

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ
МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
СКВАЖИН И ПЛАСТОВ**

*Методические указания к самостоятельной работе
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019**

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 самостоятельной работе
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019

УДК 622.276.34: 622.279.34 (073)

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

Приведены методические указания к самостоятельной работе для студентов бакалавриата направления 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 написания реферативных работ, а также задание расчетно-графической работы с исходными данными и формулами для выполнения практической части самостоятельной работы.

Научный редактор канд. техн. наук *Д.В. Мардашов*

Рецензент канд. техн. наук *Р.Р. Гумеров* (ООО «Газпромнефть Научно-технический центр»)

© 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 ²	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»

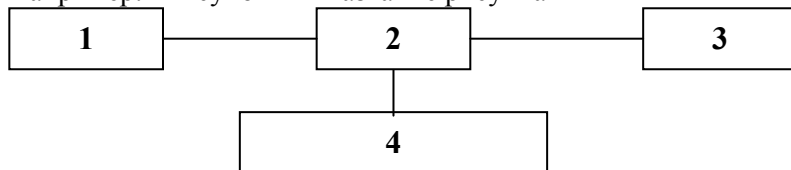


Рис. 1 Пример оформления рисунка

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;

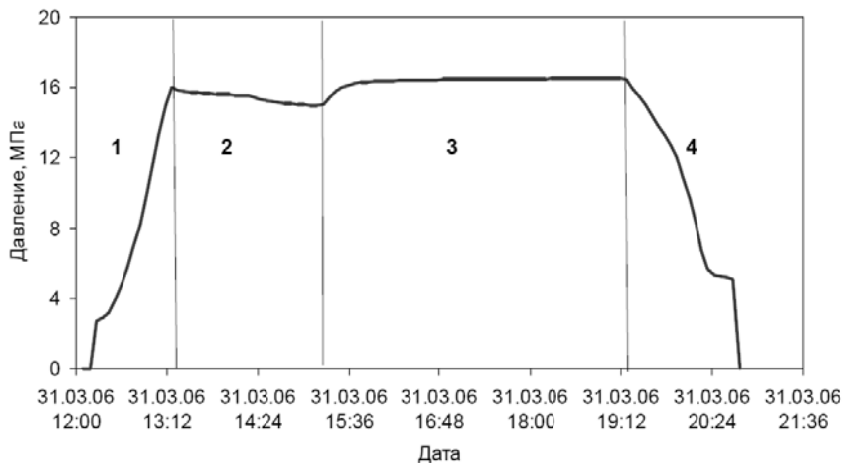


Рис.2 Замер давления в ходе исследования нефтяной скважины

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 ²	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

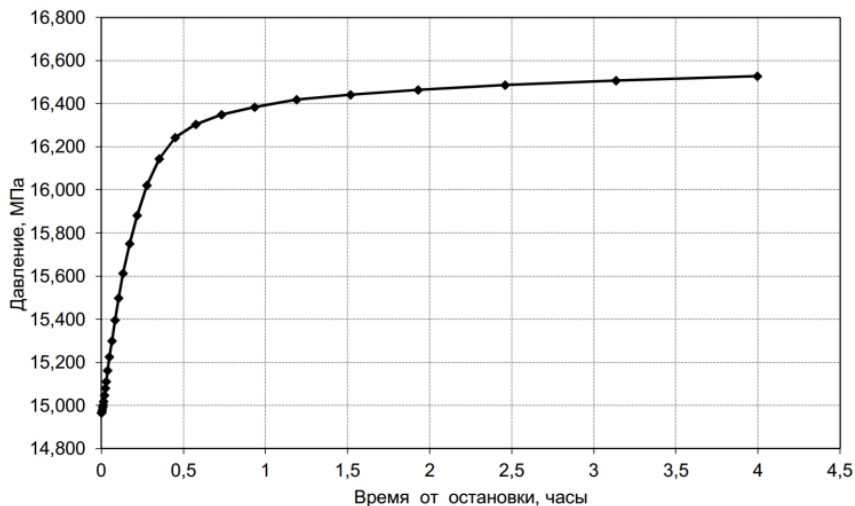


Рис. 3 Кривая восстановления давления

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/см²;

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>i</i>	<i>t_i</i> , с	<i>P_i</i> , кгс/см ²	<i>x_i</i>	<i>y_i</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.

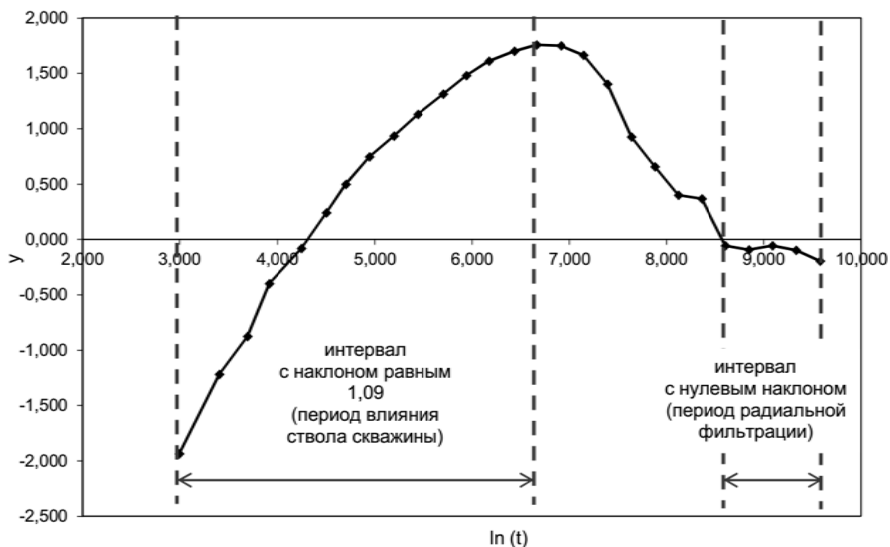


Рис. 4 Билогарифмический график

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 ΔP_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_i</i> , с	<i>P_i</i> , МПа	<i>ln(t_i)</i>	ΔP_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, мкм²;

Q – дебит скважины, м³/сут;

h – эффективная толщина пласта, м;

μ – вязкость жидкости, МПа·с;

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

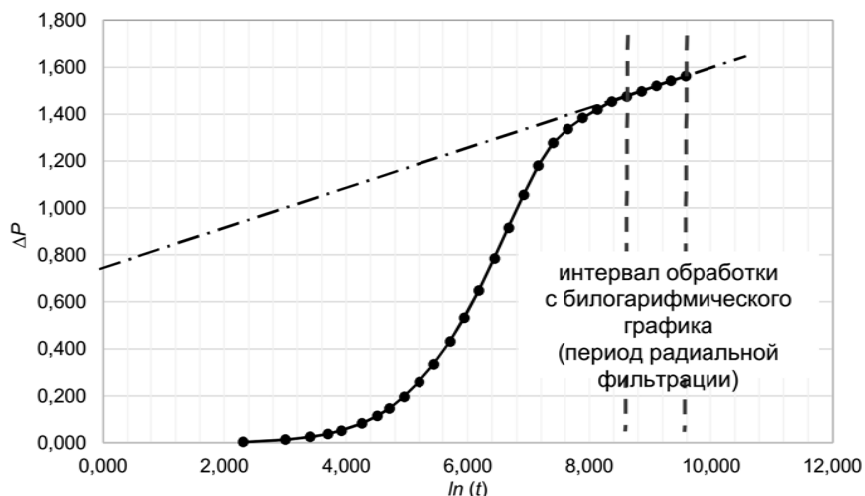


Рис. 4 – Обработка КВД методом касательной (радиальная модель пласта)

Таблица 4

Параметры пласта, флюида и скважины

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м ³ /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 ⁻⁴	12,60
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	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, мкм²;

μ – 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;

β_{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/см².

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_{ϕ} – 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/см²;

P_{nl} – пластовое давление, кгс/см².

Задаваясь величиной пластового давления $P_{nl}=170$ кгс/см², 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 ³ /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 ⁻⁴	10,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 6

Кривая восстановления давления (вариант 1)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0,00	108,33
2	0,25	115,89
3	0,50	120,93
4	0,75	124,62
5	1,00	127,36
6	1,25	129,44
7	1,50	130,93
8	1,75	132,12
9	2,00	133,11
10	2,25	134,01
11	2,50	134,83
12	2,75	135,56
13	3,00	136,23
14	3,25	136,82
15	3,50	137,37
16	3,75	137,86
17	4,00	138,31
18	4,25	138,71
19	4,50	139,09
20	4,75	139,44
21	5,00	139,77
22	5,25	140,06
23	5,50	140,34
24	5,75	140,59
25	6,00	140,93

Вариант 2.

Таблица 7

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 2)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м ³ /сут	86
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	9,81
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 8

Кривая восстановления давления (вариант 2)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см ²
1	0:00	152,55
2	0:15	162,72
3	0:30	165,87
4	0:45	166,68
5	1:00	167,11
6	1:15	167,42
7	1:30	167,60
8	1:45	167,74
9	2:00	167,86
10	2:15	167,96
11	2:30	168,06
12	2:45	168,16
13	3:00	168,23
14	3:15	168,30
15	3:30	168,37
16	3:45	168,42
17	4:00	168,46
18	0:15	162,72
19	0:30	165,87
20	0:45	166,68
21	1:00	167,11
22	1:15	167,42
23	1:30	167,60
24	1:45	167,74

Вариант 3.

Таблица 9

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 3)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	144
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	10,5
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 10

Кривая восстановления давления (вариант 3)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0,00	145,76
2	0,25	151,43
3	0,50	153,93
4	0,75	155,46
5	1,00	156,60
6	1,25	157,42
7	1,50	158,10
8	1,75	158,73
9	2,00	159,22
10	2,25	159,67
11	2,50	160,09
12	2,75	160,44
13	3,00	160,76
14	3,25	161,06
15	3,50	161,34
16	3,75	161,59
17	4,00	161,79

Вариант 4.

Таблица 11

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 4)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2100
Дебит жидкости, м ³ /сут	85
Радиус скважины, м	0,108

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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 12

Кривая восстановления давления (вариант 4)

Номер замера	Время, с	<i>P</i> , кгс/см ²
1	0	153,19
2	1	153,19
3	2	153,20
4	4	153,20
5	8	153,21
6	16	153,26
7	31	153,46
8	63	153,96
9	125	154,48
10	249	155,00
11	496	155,38
12	989	155,57
13	1973	155,72
14	3936	155,81
15	7346	155,85
16	13744	156,01

Вариант 5.

Таблица 13

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 5)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2700
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 14

Кривая восстановления давления (вариант 5)

Номер замера	Время, с	P, кгс/см ²
1	0	137,12
2	1	137,13
3	2	137,14
4	4	137,15
5	8	137,16
6	16	137,19
7	31	137,24
8	63	137,40
9	125	137,62
10	249	137,90
11	496	138,16
12	989	138,45
13	1973	138,72
14	3936	138,97
15	7853	139,18
16	15870	139,34
17	25186	139,43

Вариант 6.

Таблица 15

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 6)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	250
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 16

Кривая восстановления давления (вариант б)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см ²
1	0,00	132,94
2	0,25	135,29
3	0,50	136,65
4	0,75	137,73
5	1,00	138,65
6	1,25	139,43
7	1,50	140,12
8	1,75	140,74
9	2,00	141,30
10	2,25	141,83
11	2,50	142,30
12	2,75	142,74
13	3,00	143,14
14	3,25	143,52
15	3,50	143,89
16	3,75	144,23
17	4,00	144,57

Вариант 7.

Таблица 17

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 7)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	156
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 18

Кривая восстановления давления (вариант 7)

Номер замера	Время, с	P, кгс/см²
1	0	132,94
2	1	135,29
3	2	136,65
4	4	137,73
5	8	138,65
6	16	139,43
7	31	140,12
8	63	140,74
9	125	141,30
10	249	141,83
11	496	142,30
12	989	142,74
13	1973	143,14
14	3936	143,52
15	7853	143,89
16	14410	144,23

Вариант 8.

Таблица 19

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 8)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	94
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 20

Кривая восстановления давления (вариант 8)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см ²
1	0,00	158,74
2	0,25	173,60
3	0,50	174,59
4	0,75	174,66
5	1,00	174,70
6	1,25	174,73
7	1,50	174,75
8	1,75	174,78
9	2,00	174,80
10	2,25	174,82
11	2,50	174,83
12	2,75	174,84
13	3,00	174,85
14	3,25	174,86
15	3,50	174,87
16	3,75	174,89
17	4,00	174,90

Вариант 9.

Таблица 21

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 9)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 22

Кривая восстановления давления (вариант 9)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0:00	149,04
2	0:15	160,77
3	0:30	162,02
4	0:45	162,36
5	1:00	162,56
6	1:15	162,71
7	1:30	162,83
8	1:45	162,93
9	2:00	163,02
10	2:15	163,10
11	2:30	163,16
12	2:45	163,22
13	3:00	163,27
14	3:15	163,32
15	3:30	163,37
16	3:45	163,41
17	4:00	163,45

Вариант 10.

Таблица 23

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 10)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	144
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 24

Кривая восстановления давления (вариант 10)

Номер замера	Время, часы	P , кг/см ²
1	0,00	145,76
2	0,25	151,43
3	0,50	153,93
4	0,75	155,46
5	1,00	156,60
6	1,25	157,42
7	1,50	158,10
8	1,75	158,73
9	2,00	159,22
10	2,25	159,67
11	2,50	160,09
12	2,75	160,44
13	3,00	160,76
14	3,25	161,06
15	3,50	161,34
16	3,75	161,59
17	4,00	161,79

Вариант 11.

Таблица 25

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 11)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2000
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	10,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 26

Кривая восстановления давления (вариант 11)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0,00	108,33
2	0,25	115,89
3	0,50	120,93
4	0,75	124,62
5	1,00	127,36
6	1,25	129,44
7	1,50	130,93
8	1,75	132,12
9	2,00	133,11
10	2,25	134,01
11	2,50	134,83
12	2,75	135,56
13	3,00	136,23
14	3,25	136,82
15	3,50	137,37
16	3,75	137,86
17	4,00	138,31
18	4,25	138,71
19	4,50	139,09
20	4,75	139,44
21	5,00	139,77
22	5,25	140,06
23	5,50	140,34
24	5,75	140,59
25	6,00	140,93

Вариант 12.

Таблица 27

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 12)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м ³ /сут	86
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	9,81
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 28

Кривая восстановления давления (вариант 12)

Номер замера	Время, часы	P, кг/см ²
1	0:00	152,55
2	0:15	162,72
3	0:30	165,87
4	0:45	166,68
5	1:00	167,11
6	1:15	167,42
7	1:30	167,60
8	1:45	167,74
9	2:00	167,86
10	2:15	167,96
11	2:30	168,06
12	2:45	168,16
13	3:00	168,23
14	3:15	168,30
15	3:30	168,37
16	3:45	168,42
17	4:00	168,46
18	0:15	162,72
19	0:30	165,87
20	0:45	166,68
21	1:00	167,11
22	1:15	167,42
23	1:30	167,60
24	1:45	167,74

Вариант 13.

Таблица 29

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 13)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	144
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	10,5
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 30

Кривая восстановления давления (вариант 13)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0,00	145,76
2	0,25	151,43
3	0,50	153,93
4	0,75	155,46
5	1,00	156,60
6	1,25	157,42
7	1,50	158,10
8	1,75	158,73
9	2,00	159,22
10	2,25	159,67
11	2,50	160,09
12	2,75	160,44
13	3,00	160,76
14	3,25	161,06
15	3,50	161,34
16	3,75	161,59
17	4,00	161,79

Вариант 14.

Таблица 31

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 14)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2100
Дебит жидкости, м ³ /сут	85
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 32

Кривая восстановления давления (вариант 14)

Номер замера	Время, с	P , кгс/см ²
1	0	153,19
2	1	153,19
3	2	153,20
4	4	153,20
5	8	153,21
6	16	153,26
7	31	153,46
8	63	153,96
9	125	154,48
10	249	155,00
11	496	155,38
12	989	155,57
13	1973	155,72
14	3936	155,81
15	7346	155,85
16	13744	156,01

Вариант 15.

Таблица 33

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 15)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2700
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 34

Кривая восстановления давления (вариант 15)

Номер замера	Время, с	P, кгс/см ²
1	0	137,12
2	1	137,13
3	2	137,14
4	4	137,15
5	8	137,16
6	16	137,19
7	31	137,24
8	63	137,40
9	125	137,62
10	249	137,90
11	496	138,16
12	989	138,45
13	1973	138,72
14	3936	138,97
15	7853	139,18
16	15870	139,34
17	25186	139,43

Вариант 16.

Таблица 35

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 16)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	250
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 36

Кривая восстановления давления (вариант 16)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см ²
1	0,00	132,94
2	0,25	135,29
3	0,50	136,65
4	0,75	137,73
5	1,00	138,65
6	1,25	139,43
7	1,50	140,12
8	1,75	140,74
9	2,00	141,30
10	2,25	141,83
11	2,50	142,30
12	2,75	142,74
13	3,00	143,14
14	3,25	143,52
15	3,50	143,89
16	3,75	144,23
17	4,00	144,57

Вариант 17.

Таблица 37

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 17)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	156
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 38

Кривая восстановления давления (вариант 17)

Номер замера	Время, с	P , кгс/см ²
1	0	132,94
2	1	135,29
3	2	136,65
4	4	137,73
5	8	138,65
6	16	139,43
7	31	140,12
8	63	140,74
9	125	141,30
10	249	141,83
11	496	142,30
12	989	142,74
13	1973	143,14
14	3936	143,52
15	7853	143,89
16	14410	144,23

Вариант 18.

Таблица 39

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 18)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	94
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 40

Кривая восстановления давления (вариант 18)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см ²
1	0,00	158,74
2	0,25	173,60
3	0,50	174,59
4	0,75	174,66
5	1,00	174,70
6	1,25	174,73
7	1,50	174,75
8	1,75	174,78
9	2,00	174,80
10	2,25	174,82
11	2,50	174,83
12	2,75	174,84
13	3,00	174,85
14	3,25	174,86
15	3,50	174,87
16	3,75	174,89
17	4,00	174,90

Вариант 19.

Таблица 41

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 19)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 42

Кривая восстановления давления (вариант 19)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0:00	149,04
2	0:15	160,77
3	0:30	162,02
4	0:45	162,36
5	1:00	162,56
6	1:15	162,71
7	1:30	162,83
8	1:45	162,93
9	2:00	163,02
10	2:15	163,10
11	2:30	163,16
12	2:45	163,22
13	3:00	163,27
14	3:15	163,32
15	3:30	163,37
16	3:45	163,41
17	4:00	163,45

Вариант 20.

Таблица 43

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 20)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	144
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 44

Кривая восстановления давления (вариант 20)

Номер замера	Время, часы	P , кг/см ²
1	0,00	145,76
2	0,25	151,43
3	0,50	153,93
4	0,75	155,46
5	1,00	156,60
6	1,25	157,42
7	1,50	158,10
8	1,75	158,73
9	2,00	159,22
10	2,25	159,67
11	2,50	160,09
12	2,75	160,44
13	3,00	160,76
14	3,25	161,06
15	3,50	161,34
16	3,75	161,59
17	4,00	161,79

Вариант 21.

Таблица 45

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 21)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2000
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	10,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 46

Кривая восстановления давления (вариант 21)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0,00	108,33
2	0,25	115,89
3	0,50	120,93
4	0,75	124,62
5	1,00	127,36
6	1,25	129,44
7	1,50	130,93
8	1,75	132,12
9	2,00	133,11
10	2,25	134,01
11	2,50	134,83
12	2,75	135,56
13	3,00	136,23
14	3,25	136,82
15	3,50	137,37
16	3,75	137,86
17	4,00	138,31
18	4,25	138,71
19	4,50	139,09
20	4,75	139,44
21	5,00	139,77
22	5,25	140,06
23	5,50	140,34
24	5,75	140,59
25	6,00	140,93

Вариант 22.

Таблица 47

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 22)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2600
Дебит жидкости, м ³ /сут	86
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	9,81
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 48

Кривая восстановления давления (вариант 22)

Номер замера	Время, часы	P, кг/см ²
1	0:00	152,55
2	0:15	162,72
3	0:30	165,87
4	0:45	166,68
5	1:00	167,11
6	1:15	167,42
7	1:30	167,60
8	1:45	167,74
9	2:00	167,86
10	2:15	167,96
11	2:30	168,06
12	2:45	168,16
13	3:00	168,23
14	3:15	168,30
15	3:30	168,37
16	3:45	168,42
17	4:00	168,46
18	0:15	162,72
19	0:30	165,87
20	0:45	166,68
21	1:00	167,11
22	1:15	167,42
23	1:30	167,60
24	1:45	167,74

Вариант 23.

Таблица 49

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 23)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	144
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	10,5
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 50

Кривая восстановления давления (вариант 23)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0,00	145,76
2	0,25	151,43
3	0,50	153,93
4	0,75	155,46
5	1,00	156,60
6	1,25	157,42
7	1,50	158,10
8	1,75	158,73
9	2,00	159,22
10	2,25	159,67
11	2,50	160,09
12	2,75	160,44
13	3,00	160,76
14	3,25	161,06
15	3,50	161,34
16	3,75	161,59
17	4,00	161,79

Вариант 24.

Таблица 51

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 24)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2100
Дебит жидкости, м ³ /сут	85
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 52

Кривая восстановления давления (вариант 24)

Номер замера	Время, с	P , кгс/см ²
1	0	153,19
2	1	153,19
3	2	153,20
4	4	153,20
5	8	153,21
6	16	153,26
7	31	153,46
8	63	153,96
9	125	154,48
10	249	155,00
11	496	155,38
12	989	155,57
13	1973	155,72
14	3936	155,81
15	7346	155,85
16	13744	156,01

Вариант 25.

Таблица 53

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 25)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2700
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 54

Кривая восстановления давления (вариант 25)

Номер замера	Время, с	P, кгс/см ²
1	0	137,12
2	1	137,13
3	2	137,14
4	4	137,15
5	8	137,16
6	16	137,19
7	31	137,24
8	63	137,40
9	125	137,62
10	249	137,90
11	496	138,16
12	989	138,45
13	1973	138,72
14	3936	138,97
15	7853	139,18
16	15870	139,34
17	25186	139,43

Вариант 26.

Таблица 55

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 26)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	250
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 56

Кривая восстановления давления (вариант 26)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см ²
1	0,00	132,94
2	0,25	135,29
3	0,50	136,65
4	0,75	137,73
5	1,00	138,65
6	1,25	139,43
7	1,50	140,12
8	1,75	140,74
9	2,00	141,30
10	2,25	141,83
11	2,50	142,30
12	2,75	142,74
13	3,00	143,14
14	3,25	143,52
15	3,50	143,89
16	3,75	144,23
17	4,00	144,57

Вариант 27.

Таблица 57

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 27)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	156
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 58

Кривая восстановления давления (вариант 27)

Номер замера	Время, с	P , кгс/см ²
1	0	132,94
2	1	135,29
3	2	136,65
4	4	137,73
5	8	138,65
6	16	139,43
7	31	140,12
8	63	140,74
9	125	141,30
10	249	141,83
11	496	142,30
12	989	142,74
13	1973	143,14
14	3936	143,52
15	7853	143,89
16	14410	144,23

Вариант 28.

Таблица 59

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 28)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	94
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 60

Кривая восстановления давления (вариант 28)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см ²
1	0,00	158,74
2	0,25	173,60
3	0,50	174,59
4	0,75	174,66
5	1,00	174,70
6	1,25	174,73
7	1,50	174,75
8	1,75	174,78
9	2,00	174,80
10	2,25	174,82
11	2,50	174,83
12	2,75	174,84
13	3,00	174,85
14	3,25	174,86
15	3,50	174,87
16	3,75	174,89
17	4,00	174,90

Вариант 29.

Таблица 61

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 29)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	135
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 62

Кривая восстановления давления (вариант 29)

Номер замера	Время, часы	P , кгс/см ²
1	0:00	149,04
2	0:15	160,77
3	0:30	162,02
4	0:45	162,36
5	1:00	162,56
6	1:15	162,71
7	1:30	162,83
8	1:45	162,93
9	2:00	163,02
10	2:15	163,10
11	2:30	163,16
12	2:45	163,22
13	3:00	163,27
14	3:15	163,32
15	3:30	163,37
16	3:45	163,41
17	4:00	163,45

Вариант 30.

Таблица 63

Параметры пласта, флюида и скважины (вариант 30)

Параметр	Значение
Глубина замера, м	2300
Дебит жидкости, м ³ /сут	144
Радиус скважины, м	0,108
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 ⁻⁴	11,3
Коэффициент сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3,60

Таблица 64

Кривая восстановления давления (вариант 30)

Номер замера	Время, часы	P, кгс/см²
1	0,00	145,76
2	0,25	151,43
3	0,50	153,93
4	0,75	155,46
5	1,00	156,60
6	1,25	157,42
7	1,50	158,10
8	1,75	158,73
9	2,00	159,22
10	2,25	159,67
11	2,50	160,09
12	2,75	160,44
13	3,00	160,76
14	3,25	161,06
15	3,50	161,34
16	3,75	161,59
17	4,00	161,79

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. Щebetова 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ

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
Приложение.....	54
Список принятых сокращений.....	55

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ
МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
СКВАЖИН И ПЛАСТОВ**

*Методические указания к самостоятельной работе
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

Сост.: *И.Р. Раунов, Л.Р. Сагирова*

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

Ответственный за выпуск *И.Р. Раунов*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 26.06.2019. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 3,3. Усл.кр.-отг. 3,3. Уч.-изд.л. 2,5. Тираж 150 экз. Заказ 604. С 216.

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