (подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Дополнения и изменения  
к рабочей программе дисциплины (модуля)**

---

на 20\_\_ - 20\_\_ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

---

---

---

---

---

Дополнения и изменения внес:

\_\_\_\_\_ (должность, ученое звание, степень) \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

Дополнения (изменения) в рабочую программу рассмотрены и одобрены на заседании кафедры

\_\_\_\_\_  
(наименование кафедры)

Протокол от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_.

И.О. Заведующего кафедрой \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

**СОГЛАСОВАНО:**

И.о. Заведующего выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программы \_\_\_\_\_ Р.Д. Татлыев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.