

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ  
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего профессионального образования «Югорский государственный университет»

**ПМ 01. Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений**  
**МДК.01.01. Разработка нефтяных и газовых месторождений**  
**«Физика пласта и разработка нефтяных и газовых месторождений»**

Методические указания и задания к контрольной работе  
для студентов 3 курса заочной формы обучения

специальность

21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Нефтеюганск

2016

ОДОБРЕНЫ  
Предметной (цикловой)  
комиссией  
Протокол № 1 от 15.09.16  
Председатель П(Ц)К  
Шарипова И.А.Шарипова

Утверждены  
заседанием методсовета  
Протокол № 1 от 22.09.16  
Председатель методсовета  
Гусев

Методические указания и задания к контрольной работе по теме «Физика пласта и разработка нефтяных и газовых месторождений», МДК.01.01.Разработка нефтяных и газовых месторождений, разработаны на основании программы профессионального модуля ПМ 01. Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений по специальности среднего профессионального образования 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Организация-разработчик: Нефтеюганский индустриальный колледж (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Югорский государственный университет»

Разработчик:

Е.И.Макеева – преподаватель  
Нефтеюганского индустриального  
колледжа (филиала) ФГБОУ ВПО  
«ЮГУ»

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Методические указания и контрольные задания разработаны на основании программы профессионального модуля ПМ 01. Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений по специальности среднего профессионального образования 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Тема предусматривает изучение физических свойств горных пород-коллекторов, свойств пластовых флюидов, изучение фазовых состояний углеводородных систем, молекулярно-поверхностных явлений в системе «нефть –газ-вода-порода», изучение технологии разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, исследований нефтяных и газовых скважин и пластов, изучение методов воздействия на пласт с целью поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи пластов.

В результате изучения темы обучающийся должен:

**уметь:**

- обрабатывать геологическую информацию о месторождении;
- обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений;
- проводить анализ процесса разработки месторождений;
- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;

**знать:**

- требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений;
- методы воздействия на пласт и призабойную зону.

Тема рассчитана на 195 часов, в том числе, теоретическое обучение – 62 часа, 48 часов отведено на выполнение практических работ, 20 часов на выполнение курсовой работы, 65 часов – на самостоятельную работу.

Для заочной формы обучения предусматривается 36 часов аудиторных занятий, в том числе 14 часов отводиться на выполнение практических работ, 12 часов на выполнение курсовой работы и 159 часов – самостоятельная работа.

Учебным планом предусмотрена 1 контрольная работа.

Итоговая аттестация проводится в форме экзамена.

Для освоения знаний и учений по теме необходимо изучить материал, представленный в тематическом плане.

Тематический план и содержание темы «**ФИЗИКА ПЛАСТА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**»

Наименование разделов и тем	Содержание учебного материала, лабораторные и практические работы, самостоятельная работа обучающихся	Объем часов
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Тема 2. Геологические основы разработки	Практическая работа № 2.1 Определение пластового и приведенного пластового давления	2
	Практическая работа № 2.2 Построение карты изобар	2
	Практическая работа № 2.3 Определение эффективности режимов работы залежей нефти и газа	4
	Самостоятельная работа при изучении темы 2: Подготовка к защите практических работ № 2.1-2.3	4
<b>Тема 3. Физика пласта</b>		<b>48</b>
Тема 3.1 Физические свойства горных пород-коллекторов	Гранулометрический состав, пористость, проницаемость, насыщенность, удельная поверхность горных пород. Механические и тепловые свойства горных пород	6
	Практическая работа № 3.1 Определение гранулометрического состава горных пород	2
	Практическая работа № 3.2 Определение коэффициентов нефте-водо-и газонасыщенности пород	4
	Практическая работа № 3.3 Определение пористости и проницаемости горных пород	4
	Практическая работа № 3.4 Расчет физических свойств карбонатных пород	2
Тема 3.2.Свойства пластовых жидкостей и газов	Физико-химические свойства нефти, физико-химические свойства газа, физико-химические свойства пластовых вод.	4
Тема 3.3 Фазовые состояния углеводородных систем	Фазовые состояния однокомпонентных систем, фазовые состояния многокомпонентных систем, фазовые переходы, равновесие фаз, ретроградные явления.	6
Тема 3.4 Молекулярно-поверхностные свойства	Поверхностное натяжение. Смачивание и краевой угол смачивания, капиллярные явления	4
	Самостоятельная работа при изучении темы 3: Подготовка к защите практических работ № 3.1- 3.4 Составление таблицы «Свойства нефти и газа месторождений Нефтеюганского региона» Составление графиков фазовых переходов углеводородных систем Подготовка сообщений с презентациями по теме «Молекулярно-поверхностные свойства»	16
<b>Тема 4. Разработка нефтяных и газовых месторождений</b>		<b>135</b>

Тема 4.1 Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений	<p>Объект разработки, условия объединения пластов в объект разработки.</p> <p>Понятие о системе разработки и её параметрах. Стадии разработки нефтяного месторождения.</p> <p>Классификация систем разработки. Рациональная система разработки.</p> <p>Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений.</p> <p>Общие принципы проектирования разработки. Анализ, контроль и регулирование процесса разработки.</p> <p>Охрана окружающей среды и недр при разработке нефтяных и газовых месторождений. Вредные вещества в нефтяной и газовой промышленности. Экологическая характеристика нефтегазодобывающего производства</p>	14
Тема 4.2 Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов	Цели, задачи и виды исследования скважин и пластов. Гидродинамические исследования скважин на установившихся и неуставившихся режимах: технология и порядок проведения, получаемые результаты. Обработка результатов исследований. Оборудование для исследования скважин. Исследование газовых и нагнетательных скважин.	8
	Практическая работа № 4.1 Определение характеристик призабойной зоны скважины по результатам исследований на установившихся режимах	4
	Практическая работа № 4.2 Определение характеристик призабойной зоны скважины по результатам исследований на неуставившихся режимах	4
Тема 4.3 Методы воздействия на пласт: поддержание пластового давления (ППД) и методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов	<p>Классификация и назначение методов воздействия на пласты. Условия эффективного применения ППД.</p> <p>Технологические схемы водоснабжения системы ППД. Выбор и расположение нагнетательных скважин. Требования к нагнетаемой воде. Источники водоснабжения. Подготовка воды для ППД. Контроль качества нагнетаемой воды. Основное оборудование системы ППД: насосные станции, очистные сооружения, резервуары, система водоводов, нагнетательные скважины.</p> <p>Понятие о нефтеотдаче пластов. Геолого-промысловые условия применения МУН пластов. Основная классификация МУН.</p> <p>Гидродинамические МУН: циклическое заводнение; метод перемены фильтрационных потоков; форсированный отбор; создание высоких давлений нагнетания.</p> <p>Физико-химические МУН: заводнение растворами полимеров, ПАВ, щелочей; заводнение с углекислотой; заводнение мицеллярными растворами; сернокислотное заводнение; микробиологическое заводнение.</p> <p>Газовые МУН: закачка газа высокого давления; водогазовое воздействие.</p> <p>Вибросейсмическое воздействие на пласт.</p> <p>Тепловые МУН: закачка теплоносителей в пласт; создание внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ).</p>	20
	Практическая работа № 4.3 Расчет продолжительности разработки нефтяной залежи	4
	Практическая работа № 4.4 Определение объемов закачки воды и количества нагнетательных скважин	4
	Практическая работа № 4.5 Определение приемистости нагнетательных скважин	4
	Практическая работа № 4.6 Проектирование ВДОГ	4
	Практическая работа № 4.7 Расчет промышленного процесса тепловой обработки пласта	4
	Самостоятельная работа при изучении темы 4:	35

	<p><b>Самостоятельная работа при изучении темы 4:</b>  Подготовка к защите практических работ № 4.1-4.7  Составление карт и графиков разработки нефтяных месторождений  Подготовка сообщений с презентациями по теме «Разработка нефтяных и газовых месторождений»  Решение задач по определению параметров призабойной зоны пласта  Составление кластеров по теме «Поддержание пластового давления»  Составление таблицы «Критерии выбора МУН пластов»  Составление кластеров «Классификация МУН»</p>	
	<p>Обязательная аудиторная нагрузка по курсовой работе</p>	<p>20</p>
	<p>Самостоятельная работа при выполнении курсовой работы:  Составление структуры курсовой работы  Подбор материала: работа с материалом учебника, конспектом лекции, дополнительной литературы, поиск информации в Интернет  Выполнение расчетов, оформление, подготовка к защите</p>	<p>10</p>
	<p>Примерные темы курсовых работ:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Влияние фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на выбор системы разработки нефтяных залежей</li> <li>2. Контроль за процессом разработки нефтяного месторождения путем исследования скважин на установившихся режимах фильтрации</li> <li>3. Изменение пластового давления в процессе разработки нефтяного месторождения</li> <li>4. Разработка месторождений вязкой нефти</li> <li>5. Разработка месторождений с применением микробиологического воздействия на пласт</li> <li>6. Термодинамические исследования скважин при разработке нефтяных месторождений</li> <li>7. Проектирование разработки нефтяных месторождений</li> <li>8. Выбор сетки нагнетательных скважин при разработке нефтяных месторождений</li> <li>9. Влияние призабойной зоны на продуктивность скважин при разработке нефтяных месторождений</li> <li>10. Влияние молекулярно-поверхностных явлений в продуктивном пласте на процесс разработки залежей нефти</li> <li>11. Применение нестационарного заводнения при разработке нефтяных месторождений</li> <li>12. Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения пластов</li> <li>13. Разработка нефтяных месторождений с применением форсированного отбора жидкости</li> <li>14. Проектирование процесса внутрислоевого горения при разработке нефтяных месторождений</li> <li>15. Разработка газонефтяных залежей с применением барьерного заводнения</li> <li>16. Динамика показателей при разработке нефтяных месторождений</li> <li>17. Влияние химического состава и свойств нефти на выбор системы разработки нефтяного месторождения</li> <li>18. Стадийность процесса разработки залежей нефти</li> <li>19. Определение количества воды и приемистости нагнетательных скважин при разработке нефтяных</li> </ol>	

	<p>месторождений с применением заводнения пластов</p> <p>20. Особенности разработки месторождений Ханты-Мансийского автономного округа</p> <p>21. Дебитометрические исследования скважин при разработке нефтяных месторождений</p> <p>22. Разработка нефтяных месторождений с применением полимерного заводнения</p> <p>23. Разработка нефтяных месторождений с применением волнового воздействия на пласт</p> <p>24. Реагентно-активационное воздействие на пласт при разработке нефтяных залежей</p> <p>25. Паротепловое воздействие на пласт при добыче высоковязкой нефти</p> <p>26. Холодные способы добычи тяжелой нефти</p> <p>27. Влияние энергетической характеристики залежей нефти на выбор системы разработки</p> <p>28. Контроль за разработкой нефтяных месторождений с помощью карт изобар</p> <p>29. Определение давления нагнетания воды при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения пластов</p> <p>30. Разработка нефтяных месторождений с применением поддержания пластового давления путем закачки газа</p>	
	<b>Итого</b>	<b>195</b>

## **ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ**

1. К выполнению контрольной работы необходимо приступать после изучения материала, указанного в тематическом плане.
2. Контрольная работа должна быть правильно оформлена: на обложке тетради указывается МДК, по которому выполняется контрольная работа, название темы МДК, специальность, вариант, ФИО студента и преподавателя.
3. В тетради нужно оставить полями шириной 3 - 4 см, в конце 1-2 страницы для рецензии.
4. Контрольная работа должна быть написана грамотно (без стилистических и грамматических ошибок), не должно быть ошибок по существу предмета.
5. В начале работы указывается номер варианта, затем вопрос и ответ на поставленный вопрос. При необходимости записи сопровождаются схемами, рисунками, таблицами. Записи выполняются четко и разборчиво.
6. Допускается выполнение контрольной работы на листах формата А4. Текст печатается на одной стороне. Параметры шрифта: гарнитура шрифта – Times New Roman, кегль шрифта – 14 пунктов, цвет текста – авто (черный); параметры абзаца: выравнивание текста – по ширине страницы, отступ первой строки -1,25 см, межстрочный интервал – полуторный; поля: верхнее и нижнее поля – 20 мм, левое поле 30 мм, правое – 15 мм;
7. В конце контрольной работы указывается перечень литературы, которой студент пользовался при выполнении контрольной работы (фамилия автора, название книги и год издания).
8. При возврате контрольной работы студент должен внимательно прочитать рецензию преподавателя, выполнить все его рекомендации и советы. Исправления необходимо выполнить в той же тетради и сдать контрольную работу повторно.
9. Контрольная работа должна быть предоставлена в учебную часть в срок, указанный в учебном графике.
10. Выполненные контрольные работы оцениваются оценкой «зачтено» или «не зачтено». Контрольные работы, выполненные небрежно, не по своему варианту возвращаются студенту без проверки.
11. Студенты, не выполнившие контрольную работу, к экзамену не допускаются.
12. Контрольная работа предусматривает 30 вариантов. Вариант контрольной работы должен соответствовать номеру списка в журнале.
13. Каждым вариантом предусматриваются письменные ответы на три теоретических вопроса и решение трех задач.
14. При решении задачи, условие задачи и решение оформляется в соответствии с примером, приведенным в контрольной работе.
15. По всем вопросам, которые возникают в процессе изучения материала и выполнения контрольной работы, следует обращаться к преподавателю за консультацией.

### **КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА**

#### **Теоретические вопросы**

1. Природные коллекторы нефти и газа. Классификация пород коллекторов по происхождению и типу пустотного пространства.
2. Пористость пород, ее виды и методы определения.
3. Понятие о динамической и статической емкости коллектора.
4. Проницаемость пород, ее виды и методы определения. Зависимость фазовой проницаемости от насыщенности.
5. Гранулометрический состав пород и методы его определения.
6. Физико-механические свойства пород: упругость, пластичность, прочность и др.



7. Тепловые свойства горных пород: удельная теплоемкость, коэффициент температуропроводности, теплопроводности и линейного расширения.
8. Нефть, ее состав и свойства. Классификация нефти в зависимости от содержания серы, парафина, смол. Давление насыщения. Газовый фактор.
9. Классификация природных газов. Пластовый нефтяной газ. Углеводороды, входящие в состав нефтяного газа; сопутствующие газы. Физические свойства газа.
10. Состояние углеводородных газожидкостных смесей при изменении давления и температуры. Диаграмма фазовых состояний многокомпонентной системы.
11. Пластовое давление и температура. Приведенное пластовое давление. Определение пластового давления в скважинах.
12. Физические свойства нефти в пластовых условиях. Плотность и объемный коэффициент нефти.
13. Пластовые воды и их физические свойства. Плотность и соленость воды. Сжимаемость воды. Содержание связанной воды в нефтяной залежи.
14. Нефте- и водонасыщенность коллекторов.
15. Молекулярно-поверхностные свойства системы «нефть - газ - вода - порода». Поверхностное натяжение. Смачивание твердых тел жидкостью и краевой угол. Капиллярные эффекты.
16. Источники пластовой энергии и силы, действующие в залежах нефти и газа.
17. Водонапорный режим работы нефтяной залежи: природа и характеристика.
18. Природа и характеристика газонапорного режима.
19. Природа и характеристика режима растворенного газа.
20. Природа и характеристика упругого режима нефтяной залежи.
21. Режимы работы газовых залежей.
22. Нефтеотдача пластов. Понятие о нефтеотдаче, виды КНО. Зависимость КНО от вида энергии и других факторов.
23. Коэффициенты нефтеотдачи, вытеснения и охвата пласта воздействием.
24. Объект разработки. Система разработки. Понятие о рациональной системе разработки.
25. Элементы системы разработки. Форма сетки расположения скважин. Расстояние между скважинами. Темп разработки пласта и др.
26. Классификация и характеристика систем разработки.
27. Показатели разработки. Динамика основных показателей.
28. Задачи и методы контроля процесса разработки месторождения.
29. Задачи и методы регулирования процесса разработки месторождения.
30. Задачи и методы анализа процесса разработки месторождения.
31. Стадии разработки, их характеристика.
32. Карта текущего состояния разработки. Карта изобар.
33. Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений.
34. Основы проектирования разработки месторождений.
35. Цели и задачи исследования скважин и пластов. Виды исследования.
36. Исследование нефтяных скважин при установившихся режимах фильтрации, порядок работы, получаемые результаты.
37. Индикаторные диаграммы, их типы. Обработка результатов исследования скважин на приток.
38. Исследование нефтяных скважин при неустановившихся режимах. Кривая восстановления давления (КВД). Обработка данных исследования.
39. Исследование газовых и нагнетательных скважин.
40. Гидропрослушивание пластов.
41. Общие понятия о методах воздействия на нефтяные пласты, их назначение. Условие эффективного применения ППД.
42. Виды заводнения пластов.

43. Выбор и расположение нагнетательных скважин при различных видах заводнения. Источники водоснабжения. Требования, предъявляемые к нагнетаемой воде.
44. Насосные станции системы ППД ( КНС, БКНС). Система водоводов и распределение закачки воды по скважинам.
45. Методы увеличения нефтеотдачи пластов, их назначение и классификация.
46. Циклическое заводнение: сущность, технология.
47. Метод изменения направлений фильтрационных потоков: сущность, технология.
48. Создание высоких давлений нагнетания.
49. Форсированный отбор жидкости: сущность; технология; преимущества и недостатки.
50. Вытеснение нефти закачкой углеводородных газов: сущность; технология; преимущества и недостатки.
51. Закачка газа высокого давления, водогазовое воздействие: сущность; технология; преимущества и недостатки.
52. Заводнение растворами ПАВ: сущность; технология; преимущества и недостатки.
53. Полимерное заводнение: сущность; технология; преимущества и недостатки.
54. Щелочное заводнение: сущность; технология; преимущества и недостатки.
55. Сернокислотное заводнение: сущность; технология; преимущества и недостатки.
56. Вытеснение нефти диоксидом углерода: сущность; технология; преимущества и недостатки.
57. Заводнение мицеллярными растворами: сущность; технология; преимущества и недостатки.
58. Внутрипластовое горение: сущность; технология; преимущества и недостатки.
59. Закачка горячей воды и пара.
60. Задачи охраны недр. Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Номера теоретических контрольных вопросов приведены в таблице 1.

Таблица 1- Номера теоретических вопросов

Номер варианта	Номера контрольных вопросов
1	1, 16, 31
2	2, 17, 32
3	3, 18, 48
4	4, 19, 49
5	5, 35, 50
6	6, 21, 36
7	7, 22, 52
8	8, 23, 38
9	9, 24, 39
10	10, 25, 55
11	11, 26, 56
12	12, 27, 57
13	13, 43, 58
14	14, 29, 59
15	15, 45, 60
16	17, 33, 49
17	18, 34, 50
18	19, 35, 51
19	20, 36, 52
20	21, 37, 53
21	22, 38, 54

22	23, 39, 55
23	24, 40, 56
24	25, 41, 57
25	26, 42, 58
26	27, 43, 59
27	28, 44, 60
28	29, 33, 45
29	14, 34, 46
30	15, 39, 47

### Задача 1.

Определить величину пластового давления на уровне середины отверстий перфорации по показаниям устьевого манометра закрытой нефтяной (газовой) скважины.

Исходные данные для решения задачи приведены в таблице 2.

### Методические указания к решению задачи 1

Определение пластового давления по давлению на устье нефтяной скважины основано на том, что в остановленной скважине забойное давление становится равным пластовому и уравнивается давлением столба жидкости и устьевым давлением.

1. Определяем плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{см} = \rho_в n_в + \rho_n (1 - n_в), \text{ кг/м}^3 \quad (1)$$

где  $\rho_в$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ ;  $n_в$  – обводненность, доли ед.;  $\rho_n$  – плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$ .

2. Определяем давление в нефтяной скважине:

$$P_{пл} = \rho_{см} g (h_ф - h_{см}) 10^{-6} + P_y, \text{ МПа}, \quad (2)$$

где  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$  - ускорение свободного падения.

3. Рассчитываем коэффициент для определения пластового давления в газовой скважине:

$$s = \frac{0,03415 \rho_z h_ф}{T_{cp} z} \quad (3)$$

4. Определяем пластовое давление в газовой скважине:

$$P_{пл} = P_y e^{2s}, \text{ МПа}, \quad (4)$$

где  $e = 2,718$  – основание натурального логарифма.

Таблица 2 – Исходные данные к задаче 1

Параметр	Варианты														
	1\16	2\17	3\18	4\19	5\20	6\21	7\22	8\23	9\24	10\25	11\26	12\27	13\28	14\29	15\30
Глубина скважины Н, м	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900
Интервал перфорации, $h_{ф}$ , м	1480- 1490	1580- 1590	1680- 1690	1780- 1790	1880- 1890	1980- 1990	2080- 2090	2180- 2190	2280- 2290	2380- 2390	2480- 2490	2580- 2590	2680- 2690	2780- 2790	2880- 2890
Устьевое давление нефтяной скважины $P_{у}$ , МПа	1,5	2,0	2,5	3,0	3,2	3,5	3,8	4,2	4,5	4,8	1,5	2,0	2,5	3,5	4,0
Устьевое давление газовой скважины $P_{у}$ , МПа	10	11	12	13	10	11	12	13	10	11	12	11	10	13	12
Статический уровень $h_{ст}$ , м	0	100	150	200	250	300	350	400	450	500	450	350	300	250	300
Обводненность $n_{в}$ , %	10	15	20	25	30	10	15	20	25	30	15	20	25	30	10
Плотность нефти $\rho_{н}$ , кг/м <sup>3</sup>	850	800	850	820	840	810	850	840	810	820	840	850	820	830	810
Плотность пластовой воды $\rho_{в}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100	1050	1100	1050	1170	1050	1100	1150	1100	1050	1050	1100	1100	1150	1100
Относительная плотность газа $\rho_{г}$ ,	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Средняя температура в скважине, $T_{ср}$ , К	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент сверхсжимаемости газа, $z$	0,7	0,75	0,8	0,7	0,75	0,8	0,7	0,75	0,8	0,7	0,68	0,7	0,75	0,8	0,65

## Задача 2.

Определить приемистость нагнетательной скважины.

Исходные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3- Исходные данные к задаче 2

Параметр	№ варианта							
	1\16	2\17	3\18	4\19	5\20	6\21	7\22	8\23
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	16,0	16,5	16,8	13,9	14,0	15,0	15,2	17,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации $H_{ф}$ , м	1500	1550	1600	1300	1350	1400	1450	1200
Диаметр НКТ $d$ , мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Толщина пласта $h$ , м	10	8	9	8	10	7	11	9
Коэффициент проницаемости породы $k$ , мкм <sup>2</sup>	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2
Радиус контура питания $R_k$ , м	500	600	700	500	600	700	500	600
Радиус скважины по долоту $r$ , мм	150							
Коэффициент гидродинамического несовершенства $\phi_c$	0,7							
Давление насосов КНС $P_{кнс}$ , МПа	9	9,5	10	10,5	11	9	9,5	10
Разность геодезических отметок $\Delta H_{г}$ , м	50	45	40	35	30	25	20	50
Длина водовода $l_{вод}$ , м	1000	900	800	1000	900	800	1000	900
Вязкость воды $\mu_v$ , мПа*с	1							
Плотность воды $\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	1000							
Ускорение свободного падения $g$ , м/с <sup>2</sup>	9,8							
Объемный коэффициент $b$	1,12							

Продолжение таблицы 3

Параметр	№ варианта						
	9\24	10\25	11\26	12\27	13\28	14\29	15\30
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	13,0	12,0	12,0	13,2	13,6	14,3	15,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации $H_{ф}$ , м	1250	1100	1150	1220	1280	1330	1420
Диаметр НКТ $d$ , мм	60	73	60	73	60	73	60
Толщина пласта $h$ , м	10	8	9	8	10	7	11
Коэффициент проницаемости породы $k$ , мкм <sup>2</sup>	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15
Радиус контура питания $R_k$ , м	500	600	700	500	600	700	500
Радиус скважины по долоту $r$ , мм	150						
Коэффициент гидродинамического несовершенства $\phi_c$	0,7						
Давление насосов КНС $P_{кнс}$ , МПа	10,5	11	9	9,5	10	10,5	11
Разность геодезических отметок $\Delta H_r$ , м	45	40	35	30	25	20	30
Длина водовода $l_{вод}$ , м	800	1000	900	800	1000	900	800
Вязкость воды $\mu_v$ , мПа*с	1						
Плотность воды $\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	1000						
Ускорение свободного падения $g$ , м/с <sup>2</sup>	9,8						
Объемный коэффициент $b$	1,12						

**Методические указания к решению задачи 2**

1. Определяем давление, обусловленное разностью геодезических отметок КНС и скважины, МПа:

$$P_{геод} = \Delta H_r \cdot \rho_v \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (5)$$

2. Определяем давление на забое нагнетательной скважины без

учета потерь на трение  $P_{тр}$ :

$$P'_{заб} = P_{КНС} \pm P_{геод} + H_{\phi} \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (6)$$

3. Определяем приемистость нагнетательной скважины без учета потерь на трение:

$$Q = \frac{2\pi kh \varphi (p_{заб} - p_{пл})}{b \mu_{в} \ln \frac{R_{к}}{r_{с}}}, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (7)$$

где  $\mu_{в} = 10^{-3}$  Па\*с – вязкость воды.

4. Определяем потери давления на трение по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$P_{мп} = 0,108 \cdot \lambda \frac{(Q')^2 (H_{\phi} + l_{вод}) \rho_{в}}{d^5}, \text{ МПа} \quad (8)$$

где  $\lambda = 0,03$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

Q – дебит скважины, м<sup>3</sup>/с; d – внутренний диаметр водовода с учетом толщины стенки (4-5 мм), м.

5. Определяем забойное давление с учетом потерь на трение:

$$P_{заб} = P_{КНС} \pm P_{геод} - P_{мп} + H_{\phi} \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (9)$$

6. Определяем уточненное значение приемистости нагнетательной скважины по формуле:

$$Q = \frac{2\pi kh \varphi (p_{заб} - p_{пл})}{b \mu_{в} \ln \frac{R_{к}}{r_{с}}}, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (10)$$

## Пример решения задачи 2.

Определите приемистость нагнетательной скважины.

Исходные данные:

Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	16,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации $H_{\phi}$ , м	1500
Диаметр эксплуатационной колонны $D$ , мм	168
Диаметр НКТ $d_{нкт}$ , мм	60
Толщина пласта $h$ , м	10
Коэффициент проницаемости породы $k$ , мкм <sup>2</sup>	0,15
Радиус контура питания $R_{к}$ , м	500
Радиус скважины по долоту $r_{с}$ , мм	150
Коэффициент гидродинамического несовершенства $\varphi_{с}$	0,7
Давление насосов КНС $P_{кнс}$ , МПа	9
Разность геодезических отметок $\Delta H_{Г}$ , м	50
Длина водовода $l$ , м	1000
Объемный коэффициент $v$	1,12
Плотность воды $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	

Решение:

1. Определяем давление, обусловленное разностью геодезических отметок КНС и скважины, МПа:

$$\begin{aligned} P_{ггд} &= \Delta H_{\Gamma} \cdot \rho_{\epsilon} \cdot g \cdot 10^{-6} = \\ &= 50 * 1000 * 9,8 * 10^{-6} = 0,49 \text{ МПа} \end{aligned}$$

2. Определяем давление на забое нагнетательной скважины без учета потерь на трение  $P_{тр}$ :

$$\begin{aligned} P''_{заб} &= P_{КНС} \pm P_{ггд} + H_{\Phi} \cdot \rho_{\epsilon} \cdot g \cdot 10^{-6} = \\ &= 9 + 0,49 + 1500 * 1000 * 9,8 * 10^{-6} = 24,19 \text{ МПа} \end{aligned}$$

3. Определяем приемистость нагнетательной скважины без учета потерь на трение:

$$\begin{aligned} Q'' &= \frac{2 \pi k h \varphi (P''_{заб} - P_{пл})}{b \mu_{\epsilon} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}} = \\ &= \frac{2 * 3,14 * 0,15 * 10^{-12} * 10 * 0,7 * (24,19 - 16) * 10^6}{1,12 * 10^{-3} * \ln \frac{500}{0,15}} = \\ &= 5,94 * 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \end{aligned}$$

4. Определяем потери давления на трение по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\begin{aligned} P_{мп} &= 0,108 \cdot \lambda \frac{(Q'')^2 (H_{\Phi} + l_{ггд}) \rho_{\epsilon}}{d^5} = \\ &= 0,108 * 0,02 * \frac{(5,94 * 10^{-3})^2 (1500 + 1000) * 1000}{(50,3 * 10^{-3})^5} = \\ &= 591734 \text{ Па} = 0,6 \text{ МПа} \end{aligned}$$

5. Определяем забойное давление с учетом потерь на трение:

$$\begin{aligned} P_{заб} &= P_{КНС} \pm P_{ггд} - P_{мп} + H_{\Phi} \cdot \rho_{\epsilon} \cdot g \cdot 10^{-6} = \\ &= 9 + 0,49 - 0,6 + 1500 * 1000 * 9,8 * 10^{-6} = 23,59 \text{ МПа} \end{aligned}$$

6. Определяем уточненное значение приемистости нагнетательной скважины по формуле:

$$\begin{aligned} Q &= \frac{2 \pi k h \varphi (P_{заб} - P_{пл})}{b \mu_{\epsilon} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}} = \\ &= \frac{2 * 3,14 * 0,15 * 10^{-12} * 10 * 0,7 * (23,59 - 16) * 10^6}{1,12 * 10^{-3} * \ln \frac{500}{0,15}} = \\ &= 5,5 * 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \end{aligned}$$



### Задача 3.

Нефтяная скважина исследована на приток при четырех установившихся режимах ее работы. Для каждого режима замерены дебит и забойное давление (или динамический уровень).

Определите коэффициенты продуктивности, проницаемости и гидропроводность призабойной зоны пласта.

Исходные данные приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Данные исследования скважин

Режимы работы скважин	Номера вариантов: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8			
	Статический уровень $h_{ст, м}$	Динамический уровень $h_{д, м}$	Разность уровней $\Delta h = h_{д} - h_{ст, м}$	Дебит жидкости $Q, т/сут$
1	200	350		40
2	200	500		75
3	200	620		110
4	200	700		130

Продолжение таблицы 4

Режимы работы скважин	Номера вариантов: 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15			
	Пластовое давление $P_{пл}, МПа$	Забойное давление $P_z, МПа$	Депрессия $\Delta P = P_{пл} - P_z, МПа$	Дебит жидкости $Q, т/сут$
1	20	17,5		40
2	20	15		75
3	20	12,5		110
4	20	11,5		130

Продолжение таблицы 4

Режимы работы скважин	Номера вариантов: 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22			
	Статический уровень $h_{ст,м}$	Динамический уровень $h_{д,м}$	Разность уровней $\Delta h = h_{д} - h_{ст,м}$	Дебит жидкости Q, т/сут
1	300	480		30
2	300	640		60
3	300	730		80
4	300	850		100

Продолжение таблицы 4

Режимы работы скважин	Номера вариантов: 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30			
	Пластовое давление $P_{пл, МПа}$	Забойное давление $P_з, МПа$	Депрессия $\Delta P = P_{пл} - P_з, МПа$	Дебит жидкости Q, т/сут
1	15	13,2		30
2	15	11,8		60
3	15	10,8		80
4	15	9,5		100

Таблица 5 - Характеристика скважины

№ варианта	Мощность пласта, h, м	Радиус контура питания, $R_k, м$	Диаметр скважин D, мм	Плотность жидкости, $\rho_{ж} кг/м^3$	Динамическая вязкость нефти, $\mu мПа*с$	Объемный коэффициент нефти, b	Коэффициент несовершенства скважины $\varphi_c$
1\16	10	300	300	810	1,2	1,12	0,7
2\17	11	350	300	820	1,3	1,13	0,8
3\18	12	400	300	830	1,4	1,14	0,7
4\19	13	450	300	840	1,5	1,15	0,8

5\20	14	500	300	850	1,6	1,16	0,7
6\21	15	300	300	860	1,7	1,17	0,8
7\22	10	350	300	810	1,8	1,18	0,7
8\23	11	400	300	820	1,9	1,19	0,8
9\24	12	450	300	830	2,0	1,2	0,7
10\25	13	500	300	840	2,1	1,16	0,8
11\26	14	300	300	850	2,2	1,14	0,7
12\27	15	350	300	860	2,3	1,15	0,8
13\28	10	400	300	810	2,4	1,2	0,7
14\29	11	450	300	820	2,5	1,14	0,8
15\30	12	500	300	830	1,8	1,18	0,7

### Методические указания к решению задачи 3

1. Строим индикаторную диаграмму по данным таблицы 4 на бумаге размером не менее полной страницы тетрадного листа в масштабе в координатах « $\Delta h - Q$ » или « $\Delta P - Q$ », в зависимости от исходных данных. Для этого определяют депрессии давлений  $\Delta P$  или изменение уровней  $\Delta h$  для каждого режима - заполняют таблицу 4.

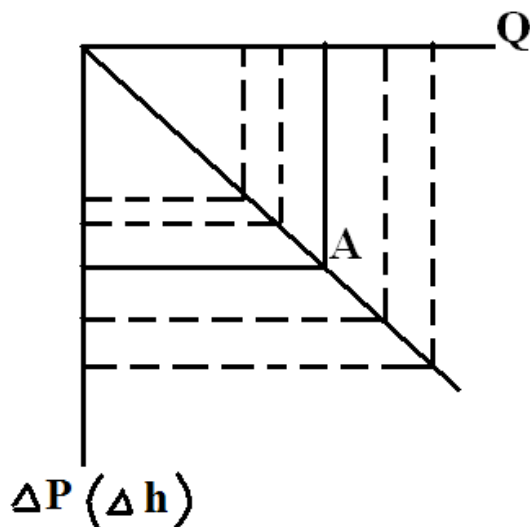


Рисунок 1 - Форма индикаторной диаграммы в координатах « $\Delta P-Q$ » или « $\Delta h-Q$ »

2. Находим коэффициент продуктивности скважины.

Для этого берем произвольно одну точку на индикаторной линии, например, точка А (рисунок 1) и определяем ее координаты, значения  $\Delta P_A$  ( $\Delta h_A$ ) и  $Q_A$ . Расчет ведем по формулам:

$$K=Q_A / \Delta P_A \text{ или}$$

$$K=Q_A 10^6 / (\Delta h_A \rho_{ж} g), \text{ т/сут} \cdot \text{МПа} \quad (11)$$

где  $Q_A$ ,  $\Delta P_A$  и  $\Delta h_A$  – соответствующий дебит, депрессии давлений и уровней, определённые по индикаторной диаграмме.

3.Находим коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта:

$$k = \frac{K \cdot b \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot \varphi}, \text{ м}^2 \quad (12)$$

где  $r_c$  — радиус скважины по долоту, м

4. Находим коэффициент гидропроводности пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}, \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} \quad (13)$$

### Пример решения задачи 3.

Нефтяная скважина исследована на приток при четырех установившихся режимах ее работы. Для каждого режима замерены дебит и динамический уровень.

Определите коэффициенты продуктивности, гидропроводность, коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта.

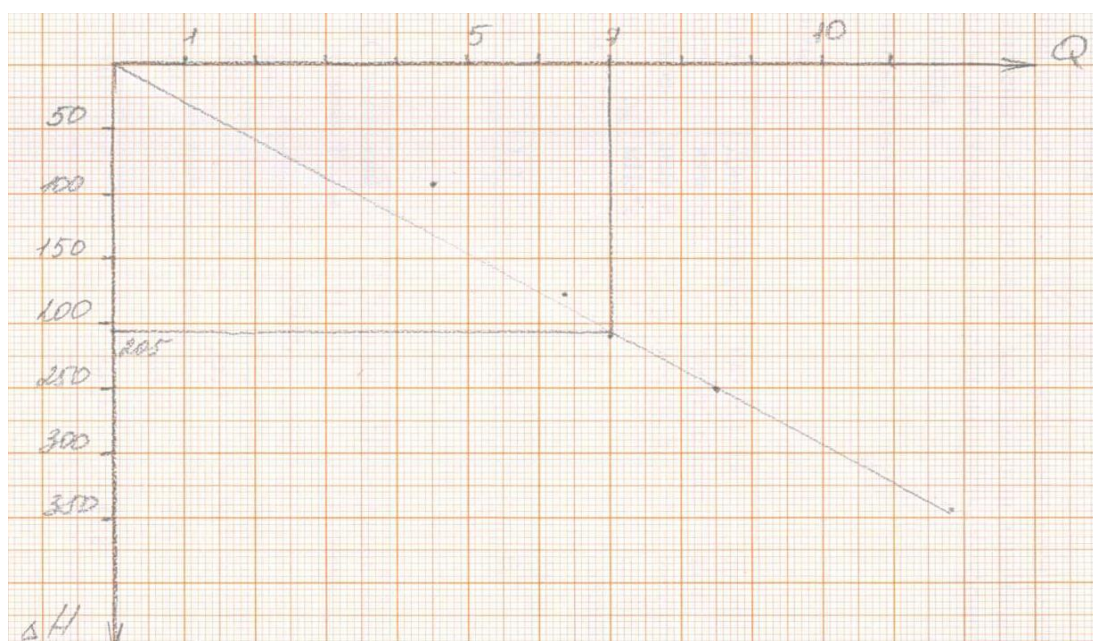
Данные исследования скважины:

Режимы работы скважин				
	Динамический уровень $h_d, \text{ м}$	Статический уровень $h_{ст}, \text{ м}$	Депрессия $\Delta h = h_{ст} - h_d, \text{ м}$	Дебит жидкости $Q, \text{ т/сут}$
1	580	670	90	4,5
2	580	750	170	6,3
3	580	830	250	8,4
4	580	920	340	11,8

Характеристика скважины:

Мощность пласта, $h$ , м	Радиус контура питания, $R_k$ , м	Диаметр скважин, $D$ , мм	Плотность жидкости, $\rho_{ж}$ кг/м <sup>3</sup>	Динамическая вязкость нефти, $\mu$ мПа*с	Объемный коэффициент нефти, $b$	Коэффициент несовершенства скважины $\phi_c$
10	300	300	810	1,2	1,12	0,7

1. Строим индикаторную диаграмму в координатах « Q -  $\Delta h$ »:



2. Находим коэффициент продуктивности скважины:

$$K = Q_{0A} / (\Delta h_A \rho_{ж} g 10^{-6}) = 7 \cdot 10^6 / (205 \cdot 810 \cdot 9,8) = 4,3 \text{ т /сут} \cdot \text{МПа}$$

3. Находим коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта:

$$k = \frac{2.3 \cdot K \cdot b \cdot \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi} = \frac{2.3 \cdot 6.5 \cdot 10^{-5} \cdot 1.12 \cdot 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot \lg \frac{300}{0.15}}{2 \cdot 3.14 \cdot 10 \cdot 0.7} = 1.5 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2$$

4. Находим коэффициент гидропроводности пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{1.5 \cdot 10^{-8} \cdot 10}{1.2 \cdot 10^{-3}} = 12.5 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

## ВОПРОСЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ЭКЗАМЕНУ

### Теоретические вопросы

1. Природные коллекторы нефти и газа.
2. Пористость пород, ее виды и методы определения. Понятие о динамической и статической емкости коллектора.
3. Проницаемость пород, ее виды и методы определения.
4. Гранулометрический состав пород и методы его определения.
5. Нефть, ее состав и свойства. Классификация нефтей в зависимости от содержания серы, парафина, смол. Давление насыщения. Газовый фактор.
6. Классификация природных газов. Пластовый нефтяной газ. Углеводороды, входящие в состав нефтяного газа; сопутствующие газы. Физические свойства газа.
7. Состояние углеводородных газожидкостных смесей при изменении давления и температуры. Диаграмма фазовых состояний многокомпонентной системы.
8. Пластовое давление и температура, Приведенное пластовое давление. Определение пластового давления в скважинах.
9. Физические свойства нефти в пластовых условиях. Плотность и объемный коэффициент нефти.
10. Источники пластовой энергии и силы, действующие в залежах нефти и газа.
11. Нефтеотдача пластов. Понятие о нефтеотдаче, виды КНО. Зависимость КНО от вида энергии и других факторов.
12. Объект разработки. Система разработки. Понятие о рациональной системе разработки.
13. Стадии разработки нефтяных месторождений. Показатели разработки. Динамика основных показателей.
14. Задачи и методы контроля, анализа и регулирования процесса разработки месторождения.
15. Цели и задачи исследования скважин и пластов. Виды исследования.
16. Исследование нефтяных скважин при установившихся и неуставившихся режимах фильтрации, порядок работы, получаемые результаты.
17. Общие понятия о методах воздействия на нефтяные пласты, их назначение. Виды заводнения пластов. Источники водоснабжения. Требования, предъявляемые к нагнетаемой воде.
18. Методы увеличения нефтеотдачи пластов, их назначение и классификация.
19. Гидродинамические и газовые методы увеличения нефтеотдачи.
20. Физико-химические и тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

### Практические задания

1. Определение пластового давления
2. Определение эффективности режимов залежей нефти и газа
4. Определение коэффициентов нефте-водо-и газонасыщенности пород
5. Определение характеристик призабойной зоны скважины по результатам исследований при неуставившихся режимах
6. Определение коэффициента продуктивности по данным исследования нефтяной скважины на приток
7. Определение приемистости нагнетательной скважины, объемов закачки и количества нагнетательных скважин
8. Расчет промышленного процесса тепловой обработки пласта

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Основные источники:

1. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учеб. пособие./ Б.В. Покрепин - Ростов н/Д: Феникс, 2015. - 318с.

### Дополнительные источники:

2. Попов, И.П. Новые технологии в нефтегазовой геологии [Электронный ресурс]. – Электронный. дан. - Тюмень : Тюм ГНГУ.2013. – 320 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/55444> (ЭБС Лань)

3. Самойлова, М.И. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки. [Электронный ресурс] / М.И. Самойлова, А.П. Леонтьев, А.И. Кожемяко, И.П. Самойлов. Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. — 252 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/28312>

### Интернет – ресурсы:

1. Новые технологии разработки нефтяных месторождений [Электронный ресурс] // [федеральный портал "Российское образование"](http://www.tatneft.ru/technolog.htm). - Электронные данные. - Заглавие с домашней страницы Интернета. - Режим доступа : <http://www.tatneft.ru/technolog.htm>