

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений

# **ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ**

*Методические указания к выполнению самостоятельной работы  
для студентов бакалавриата направления  
21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2019**

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ:** Методические указания к самостоятельной работе студентов / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *И.Р. Раупов, Л.Р. Сагирова*. СПб, 2019. 57 с.

Приведены методические указания к выполнению самостоятельной работы для студентов бакалавриата направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» в соответствии с учебным планом и рабочей программой дисциплины «Гидродинамические методы исследования скважин и пластов» – профили подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ», «Разработка и эксплуатация углеводородных месторождений шельфа». Приведены примерные перечни тем для самостоятельного изучения и для написания реферативных работ, а также задание расчетно-графической работы с исходными данными и формулами для выполнения практической части самостоятельной работы.

Ил. 4, Табл. 64, Библиогр.: 26 назв.

Научный редактор: доц., к.т.н. *Д.В. Мардашов*

Рецензент: к.т.н., *Р.Р. Гумеров*

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2019

## ВВЕДЕНИЕ

В методических указаниях по организации самостоятельной работы по дисциплине «Гидродинамические методы исследования скважин и пластов» представлены темы для самостоятельного изучения и для написания реферативных работ, а также задание расчетно-графической работы с исходными данными и формулами для выполнения практической части самостоятельной работы.

Цель самостоятельной работы студентов – организация систематического изучения дисциплины в течение семестра, закрепление и углубление полученных знаний на примере самостоятельного изучения определенных тем, написания реферативной работы и выполнения расчетно-графической работы по курсу «Гидродинамические методы исследования скважин и пластов».

Самостоятельная работа по дисциплине «Гидродинамические методы исследования скважин и пластов», выполняемая бакалаврами, включает следующие виды деятельности:

- проработка учебного материала по конспектам, учебной и научной литературе;
- подготовка реферата на выбранную тему;
- индивидуальное решение задачи по дисциплине «Гидродинамические методы исследования скважин и пластов».

Методические указания предназначены для выполнения студентами бакалавриата самостоятельной работы по дисциплине «Гидродинамические методы исследования скважин и пластов» по профилям подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ», «Разработка и эксплуатация углеводородных месторождений шельфа» направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

# 1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

## 1.1 Перечень тем для самостоятельного изучения

Самостоятельная работа студентов заключается из трех частей. Первая часть – в самостоятельном изучении следующих тем.

Тема 1. Исследования скважин при установившихся режимах фильтрации

1. Факторы, влияющие на форму индикаторных кривых.

2. Установление технологического режима работы скважины по индикаторным линиям.

Тема 2. Исследования скважин методом восстановления давления

1. Факторы, влияющие на характер кривых восстановления давления. Влияние границ пласта.

2. Влияние нарушения режима работы скважины перед исследованием.

Тема 3. Методы исследования пластов по взаимодействию скважин

1. Графоаналитические методы.

2. Обработка кривых реагирования по характерным точкам.

3. Аналитические методы обработки.

Тема 4. Особенности исследования различных категорий скважин

1. Исследование скважин, оборудованных ЭЦН.

2. Исследование скважин, оборудованных ШГН.

3. Исследование скважин, оборудованных ОРЭ.

Тема 5. Исследование трещиновато-пористых пластов

1. Анализ научно-технической литературы по особенностям движения жидкости в чисто трещиноватом и трещиновато-пористом пласте.

2. Анализ научно-технической литературы по особенностям по особенностям фильтрации неньютоновской жидкости и влиянию свойств аномальной нефти на характеристики потока в трещиновато-пористом пласте.

3. Анализ научно-технической литературы по особенностям движения жидкости в трещиноватом пласте при площадной системе заводнения.

## **1.2 Перечень тем для написания реферативной работы**

Вторая часть самостоятельной работы студентов заключается в написании реферативной работы. Студент разрабатывает одну из предлагаемых тем по согласованию с преподавателем.

### **1.2.1 Темы рефератов**

Предлагаемые темы для написания реферативной работы:

1. Современные аспекты гидродинамических исследований.
2. Факторы, влияющие на форму индикаторных кривых.
3. Установление технологического режима работы скважины по индикаторным линиям.
4. Факторы, влияющие на характер кривых восстановления давления.
5. Влияние границ пласта на характер кривых восстановления давления.
6. Влияние несовершенства скважин и неоднородностей коллектора на характер кривых восстановления давления.
7. Оценка влияния скин-эффекта на характер кривых восстановления давления.
8. Влияние нарушения режима работы скважины перед исследованием на характер кривых восстановления давления.
9. Влияние притока жидкости в скважину после остановки на характер кривых восстановления давления.
10. Графо-аналитические методы определения параметров пласта по КВД.
11. Дифференциальный метод определения параметров пласта по КВД.
12. Интегральный метод определения параметров пласта по КВД.

13. Операционный метод определения параметров пласта по КВД.
14. Аналитические методы обработки кривых восстановления давления.
15. Метод обработки кривых восстановления давления без учета притока.
16. Метод обработки кривых восстановления давления с учетом притока.
17. Теоретические основы методов исследований пластов по взаимодействию скважин.
18. Методы определения параметров пласта по кривым гидропрослушивания (графоаналитические методы, по характерным точкам кривых реагирования, аналитические методы обработки).
19. Комплексы методов исследования различных категорий скважин.
20. Исследование скважин, оборудованных ЭЦН.
21. Исследование скважин, оборудованных ШГН.
22. Исследование скважин, оборудованных ОРЭ.
23. Исследование нагнетательных скважин. Особенности интерпретации полученных данных.
24. Влияние трещиноватости пластов на характер нестационарной фильтрации жидкости.
25. Модели трещиновато-пористых пластов.
26. Влияние трещиноватости на характер кривых восстановления давления.
27. Гидропрослушивание в трещиновато-пористых пластах.
28. Исследование скважин методом пробных откачек.

### **1.3 Рекомендуемые источники литературы для написания реферативной работы**

Для разработки рефератов могут быть использованы различные литературные источники, указанные в рабочей программе по курсу «Гидродинамические методы исследования скважин и пластов» (например, С.Н. Бузинов «Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов», А.И. Ипатов «Геофизический и гидродинамический контроль разработки

месторождений углеводородов», РД 153-39.0-100-91 «Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим, и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений»), материалы научных журналов («Нефтяное хозяйство», «Нефтепромысловое дело», «Бурение и нефть», «Нефтегазовая вертикаль» и др.) годовых собраний и конференций предприятий и организаций нефтедобывающего комплекса, научных конференций, трудов научно-исследовательских и проектных институтов.

#### **1.4 Требования к оформлению реферативных работ**

При написании реферата необходимо следовать следующим правилам:

Раскрытие темы реферата предполагает наличие нескольких источников (как минимум 4-5 публикаций, монографий, справочных изданий, учебных пособий) в качестве источника информации. При этом оригинальность работы должна составлять не менее 60% по программе Антиплагиат.

1. Подготовка к написанию реферата предполагает внимательное изучение каждого из источников информации и отбор информации, непосредственно касающейся избранной темы. На этом этапе работы важно выделить существенную информацию, найти смысловые абзацы и ключевые слова, определить связи между ними.

2. Содержание реферата ограничивается 2-3 главами, которые подразделяются на параграфы.

3. Сведение отобранной информации непосредственно в текст реферата, должно быть выстроено в соответствии с определенной логикой.

Реферат состоит из трех частей: введения, основной части, заключения;

Во введении необходимо обосновать выбор темы реферата.

- актуальность (почему выбрана данная тема, каким образом она связана с современностью?);

- цель (должна соответствовать теме реферата);

- задачи (способы достижения заданной цели), отображаются в названии параграфов работы;

- историография (обозначить использованные источники с краткой аннотацией – какой именно источник (монография, публикация и т.п.), основное содержание в целом (1 абз.), что конкретно содержит источник по данной теме (2-3 предложения).

В основной части дается характеристика и анализ темы реферата в целом, и далее – сжатое изложение выбранной информации в соответствии с поставленными задачами. В конце каждой главы должен быть сделан вывод (подвывод), который начинается словами: «Таким образом...», «Итак...», «Значит...», «В заключение главы отметим...», «Обобщая вышесказанное...» «Все сказанное позволяет сделать следующий вывод...», «Подводя итог...» и т.д. Вывод содержит краткое заключение по параграфам главы (объем 0,5 – 1 лист).

Заключение содержит те подвыводы по главам, которые даны в работе (1-1,5 листа). Однако прямая их переписка нежелательна; правильно смотрится заключение, основанное на сравнении.

Реферативные работы оформляют на листах формата А4 (210x297), текст печатается на одной стороне листа через полтора интервала. Параметры шрифта: гарнитура шрифта – Times New Roman, начертание – обычный, кегль шрифта – 14 пунктов, цвет текста – авто (черный). Параметры абзаца: выравнивание текста – по ширине страницы, отступ первой строки – 12,5 мм, межстрочный интервал – полуторный. Поля страницы для титульного листа: верхнее и нижнее поля – 20 мм; правое и левое поля – 15 мм. Поля всех остальных страниц: верхнее и нижнее поля – 20 мм, размер левого поля 30 мм, правого – 10 мм.

Нумерацию страниц следует производить арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему тексту. Порядковый номер ставят внизу страницы, справа. Нумерация страниц начинается с титульного листа, но на титульном листе и на странице «Содержание» номер страницы не указывается, нумерация указывается с цифры 3 (с третьей страницы).

На титульном листе указывается название образовательного учреждения, тема реферата, название учебного курса, номер группы,

курс обучения, Ф.И.О. автора, Ф.И.О. научного руководителя (проверяющего), место и год выполнения работы (см. прил.).

Содержание включает введение, порядковые номера и заголовки всех разделов, подразделов (при необходимости – пунктов), заключение, список литературы, наименование приложений с указанием номеров страниц, с которых начинаются эти элементы реферата. Слово «Содержание» записывают посередине страницы с прописной буквы, выделяют полужирным шрифтом.

Основной текст выравнивается по ширине. При наборе текста не следует делать жесткий перенос слов со знаком переноса. Встречающиеся в тексте условные обозначения и сокращения должны быть расшифрованы при первом появлении их в тексте. Разделы и подразделы статьи нумеруются арабскими цифрами, выделяются полужирным шрифтом и на отдельную страницу не выносятся.

Таблицы в тексте должны быть выполнены в редакторе Microsoft Word (не отсканированы и не в виде рисунка). Таблицы должны располагаться с новой строки в пределах рабочего поля листа. Таблицу при переносе на следующую страницу не разрывать (не копировать шапку, не делать отступы клавишей Enter). При переносе таблицы нумеруются сверху с новой строки справа (Продолжение таблицы). Форматирование номера таблицы и ее названия: шрифт обычный, выравнивание – слева. Форматирование таблицы: шрифт обычный, размер шрифта 12 пт, выравнивание – по центру, межстрочный интервал - одинарный. Автоподбор по ширине окна.

#### **Пример оформления таблицы**

*Таблица 1*

**Название таблицы**

№ п/п	Параметр	Ед. измерения	Объект Ю1
1	Пористость	доли ед.	0,16
2	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,02

Рисунки размещаются в рамках рабочего поля листа. Допускается использование рисунков в форматах JPEG. Они должны допускать перемещение в тексте и возможность изменения размеров и быть представлены единым элементом. Используемое в

тексте сканированное изображение должно иметь разрешение не менее 300 точек на дюйм. Положение рисунка – в тексте. Рисунки нумеруются снизу, подпись под рисунком выравнивается по центру.

Например: «Рисунок 1 – Название рисунка»

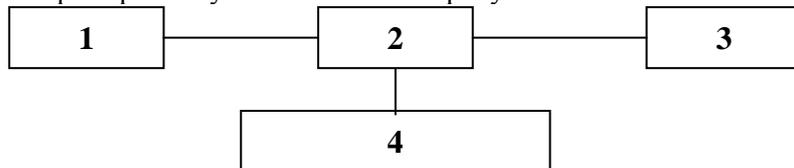


Рис. 1 Пример оформления рисунка

Формулы должны быть набраны с использованием формульного редактора Microsoft Equation 3.0 или Math Type, выравниваются по центру, их номера – в круглых скобках по правому краю.

Ссылки на литературу в тексте указываются в квадратных скобках с указанием номера источника, например: Текст статьи ... [1]. Текст статьи ... [2] и т.п.

Список литературы приводится в конце статьи и должен быть озаглавлен «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ», который располагается симметрично тексту. Используемые источники должны быть оформлены в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5 - 2008 (форматирование выравниванием по ширине страницы). При использовании материалов из сети интернет необходимо оформить ссылку на использованный сайт.

## 2 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Третья часть самостоятельной работы студентов заключается в выполнении расчетно-графического задания. Студент решает задачу по согласованию с преподавателем. Суть задачи состоит в обработке КВД методом касательной с использованием построения билогарифмического графика.

*Условие задачи:* используя билогарифмическое построение кривой восстановления давления определить проницаемость, скин-фактор, дополнительный перепад давления вследствие загрязнения ПЗП, относительную продуктивность, потенциальный дебит.

*Варианты задачи:* решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Исходные данные по скважине и кривой восстановления давления приведены по вариантам в табл. 5-24.

## 2.1 Пример обработки кривой восстановления давления

На рис. 2 показан замер давления, произведённый в ходе исследования нефтяной скважины.

Весь замер разбит на четыре периода:

1 – интервал спуска прибора в скважину. Прибор погружается под уровень жидкости. Окончание интервала 1 – конец спуска прибора на необходимую глубину;

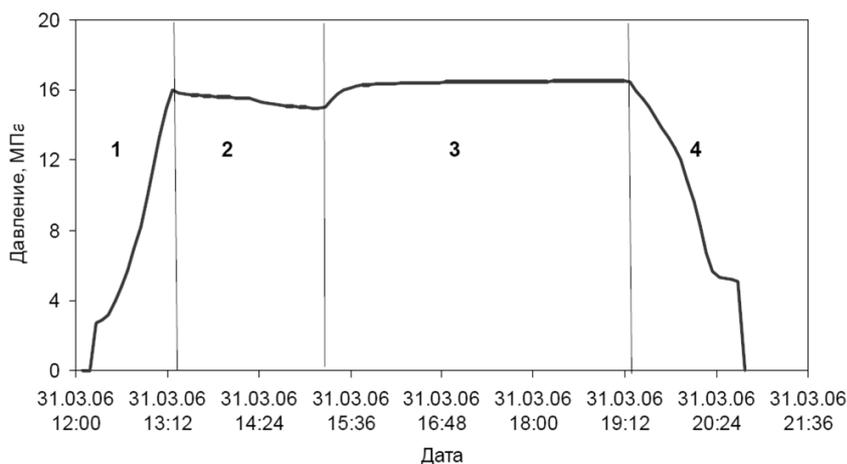


Рис.2 Замер давления в ходе исследования нефтяной скважины

2 – работа скважины на режиме через штуцер определённого диаметра. Интервал 2 оканчивается остановкой скважины;

3 – после остановки скважины (в данном случае – закрытия задвижки на устье) начинается рост давления и запись кривой восстановления давления (КВД) продолжительностью 4 часа (участок 3);

4 – подъём прибора на поверхность.

В табл. 1 приведены числовые значения времени и давления, по которым строиться КВД. На рис. 3 приведена кривая восстановления давления.

*Таблица 1*

**Исходные данные для построения кривой восстановления давления**

Номер замера	Время от остановки скважины, с	Время от остановки скважины, ч	Давление на забое скважины, кгс/см <sup>2</sup>	Давление на забое скважины, МПа
1	0	0,000	152,55	14,965
2	10	0,003	152,60	14,970
3	20	0,006	152,70	14,980
4	30	0,008	152,82	14,992
5	40	0,011	152,94	15,003
6	50	0,014	153,09	15,018
7	70	0,019	153,40	15,049
8	90	0,025	153,72	15,080
9	110	0,031	154,05	15,112
10	140	0,039	154,56	15,162
11	180	0,050	155,20	15,225
12	230	0,064	155,96	15,300
13	300	0,083	156,95	15,397
14	380	0,106	157,99	15,499
15	480	0,133	159,16	15,614
16	620	0,172	160,56	15,751
17	780	0,217	161,89	15,881
18	1000	0,278	163,32	16,022
19	1270	0,353	164,58	16,145
20	1620	0,450	165,57	16,242
21	2070	0,575	166,19	16,303
22	2640	0,733	166,66	16,349
23	3360	0,933	167,02	16,385
24	4280	1,189	167,37	16,419
25	5460	1,517	167,60	16,442
26	6950	1,931	167,82	16,463
27	8860	2,461	168,05	16,486
28	11290	3,136	168,27	16,507
29	14390	3,997	168,47	16,527

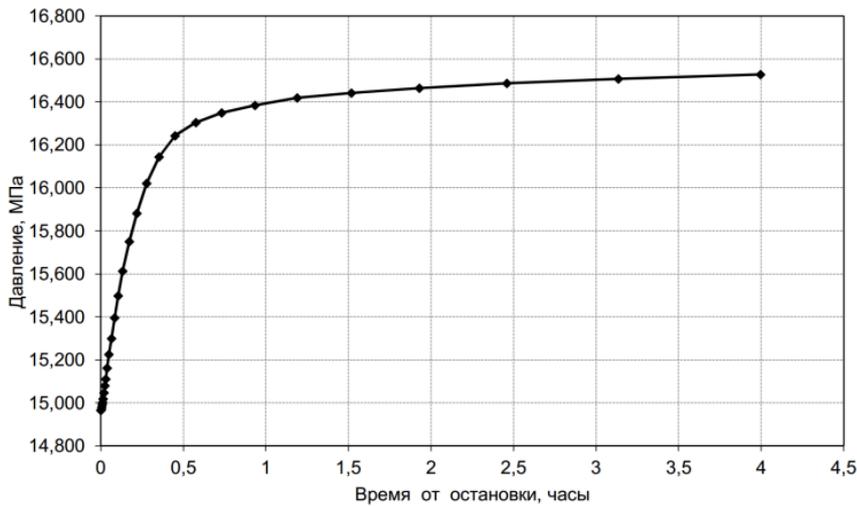


Рис. 3 Кривая восстановления давления

На первом этапе обработки КВД производится построение билогарифмического графика. Цель построения билогарифмического графика – определение модели фильтрации жидкости к скважине и определение метода расчёта фильтрационных параметров пласта. Билогарифмический график – это обычный график в декартовых координатах, где

$$x_i = \ln(t_i), \quad (1)$$

$$y_i = \ln\left(\frac{P_i - P_{i-1}}{\ln(t_i) - \ln(t_{i-1})}\right), \quad (2)$$

где  $P_i$  – давление на забое  $i$ -ого замера, кгс/см<sup>2</sup>;

$t_i$  – время от остановки скважины забое  $i$ -ого замера, с.

Рассмотрим пример построения билогарифмического графика по исходным данным табл. 1. Первая строка табл. 1 для построения билогарифмического графика не используется, поскольку начальное время равно нулю. Расчёт начинается с третьей строки табл. 1 (с третьего замера). Индексы в выражениях ниже указывают номер строки (номер замера) в табл. 2.

$$x_3 = \ln(t_3) = \ln(20) = 2,996, \quad (3)$$

$$y_3 = \ln\left(\frac{P_3 - P_2}{\ln(t_3) - \ln(t_2)}\right) = \ln\left(\frac{152,7 - 152,6}{\ln(20) - \ln(10)}\right) = -1,94. \quad (4)$$

Таблица 2

**Данные для построения билогарифмического графика**

$i$	$t_i$ с	$P_i$ кгс/см <sup>2</sup>	$x_i$	$y_i$
1	0	152,55		
2	10	152,60		
3	20	152,70	2,996	-1,936
4	30	152,82	3,401	-1,218
5	40	152,94	3,689	-0,874
6	50	153,09	3,912	-0,397
7	70	153,40	4,248	-0,082
8	90	153,72	4,500	0,242
9	110	154,05	4,700	0,497
10	140	154,56	4,942	0,749
11	180	155,20	5,193	0,935
12	230	155,96	5,438	1,132
13	300	156,95	5,704	1,315
14	380	157,99	5,940	1,481
15	480	159,16	6,174	1,611
16	620	160,56	6,430	1,699
17	780	161,89	6,659	1,757
18	1000	163,32	6,908	1,750
19	1270	164,58	7,147	1,662
20	1620	165,57	7,390	1,403
21	2070	166,19	7,635	0,928
22	2640	166,66	7,879	0,659
23	3360	167,02	8,120	0,401
24	4280	167,37	8,362	0,369
25	5460	167,60	8,605	-0,057
26	6950	167,82	8,846	-0,092
27	8860	168,05	9,089	-0,054
28	11290	168,27	9,332	-0,097
29	14390	168,47	9,574	-0,193

На рис. 4 показан билогарифмический график, построенный по данным табл. 2.

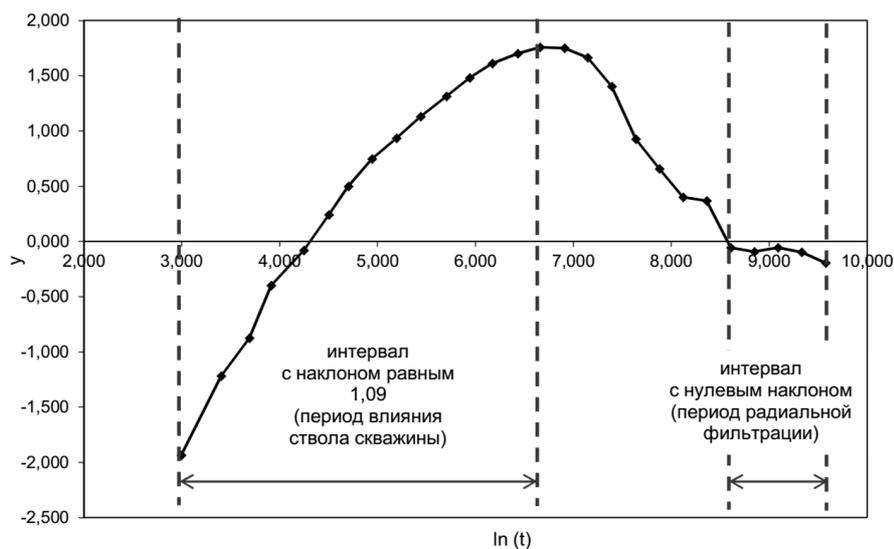


Рис. 4 Билогарифмический график

На билогарифмическом графике принято выделять интервалы притока. Первый – с наклоном, примерно равным единице (1,09 для данной скважины). Это участок влияния ствола скважины. Т.е. это тот период, в ходе которого происходит приток жидкости из пласта в скважину и сжатие жидкости в самой скважине. Этот участок мало пригоден для обработки. Определим его продолжительность. Правой границе этого участка соответствует

$$x_{17} = \ln(t_{17}) = 6,659. \quad (5)$$

Отсюда, время окончания влияния ствола скважины

$$t_{17} = \exp(6,659) = 780 \text{ с}, \quad (6)$$

т.е. примерно 13 минут. Цель расчёта времени влияния ствола скважины в том, что, если применяется метод обработки, при котором предполагается, что после остановки приток в скважину прекратился мгновенно, то этот участок в обработке таким методом использовать не стоит.

Также на билогарифмическом графике выделяется участок нулевого наклона. Если такой участок удаётся выделить, то

считается, что рост давления на этом интервале соответствует радиальной модели пласта. Радиальная модель предполагает, что пласт однородный (проницаемость пласта одинакова во всех точках) и, что немаловажно, бесконечный. Для рассматриваемой скважины участок радиальной модели начинается при

$$x_{25} = \ln(t_{25}) = 8,605, \quad (7)$$

что соответствует размерному значению времени

$$t_{25} = \exp(8,605) = 5460 \text{ с}, \quad (8)$$

т.е. примерно 1,5 часа. Таким образом, начиная с этого момента времени, обработка может быть проведена в рамках модели радиального пласта, т.е. методом касательной.

Обработка методом касательной состоит в построении КВД в координатах

$$\Delta P \div \ln(t), \quad (9)$$

где  $\Delta P_i$  – разность давления между  $i$ -ой точкой давления и первой (время  $t_1=0$ ):

$$\Delta P_i = P_i - P_1. \quad (10)$$

В табл. 3 приведены значения разности давления и логарифма времени для обработки КВД методом касательной.

Таблица 3

**Данные для обработки КВД методом касательной**

$i$	$t_i, \text{с}$	$P_i, \text{МПа}$	$\ln(t_i)$	$\Delta P_i, \text{МПа}$
1	0	14,965	-	0
2	10	14,970	2,303	0,005
3	20	14,980	2,996	0,015
4	30	14,992	3,401	0,026
5	40	15,003	3,689	0,038
6	50	15,018	3,912	0,053
7	70	15,049	4,248	0,083
8	90	15,080	4,500	0,115
9	110	15,112	4,700	0,147
10	140	15,162	4,942	0,197
11	180	15,225	5,193	0,260
12	230	15,300	5,438	0,335
13	300	15,397	5,704	0,432
14	380	15,499	5,940	0,534

Продолжение табл. 3

<i>i</i>	<i>t<sub>i</sub></i> , с	<i>P<sub>i</sub></i> , МПа	<i>ln(t<sub>i</sub>)</i>	$\Delta P_i$ , МПа
15	480	15,614	6,174	0,648
16	620	15,751	6,430	0,786
17	780	15,881	6,659	0,916
18	1000	16,022	6,908	1,057
19	1270	16,145	7,147	1,180
20	1620	16,242	7,390	1,277
21	2070	16,303	7,635	1,338
22	2640	16,349	7,879	1,384
23	3360	16,385	8,120	1,420
24	4280	16,419	8,362	1,454
25	5460	16,442	8,605	1,476
26	6950	16,463	8,846	1,498
27	8860	16,486	9,089	1,521
28	11290	16,507	9,332	1,542
29	14390	16,527	9,574	1,562

На рис. 4 приведён график обработки КВД методом касательной.

Для обработки КВД методом касательной необходимо по интервалу радиальной фильтрации, выделенному на билогарифмическом графике, провести прямую линию и определить её угол наклона и отрезок, отсекаемый на оси  $Y(\Delta P)$ . Для рассматриваемой КВД угол наклона равен 0,089 МПа, отрезок – 0,714 МПа (см. рис. 4).

Далее производится расчёт фильтрационных параметров пласта. Для расчёта фильтрационных параметров пласта необходим набор исходных данных, приведённых в табл. 4.

Проницаемость пласта рассчитывается по формуле

$$k = \frac{11,574 \cdot Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot i \cdot h} \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

где  $k$  – проницаемость, мкм<sup>2</sup>;

$Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$h$  – эффективная толщина пласта, м;

$\mu$  – вязкость жидкости, МПа·с;

$i$  – наклон линии, определённой по графику на рисунке 4, МПа.

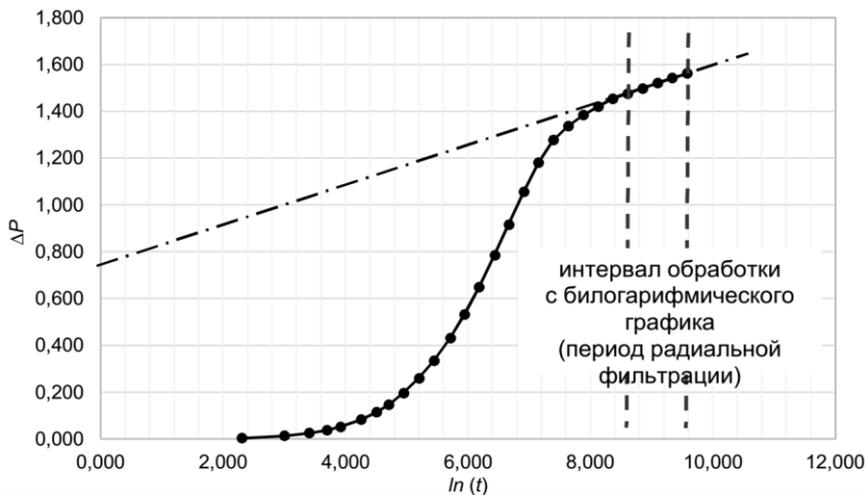


Рис. 4 – Обработка КВД методом касательной (радиальная модель пласта)

Таблица 4

**Параметры пласта, флюида и скважины**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	211,25
Радиус скважины, м	0,108
Объёмный коэффициент нефти	1,286
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,88
Эффективная толщина пласта, м	99,0
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	12,60
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60
Обводнённость, д.ед.	0,83

Расчёт проницаемости:

$$k = \frac{11,574 \cdot 211,25 \cdot 1,88}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,089 \cdot 99} \cdot 10^{-3} = 0,041 \text{ мкм}^2. \quad (12)$$

Также по результатам обработки КВД может быть определена степень совершенства скважины. Величина несовершенства скважины оценивается по скин-эффекту. Скин-эффект при обработке КВД методом касательной рассчитывается по

формуле:

$$S = 1,1513 \cdot \left( \frac{P_{1hr}}{i \cdot 2,3} - \lg \left( \frac{k \cdot 10^4}{m \cdot \mu \cdot \beta_{oil} \cdot r_c^2} \right) + 3,0923 \right). \quad (13)$$

где  $S$  – скин-эффект;

$k$  – проницаемость, мкм<sup>2</sup>;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости, мПа·с;

$r_c$  – радиус скважины, м;

$i$  – наклон линии, определённой по графику на рисунке 4, МПа;

$m$  – коэффициент пористости, доли единицы;

$\beta_{oil}$  – сжимаемость нефти, 1/МПа;

$P_{1hr}$  – перепад давления на КВД в момент времени  $t=1$  час, МПа.

Времени

$$t = 1 \text{ час} = 60 \cdot 60 = 3600 \text{ с} \quad (14)$$

соответствует логарифм времени

$$\ln(3600) = 8,1. \quad (15)$$

Величине логарифма времени 8,1 на рисунке 4 соответствует перепад давления

$$P_{1hr} = 1,41 \text{ МПа}. \quad (16)$$

Для рассматриваемой скважины, получаем:

$$S = 1,1513 \cdot \left( \frac{1,41}{0,089 \cdot 2,3} - \lg \left( \frac{0,041 \cdot 10^4}{0,1 \cdot 1,88 \cdot 12,6 \cdot 10^{-4} \cdot 0,108^2} \right) + 3,0923 \right) \quad (17)$$

= 2,085.

По величине скин-эффекта рассчитывается дополнительный перепад давления, возникающий вследствие загрязнения призабойной зоны:

$$\Delta P_s = 18,66 \cdot \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot h \cdot 10^3} \cdot S, \quad (18)$$

где все обозначения прежние.

Для рассматриваемой скважины дополнительный перепад давления равен 3,81 кгс/см<sup>2</sup>.

Далее рассчитывается коэффициент эффективности притока, представляющий собой отношение фактического дебита скважины к потенциальному, т.е.:

$$J = \frac{Q_{\phi}}{Q_n} = \frac{P_{nl} - P_0 - \Delta P_s}{P_{nl} - P_0}, \quad (19)$$

где  $Q_{\phi}$  – фактический дебит скважины, измеренный перед остановкой скважины на КВД;

$Q_n$  – потенциальный дебит скважины, который имел бы место, если бы скин-эффект был бы равен нулю;

$P_0$  – забойное давление в скважине перед её остановкой (первая точка на КВД,  $i=1$ , см. табл. 1), кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{nl}$  – пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>.

Задаваясь величиной пластового давления  $P_{nl}=170$  кгс/см<sup>2</sup>, что немного выше конечного значения на КВД, получаем:

$$J = \frac{170 - 152,55 - 3,81}{170 - 152,55} = 0,78. \quad (20)$$

Величина коэффициента эффективности притока означает, что скважина работает на 78 % от своих потенциальных возможностей.

Потенциальный дебит будет равен

$$Q_n = \frac{Q_{\phi}}{J} = \frac{211,55}{0,78} = 270,83 \text{ м}^3 / \text{сут}. \quad (21)$$

## 2.2 Постановка задания на расчетно-графическую работу и варианты исходных данных

Постановка задания на расчетно-графическую работу: проведите обработку КВД методом касательной с использованием построения билогарифмического графика.

Вариант 1.

Таблица 5

### Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 1)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2000
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
Объёмный коэффициент нефти	1,286

Продолжение табл. 5

Параметр	Значение
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,15
Эффективная толщина пласта, м	26
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 6

**Кривая восстановления давления (вариант 1)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,2
2	250	12,14
3	500	13,83
4	750	14,85
5	1000	15,52
6	1250	16,48
7	1500	16,798
8	1750	16,889
9	1960	16,957
10	2170	17,017
11	2380	17,072
12	2590	17,122
13	2895	17,188
14	3200	17,248
15	3505	17,302
16	3900	17,365
17	4300	17,423
18	4605	17,464
19	5000	17,513
20	5400	17,558

Вариант 2.

Таблица 7

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 2)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	86
Диаметр скважины, м	0,127

Продолжение табл. 7

Объёмный коэффициент нефти	1,35
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	15
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	9,81
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 8

**Кривая восстановления давления (вариант 2)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	12,998
2	5	13,142
3	15	13,201
4	25	13,319
5	45	13,339
6	65	13,456
7	95	13,76
8	125	14,025
9	155	14,251
10	432	15,107
11	745	15,332
12	2190	15,341
13	3930	15,352
14	5100	15,356

Вариант 3.

Таблица 9

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 3)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	144
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,35
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	41
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,5
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 10

**Кривая восстановления давления (вариант 3)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	11,772
2	410	14,136
3	828	14,797
4	1246	15,319
5	1664	15,702
6	2100	15,952
7	2500	16,049
8	2918	16,057
9	3336	16,088
10	3754	16,116
11	4172	16,14
12	4600	16,163
13	5018	16,183
14	5436	16,201
15	5854	16,219
16	6272	16,235
17	6700	16,25
18	7118	16,264
19	7536	16,277
20	7954	16,29
21	8400	16,302
22	8818	16,314
23	9236	16,324
24	9654	16,335
25	10072	16,345
26	10500	16,354

Вариант 4.

Таблица 11

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 4)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2100
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	85
Диаметр скважины, м	0,127

Продолжение табл. 11

Параметр	Значение
Объёмный коэффициент нефти	1,45
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,5
Эффективная толщина пласта, м	35
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 12

Кривая восстановления давления (вариант 4)

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	11,14
2	150	14,601
3	350	15,353
4	500	15,849
5	850	16,785
6	1100	17,596
7	1465	17,685
8	1830	17,755
9	2195	17,812
10	2560	17,86
11	2925	17,902
12	3290	17,938
13	3655	17,971
14	4020	18,001
15	4385	18,028
16	4750	18,053
17	5115	18,076
18	5480	18,098
19	5845	18,118
20	6210	18,137
21	6575	18,155
22	6940	18,172
23	7305	18,188
24	7670	18,203
25	8035	18,217
26	8400	18,231

Вариант 5.

Таблица 13

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 5)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2700
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,15
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	44
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 14

**Кривая восстановления давления (вариант 5)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	12,272
2	350	12,785
3	700	13,429
4	1050	13,901
5	1400	14,312
6	1750	14,704
7	2100	14,754
8	2450	14,797
9	2800	14,834
10	3150	14,867
11	3500	14,896
12	3850	14,923
13	4200	14,947
14	4550	14,969
15	4900	14,989
16	5250	15,009
17	5600	15,027
18	5950	15,043
19	6300	15,059
20	6650	15,074
21	7000	15,088

Вариант 6.

Таблица 15

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 6)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	250
Диаметр скважины, м	0,178
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,3
Эффективная толщина пласта, м	26
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 16

**Кривая восстановления давления (вариант 6)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	12,94
2	630	13,549
3	1300	14,012
4	1800	14,425
5	2425	14,852
6	3100	15,159
7	3725	15,195
8	4350	15,225
9	4975	15,251
10	5600	15,274
11	6225	15,295
12	6850	15,313
13	7475	15,33
14	8100	15,346
15	8725	15,361
16	9350	15,374
17	9975	15,387
18	10600	15,399
19	11225	15,41
20	11900	15,421
21	13000	15,438

Вариант 7.

Таблица 17

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 7)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	156
Диаметр скважины, м	0,168
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,3
Эффективная толщина пласта, м	32
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 18

**Кривая восстановления давления (вариант 7)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб.</sub> , МПа
1	0	10,09
2	15	10,38
3	30	10,64
4	50	10,86
5	60	11,14
6	75	11,42
7	195	13
8	555	14,91
9	1385	15,6
10	2805	15,85
11	5710	16
12	7200	16,07
13	8715	16,14
14	10020	16,165
15	11545	16,18
16	13200	16,22

Вариант 8.

Таблица 19

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 8)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	94
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	84
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 20

**Кривая восстановления давления (вариант 8)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,09
2	660	11,76
3	1310	13,045
4	1967	14,36
5	2630	15,282
6	3287	15,688
7	3944	15,83
8	4601	15,91
9	5300	15,97
10	5900	16,024
11	6557	16,055
12	7214	16,084
13	7871	16,11
14	8528	16,134
15	9185	16,156
16	9842	16,177
17	10499	16,196
18	11156	16,214
19	11813	16,231
20	12470	16,248
21	13400	16,269

Вариант 9.

Таблица 21

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 9)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	45
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 22

**Кривая восстановления давления (вариант 9)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	16,71
2	220	17,54
3	443	18,36
4	670	18,95
5	893	19,295
6	1116	19,672
7	1340	19,733
8	1563	19,754
9	1786	19,761
10	2009	19,767
11	2232	19,772
12	2455	19,777
13	2700	19,782
14	2923	19,786
15	3146	19,79
16	3369	19,793
17	3592	19,796
18	3815	19,8
19	4040	19,802
20	4263	19,805
21	5000	19,813

Вариант 10.

Таблица 23

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 10)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	144
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	23
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 24

**Кривая восстановления давления (вариант 10)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	8,76
2	250	10,712
3	480	11,439
4	710	12,053
5	940	12,553
6	1170	12,938
7	1400	13,21
8	1630	13,304
9	1860	13,38
10	2090	13,447
11	2320	13,507
12	2600	13,572
13	2830	13,621
14	3060	13,666
15	3290	13,708
16	3520	13,747
17	3750	13,783
18	3980	13,817
19	4210	13,849
20	4440	13,88
21	4700	13,913

Вариант 11.

Таблица 25

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 11)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2000
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,286
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,15
Эффективная толщина пласта, м	26
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 26

**Кривая восстановления давления (вариант 11)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,173
2	15	10,442
3	30	10,526
4	45	10,565
5	60	10,619
6	90	10,703
7	120	10,792
8	150	10,89
9	165	10,963
10	1230	12,665
11	2880	14,078
12	4490	14,55
13	6000	14,67
14	6940	14,685
15	8640	14,75
16	10174	14,767

Вариант 12.

Таблица 27

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 12)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	86
Диаметр скважины, м	0,127

Продолжение табл. 27

Объёмный коэффициент нефти	1,35
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	15
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, $1/\text{МПа}\cdot 10^{-4}$	9,81
Коэффициент сжимаемость породы, $1/\text{МПа}\cdot 10^{-4}$	3,60

Таблица 28

**Кривая восстановления давления (вариант 12)**

Номер замера	Время t, мин	Давление $P_{\text{заб}}$ , МПа
1	0	10,791
2	159	11,905
3	318	12,854
4	480	13,423
5	639	13,984
6	798	14,397
7	957	14,801
8	1110	14,953
9	1269	14,977
10	1428	14,995
11	1587	15,01
12	1746	15,024
13	1905	15,037
14	2064	15,049
15	2223	15,06
16	2382	15,07
17	2541	15,08
18	2700	15,089
19	2859	15,097
20	3020	15,105
21	3179	15,113
22	3338	15,12
23	3497	15,127
24	3656	15,134
25	4000	15,147

Вариант 13.

Таблица 29

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 13)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	144
Диаметр скважины, м	0,146
Объёмный коэффициент нефти	1,35
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	41
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,5
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 30

**Кривая восстановления давления (вариант 13)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	16,834
2	20	17,387
3	30	17,509
4	40	17,622
5	60	17,724
6	90	17,936
7	105	18,028
8	120	18,247
9	540	18,374
10	990	18,441
11	1410	18,469
12	2820	18,507
13	4370	18,543
14	5715	18,561
15	8415	18,598

Вариант 14.

Таблица 31

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 14)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2100
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	85
Диаметр скважины, м	0,127

Продолжение табл. 31

Объёмный коэффициент нефти	1,45
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,5
Эффективная толщина пласта, м	35
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 32

**Кривая восстановления давления (вариант 14)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	5,24
2	1010	6,01
3	2050	6,782
4	3085	7,516
5	4120	8,216
6	5155	8,881
7	6190	9,513
8	7225	10,11
9	8300	10,694
10	9335	11,222
11	10370	11,715
12	11405	12,174
13	12440	12,599
14	13475	12,99
15	14500	13,343
16	15535	13,666
17	16570	13,955
18	17605	14,209
19	18500	14,402
20	19535	14,592
21	20570	14,683
22	21605	14,735
23	22640	14,785
24	23675	14,832
25	24710	14,878
26	25800	14,924

Вариант 15.

Таблица 33

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 15)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2700
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,146
Объемный коэффициент нефти	1,15
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	44
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 34

**Кривая восстановления давления (вариант 15)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	14,764
2	10	14,784
3	23	14,813
4	33	14,833
5	48	14,852
6	62	14,872
7	100	14,892
8	125	14,921
9	150	14,952
10	300	15,147
11	1310	15,178
12	2950	15,201
13	4300	15,211
14	5670	15,222

Вариант 16.

Таблица 35

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 16)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	250
Диаметр скважины, м	0,178
Объемный коэффициент нефти	1,25

Продолжение табл. 35

Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,3
Эффективная толщина пласта, м	26
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 36

**Кривая восстановления давления (вариант 16)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,2
2	250	12,14
3	500	13,83
4	750	14,85
5	1000	15,52
6	1250	16,48
7	1500	16,798
8	1750	16,889
9	1960	16,957
10	2170	17,017
11	2380	17,072
12	2590	17,122
13	2895	17,188
14	3200	17,248
15	3505	17,302
16	3900	17,365
17	4300	17,423
18	4605	17,464
19	5000	17,513
20	5400	17,558

Вариант 17.

Таблица 37

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 17)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	156
Диаметр скважины, м	0,168
Объемный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,3
Эффективная толщина пласта, м	32

Продолжение табл. 37

Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 38

**Кривая восстановления давления (вариант 17)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	12,998
2	5	13,142
3	15	13,201
4	25	13,319
5	45	13,339
6	65	13,456
7	95	13,76
8	125	14,025
9	155	14,251
10	432	15,107
11	745	15,332
12	2190	15,341
13	3930	15,352
14	5100	15,356

Вариант 18.

Таблица 39

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 18)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	94
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	84
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 40

**Кривая восстановления давления (вариант 18)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	11,772
2	410	14,136
3	828	14,797
4	1246	15,319
5	1664	15,702
6	2100	15,952
7	2500	16,049
8	2918	16,057
9	3336	16,088
10	3754	16,116
11	4172	16,14
12	4600	16,163
13	5018	16,183
14	5436	16,201
15	5854	16,219
16	6272	16,235
17	6700	16,25
18	7118	16,264
19	7536	16,277
20	7954	16,29
21	8400	16,302
22	8818	16,314
23	9236	16,324
24	9654	16,335
25	10072	16,345
26	10500	16,354

Вариант 19.

Таблица 41

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 19)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,146
Объёмный коэффициент нефти	1,25

Продолжение табл. 41

Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	45
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 42

**Кривая восстановления давления (вариант 19)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб.</sub> , МПа
1	0	11,14
2	150	14,601
3	350	15,353
4	500	15,849
5	850	16,785
6	1100	17,596
7	1465	17,685
8	1830	17,755
9	2195	17,812
10	2560	17,86
11	2925	17,902
12	3290	17,938
13	3655	17,971
14	4020	18,001
15	4385	18,028
16	4750	18,053
17	5115	18,076
18	5480	18,098
19	5845	18,118
20	6210	18,137
21	6575	18,155
22	6940	18,172
23	7305	18,188
24	7670	18,203
25	8035	18,217
26	8400	18,231

Вариант 20.

Таблица 43

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 20)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	144
Диаметр скважины, м	0,146
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	23
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 44

**Кривая восстановления давления (вариант 20)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	12,272
2	350	12,785
3	700	13,429
4	1050	13,901
5	1400	14,312
6	1750	14,704
7	2100	14,754
8	2450	14,797
9	2800	14,834
10	3150	14,867
11	3500	14,896
12	3850	14,923
13	4200	14,947
14	4550	14,969
15	4900	14,989
16	5250	15,009
17	5600	15,027
18	5950	15,043
19	6300	15,059
20	6650	15,074
21	7000	15,088

Вариант 21.

Таблица 45

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 21)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2000
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,146
Объёмный коэффициент нефти	1,286
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,15
Эффективная толщина пласта, м	26
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 46

**Кривая восстановления давления (вариант 21)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб.</sub> , МПа
1	0	12,94
2	630	13,549
3	1300	14,012
4	1800	14,425
5	2425	14,852
6	3100	15,159
7	3725	15,195
8	4350	15,225
9	4975	15,251
10	5600	15,274
11	6225	15,295
12	6850	15,313
13	7475	15,33
14	8100	15,346
15	8725	15,361
16	9350	15,374
17	9975	15,387
18	10600	15,399
19	11225	15,41
20	11900	15,421
21	13000	15,438

Вариант 22.

Таблица 47

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 22)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	86
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,35
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	15
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	9,81
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 48

**Кривая восстановления давления (вариант 22)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,09
2	15	10,38
3	30	10,64
4	50	10,86
5	60	11,14
6	75	11,42
7	195	13
8	555	14,91
9	1385	15,6
10	2805	15,85
11	5710	16
12	7200	16,07
13	8715	16,14
14	10020	16,165
15	11545	16,18
16	13200	16,22

Вариант 23.

Таблица 49

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 23)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	144
Диаметр скважины, м	0,146
Объёмный коэффициент нефти	1,35
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	41
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,5
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 50

**Кривая восстановления давления (вариант 23)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,09
2	660	11,76
3	1310	13,045
4	1967	14,36
5	2630	15,282
6	3287	15,688
7	3944	15,83
8	4601	15,91
9	5300	15,97
10	5900	16,024
11	6557	16,055
12	7214	16,084
13	7871	16,11
14	8528	16,134
15	9185	16,156
16	9842	16,177
17	10499	16,196
18	11156	16,214
19	11813	16,231
20	12470	16,248
21	13400	16,269

Вариант 24.

Таблица 51

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 24)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2100
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	85
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,45
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,5
Эффективная толщина пласта, м	35
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 52

**Кривая восстановления давления (вариант 24)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	16,71
2	220	17,54
3	443	18,36
4	670	18,95
5	893	19,295
6	1116	19,672
7	1340	19,733
8	1563	19,754
9	1786	19,761
10	2009	19,767
11	2232	19,772
12	2455	19,777
13	2700	19,782
14	2923	19,786
15	3146	19,79
16	3369	19,793
17	3592	19,796
18	3815	19,8
19	4040	19,802
20	4263	19,805
21	5000	19,813

Вариант 25.

Таблица 53

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 25)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2700
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,146
Объёмный коэффициент нефти	1,15
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,89
Эффективная толщина пласта, м	44
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 54

**Кривая восстановления давления (вариант 25)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	8,76
2	250	10,712
3	480	11,439
4	710	12,053
5	940	12,553
6	1170	12,938
7	1400	13,21
8	1630	13,304
9	1860	13,38
10	2090	13,447
11	2320	13,507
12	2600	13,572
13	2830	13,621
14	3060	13,666
15	3290	13,708
16	3520	13,747
17	3750	13,783
18	3980	13,817
19	4210	13,849
20	4440	13,88
21	4700	13,913

Вариант 26.

Таблица 55

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 26)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	250
Диаметр скважины, м	0,178
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,3
Эффективная толщина пласта, м	26
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 56

**Кривая восстановления давления (вариант 26)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,173
2	15	10,442
3	30	10,526
4	45	10,565
5	60	10,619
6	90	10,703
7	120	10,792
8	150	10,89
9	165	10,963
10	1230	12,665
11	2880	14,078
12	4490	14,55
13	6000	14,67
14	6940	14,685
15	8640	14,75
16	10174	14,767

Вариант 27.

Таблица 57

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 27)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	156

Продолжение табл. 41

Диаметр скважины, м	0,168
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	2,3
Эффективная толщина пласта, м	32
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 58

**Кривая восстановления давления (вариант 27)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	10,791
2	159	11,905
3	318	12,854
4	480	13,423
5	639	13,984
6	798	14,397
7	957	14,801
8	1110	14,953
9	1269	14,977
10	1428	14,995
11	1587	15,01
12	1746	15,024
13	1905	15,037
14	2064	15,049
15	2223	15,06
16	2382	15,07
17	2541	15,08
18	2700	15,089
19	2859	15,097
20	3020	15,105
21	3179	15,113
22	3338	15,12
23	3497	15,127
24	3656	15,134
25	4000	15,147

Вариант 28.

Таблица 59

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 28)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	94
Диаметр скважины, м	0,140
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	84
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 60

**Кривая восстановления давления (вариант 28)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	16,834
2	20	17,387
3	30	17,509
4	40	17,622
5	60	17,724
6	90	17,936
7	105	18,028
8	120	18,247
9	540	18,374
10	990	18,441
11	1410	18,469
12	2820	18,507
13	4370	18,543
14	5715	18,561
15	8415	18,598

Вариант 29.

Таблица 61

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 29)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	135
Диаметр скважины, м	0,146

Продолжение табл. 61

Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	45
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 62

**Кривая восстановления давления (вариант 29)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	5,24
2	1010	6,01
3	2050	6,782
4	3085	7,516
5	4120	8,216
6	5155	8,881
7	6190	9,513
8	7225	10,11
9	8300	10,694
10	9335	11,222
11	10370	11,715
12	11405	12,174
13	12440	12,599
14	13475	12,99
15	14500	13,343
16	15535	13,666
17	16570	13,955
18	17605	14,209
19	18500	14,402
20	19535	14,592
21	20570	14,683
22	21605	14,735
23	22640	14,785
24	23675	14,832
25	24710	14,878
26	25800	14,924

Вариант 30.

Таблица 63

**Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 30)**

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	144
Диаметр скважины, м	0,146
Объёмный коэффициент нефти	1,25
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	1,76
Эффективная толщина пласта, м	23
Коэффициент пористости, д.ед.	0,10
Коэффициент сжимаемость жидкости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	3,60

Таблица 64

**Кривая восстановления давления (вариант 30)**

Номер замера	Время t, мин	Давление P <sub>заб</sub> , МПа
1	0	14,764
2	10	14,784
3	23	14,813
4	33	14,833
5	48	14,852
6	62	14,872
7	100	14,892
8	125	14,921
9	150	14,952
10	300	15,147
11	1310	15,178
12	2950	15,201
13	4300	15,211
14	5670	15,222

## РЕКОМЕНДУЕМЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блинов А.Ф. Исследования совместно эксплуатируемых пластов: Учебн. пособие / А.Ф. Блинов, Р.Н. Дияшев. М.: Недра, 1971, 175 с.
2. Бузинов С.Н. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов: Учебн. пособие / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. М.: Недра, 1973, 248 с.
3. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов: Учебн. пособие / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин.. М.: Недра, 1984, 265 с.
4. Габдуллин Т.Г. Техника и технология оперативных исследований скважин: Учебн. пособие. Казань: Плутон, 2005, 336 с.
5. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Учебн. пособие / Пер. с англ. под ред. Ковалева А.Г. М.: Недра, 1986, 608 с.
6. Дияшев Р.Н. Фильтрация жидкости в деформируемых нефтяных пластах: Учебн. пособие / Р.Н. Дияшев, А.В. Костерин, Э.В. Скворцов. Казань: Изд-во Казанского мат. об-ва, 1999, 238 с.
7. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений: Учебн. пособие. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001, 212 с.
8. Ипатов А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов: Учебн. пособие / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006, 780 с.
9. Каменецкий С.Г. Нефтепромысловые исследования пластов: Учебн. пособие / С.Г. Каменецкий, В.М. Кузьмин, В.П. Степанов. М.: Недра, 1974, 224 с.
10. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник инженера по исследованию скважин: Учебн. пособие для ВУЗов / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова. М.: Инфра-Инженерия, 2010, 432 с.
11. Кременецкий М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин = Well-testing methods:

Учебн. пособие для ВУЗов / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. М.: МАКС Пресс, 2008, 476 с.

12. Кульпин Л.Г. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов: Учебн. пособие / Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. М.: Недра, 1974, 200 с.

13. Кутляров В.С. Об определении параметров трещинно-пористых пластов по данным нестационарного притока жидкости к скважинам // Тр. ВНИИ, вып.50, 1967.

14. Литвинов А.А. Промысловые исследования скважин: Учебн. пособие / А.А. Литвинов, А.Ф. Блинов. М.: Недра, 1964, 235 с.

15. Меркулов В.П. Современные комплексные геофизические и гидродинамические исследования скважин: Учебн. пособие / Меркулов В.П., Кулагина Т.Е. Томск: ТПУ, 2009, 147 с.

16. Молокович Ю.М. Неравновесная фильтрация и ее применение в нефтепромысловой практике: Учебн. пособие. М.: Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006, 214 с.

17. Молокович Ю.М. Пьезометрия окрестности скважины. Теоретические основы: Учебн. пособие / Молокович Ю.М., Марков А.И., Давлетшин А.А. и др. Казань: Изд-во ДАС, 1990, 203 с.

18. Овчинников М.Н. Интерпретация результатов исследований пластов методом фильтрационных волн давления: Учебн. пособие. Казань: ЗАО «Новое знание», 2003, 84 с.

19. Требин Ф.А. Гидромеханические методы исследования скважин и пластов: Учебн. пособие / Ф.А. Требин, Г.В. Щербаков, В.П. Яковлев. М.: Недра, 1965, 276с.

20. Фархуллин Р.Г. Комплекс промысловых исследований по контролю за выработкой запасов нефти: Учебн. пособие. К.: Изд-во «ТатПолиграф», 2002, 304 с.

21. Хайруллин М.Х. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации: Учебн. пособие / М.Х. Хайруллин, Р.С. Хисамов, М.Н. Шамсиев, Р.Г. Фархуллин. Москва – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006, 172 с.

22. Хисамов Р.С. Контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений: Учебн. пособие / Р.С. Хисамов, Т.Г. Габдуллин, Р.Г. Фархуллин. Казань: Изд-во «Идел-Пресс», 2009, 406 с.

23. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД: Учебн. Пособие. М.: Наука, 1998, 304 с.

24. Эрлагер Роберт мл. Гидродинамические исследования скважин: Учебн. пособие / Пер. с англ. А.В. Щебетова под ред. М.М. Хасанова. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006, 512 с.

25. Allain O. Dynamic Flow Analysis [E. recourse] / O. Allain, E. Tauzin [et al.] KAPPA Inc., 2007.

26. Horne, R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. Petroway Inc., 2000. 257 p.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра \_\_\_\_\_

## РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА

По дисциплине \_\_\_\_\_

(наименование учебной дисциплины согласно плану)

### ЗАДАНИЕ

Тема расчетно-графической работы: «Кривая распределения  
давления в фонтанной скважине, рассчитанная методом  
Поэтмана – Карпентера, А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина»

Вариант расчетно-графической работы \_\_\_\_\_

Выполнил: студент группы \_\_\_\_\_  
(шифр группы) (Ф.И.О.)

Проверил: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Санкт-Петербург, 20\_\_

## СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ПЗП	–	призабойная зона пласта;
ГДИС	–	гидродинамические исследования скважин и пластов;
ШГНУ	–	штанговая глубинная насосная установка;
ОРЭ	–	одновременно-раздельная эксплуатация;
УЭЦН	–	установка электроцентробежного насоса;
НКТ	–	насосно-компрессорная труба;
ГЖС	–	газожидкостная смесь;
КВД	–	кривая восстановления давления;
ИД	–	индикаторная диаграмма;
ИЛ	–	индикаторная линия;
ОП	–	относительная продуктивность.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ .....	4
1.1 ПЕРЕЧЕНЬ ТЕМ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ.....	4
1.2 ПЕРЕЧЕНЬ ТЕМ ДЛЯ НАПИСАНИЯ РЕФЕРАТИВНОЙ РАБОТЫ.....	5
1.3 РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЛИТЕРАТУРЫ ДЛЯ НАПИСАНИЯ РЕФЕРАТИВНОЙ РАБОТЫ .....	6
1.4 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ РЕФЕРАТИВНЫХ РАБОТ .	7
2 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ .....	10
2.1 ПРИМЕР ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ .....	11
2.2 ПОСТАНОВКА ЗАДАНИЯ НА РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКУЮ РАБОТУ И ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ .....	20
РЕКОМЕНДУЕМЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	51
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....	55