

Документ подписан простой электронной подписью
 Информация о владельце:
 ФИО: Косенок Сергей Михайлович
 Должность: ректор
 Дата подписания: 11.06.2026 11:27:45
 Уникальный программный ключ:
 e3a68f3eaa1e671674b54f4998099d3d6b5d6cf836

Оценочные средства для промежуточной аттестации по дисциплине

Методы гидродинамических исследований пластов, 3 семестр

Код, направление подготовки	03.04.02
Направленность (профиль)	Цифровые технологии в геофизике
Форма обучения	очная
Кафедра-разработчик	Кафедра экспериментальной физики
Выпускающая кафедра	Кафедра экспериментальной физики

Типовые задания для контрольной работы:

1. Оценить значения геостатического давления и объемной плотности толщи горных пород для площади, данные о пористости, плотностях пород и насыщающих их жидкостей, по которой приведены для вариантов 1-10 в таблице 1.1, для вариантов 11-20 в таблице 1.2 на глубинах, указанных в таблице 1.3.

Таблица 1.1

Интервал глубин, м	Толщина, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м ³	
			скелета породы	пластового флюида
1	2	3	4	5
0–200	200	36	2620	1010
200–400	200	33	2700	1010
400–600	200	30	2660	1040
600–800	200	27	2700	1060
800–1000	200	24	2700	1100
1000–1200	200	24	2660	1100
1200–1400	200	26	2660	1100
1400–1600	200	29	2700	930
1600–1800	200	33	2700	750
1800–2000	200	36	2700	680
2000–2200	200	33	2660	680
2200–2900	700	28	2700	920
2900–3000	100	32	2700	730
3000–3200	200	36	2700	680
3200–3400	200	28	2700	680
3400–3700	300	25	2720	680
3700–3900	200	22	2720	700
3900–4100	200	19	2660	700
4100–4400	300	16	2720	710
4400–4600	200	12	2680	710

Таблица 1.2

Интервал	Толщина, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м ³
----------	------------	---------------	--------------------------------------

глубин, м			скелета породы	Пластового флюида
1	2	3	4	5
0–250	250	38	2720	1020
250–500	250	35	2670	1030
500–700	200	33	2650	1040
700–1000	300	29	2700	1050
1000–1200	200	22	2680	1100
1200–1400	200	26	2660	1100
1400–1600	200	32	2720	1050
1600–1800	200	33	2700	750
1800–2000	200	36	2750	680
2000–2200	200	33	2660	1020
2200–2500	300	28	2680	1020
2500–2550	50	32	2700	680
2550–2700	150	36	2750	700
2700–3000	300	28	2730	1010

Таблица 1.3

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина	600	800	1200	1700	2000	2500	3200	3500	4000	4600
Вариант	11	12	13	14	15	16	17	18	20	
Глубина	500	800	1100	1500	1900	2100	2300	2700	3000	

2. При испытании разведочной скважины получен фонтанный приток газа из *i*-го интервала. После закрытия задвижки на устье фонтанирующей скважины давление постепенно возрастало и стабилизировалось на уровне P_y , МПа. Определить пластовое давление в газоносном пласте.

Данные для решения задачи

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Интервал притока	1750-1790	1900-1940	2000-2100	2180-2220	2400-2470	2700-2740	2780-2840	2900-2940	2920-2990	3080-3120
Компонентный состав газа, %	CH ₄ - 94	CH ₄ - 95	CH ₄ - 93	CH ₄ - 96	CH ₄ - 97	CH ₄ - 95	CH ₄ - 96	CH ₄ - 94	CH ₄ - 97	CH ₄ - 94
	C ₂ H ₆ - 4	C ₂ H ₆ - 3	C ₂ H ₆ - 1,5	C ₂ H ₆ - 1,5	C ₃ H ₈ - 1,2	C ₂ H ₆ - 1,7	C ₃ H ₈ - 3	C ₂ H ₆ - 2	C ₃ H ₈ - 0,8	C ₂ H ₆ - 2
	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀ - 0,7	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂ - 0,5	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀ - 2	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂ - 1,3	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀ - 0,5	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂ - 1,3	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀ - 0,4	C ₆ H ₁₄ - 2	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀ - 0,4	C ₆ H ₁₄ - 2
	C ₆ H ₁₄ - 0,7	C ₈ H ₁₈ - 0,8	C ₈ H ₁₈ - 2	C ₆ H ₁₄ - 1	C ₈ H ₁₈ - 0,6	C ₃ H ₈ - 1,5	C ₈ H ₁₈ - 0,2	C ₃ H ₈ - 1	C ₈ H ₁₈ - 0,5	N ₂ - 0,4
	N ₂ - 0,6	N ₂ - 0,7	H ₂ S - 1,5	N ₂ - 0,2	C ₂ H ₆ - 0,7	N ₂ - 0,5	H ₂ S - 0,4	CO ₂ - 1	H ₂ S - 1,3	CO ₂ - 1,6
Геостатическая температура, °C на глубине, м	50 1200	65 1400	58 1360	52 1400	65 1500	66 2150	65 2000	68 2300	64 2200	70 2600
Средний геотермический градиент, К/м	0,031	0,033	0,037	0,038	0,033	0,035	0,040	0,039	0,041	0,042
P_y , МПа	22	24	26	26	27	28	30	30	32	32

3. Разрез нефтяного месторождения сложен чередованием песчаных и глинистых пород. Толщины пачек пород, пористость и глинистость их, плотности содержащихся в породах жидкостей и характеристики пластовых (поровых) давлений приведены в таблице

3.1.

Продуктивная нефтяная залежь приурочена к трещиноватым песчаникам нижней пачки; наибольшая толщина одного нефтеносного песчаника не превышает 30 м. Давление насыщения пластовой нефти газом, давление на устье скважины, полностью заполненной нефтью, для различных вариантов задачи приведены в таблице 3.2.

При бурении скважин в продуктивной залежи возникали поглощения промывочной жидкости в тех случаях, когда относительная плотность ее превышала коэффициент аномальности пластового давления в нефтеносных песчаниках на 18 % (варианты 1-5), на 20 % (варианты 6-10).

Построить кривые изменения индексов геостатического давления, прогнозных значений индексов давлений поглощения и коэффициентов аномальности с глубиной.

Таблица 3.1.

Вариант	Номер пачки (сверху вниз)	Толщина пачки, м	Глинистость пород, %	Пористость пород, %		Плотность пластовой жидкости, кг/м ³	Пластовое (поровое) давление
				глинистых	песчаных		
1-3	1	180	80	50	35	1000	Гидростатическое $P_{гст}$
	2	310	65	46	32	1001	
	3	290	40	39	28	1001	
	4	415	58	32	23	1003	
	5	385	24	24	18	1004	
	6	655	32	17	15	1003	1,05 $P_{гст}$
	7	270	15	12	8	1006	
	8	420	85	8	7	1007	
	9	180	20	6	6	650	-
4-6	1	200	40	40	40	1000	$P_{гст}$
	2	340	35	45	38	1000	
	3	270	80	35	10	1000	
	4	290	80	25	38	1000	
	5	580	29	28	50	1004	1,2 $P_{гст}$
	6	520	35	29	18	1002	
	7	450	87	18	14	1002	
	8	120	18	12	10	680	-
7-10	1	230	25	46	40	1000	$P_{гст}$
	2	200	25	45	40	1000	
	3	340	80	50	35	1000	
	4	510	36	30	18	1002	
	5	455	25	25	16	1004	

	6	680	30	18	15	1005	
	7	290	65	20	20	1001	
	8	540	17	12	20	1002	
	9	180	16	8	9	690	-

Таблица 3.2.

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление насыщения пластовой нефти газом, МПа	16	17	18	20	21	19	18	19	22	20
Давление на устье скважины полностью заполненной нефтью, МПа	23	24	25	25	28	23	24	26	28	27

4. В процессе бурения вскрыт газоносный пласт в интервале 2380–2420 м в карбонатных породах; ожидаемое пластовое давление в нем 32 МПа, геостатическая температура около 90 °С. Скважина до глубины 1200 м обсажена промежуточной колонной диаметром 219 мм; средний диаметр открытой части ствола 195 мм. Ствол скважины сложен устойчивыми породами известняков и несколькими пластами песчаников. Проницаемые водо- насыщенные породы находятся на 50 м выше кровли и на 30 м ниже подошвы газоносного горизонта.

Плотность бурового раствора, применявшегося при бурении, равна 1450 кг/м³.

Рекомендуемая депрессия при опробовании перспективного горизонта 10 МПа. Глубина забоя к моменту опробования 2500 м.

Выбрать пластоиспытатель, пакеры, комплект труб для хвостовика и колонны; рассчитать их на прочность.

5. В скважине глубиной 4300 м, пробуренной долотами диаметром 190,5 мм, необходимо опробовать два перспективных на нефть и газ горизонта, один из которых залегает в интервале 4080–4110 м, а второй – 4240–4260 м. Ожидаемые пластовые давления в них примерно на 10 % выше гидростатических. Геостатическая температура на забое около 130 °С. Средняя объемная плотность вышележащей толщи пород 2200 кг/м³. Прочность песчаников при одноосном сжатии ~ 90 МПа.

До глубины 2800 м в скважину спущена промежуточная колонна диаметром 245 мм. Ниже разрез сложен преимущественно песчано-глинистыми породами средней устойчивости.

При бурении скважины применялся буровой раствор с плотностью 1250 кг/м³.

Выбрать пластоиспытатель, пакеры для опробования верхнего и нижнего перспективных горизонтов, интервалы установки пакеров, величину депрессии, комплект труб для хвостовика и бурильной колонны; рассчитать их на прочность.

6. В скважине, пробуренной до глубины 2540 м, вскрыт перспективный нефтяной песчаник в интервале 2410–2440 м. До глубины 1730 м скважина закреплена промежуточной колонной диаметром 194 мм. Ниже ствол пробурен долотами диаметром 165 мм в устойчивых карбонатных породах. Породы практически непроницаемы в интервалах 1700–2020, 2300–2410 и 2440–2500 м. Ожидаемое пластовое давление в перспективном горизонте 30 МПа. Средняя объемная плотность вышележащей толщи

пород 2400 кг/м^3 . При опробовании должна быть создана начальная депрессия 17 МПа . Геостатическая температура на глубине 2500 м равна $80 \text{ }^\circ\text{C}$, средний геотермический градиент $0,029 \text{ }^\circ\text{C/м}$. При бурении скважины использовался буровой раствор плотностью 1300 кг/м^3 .

Выбрать типоразмер пластоиспытателя, типоразмер, число и места установки пакеров, диаметры их резиновых элементов, бурильные трубы и хвостовик. Рассчитать бурильные трубы и хвостовик на прочность.

7. В скважине глубиной 1800 м необходимо опробовать перспективный горизонт, залегающий в интервале $1710\text{--}1730 \text{ м}$. Он сложен прочными песчаниками, прочность при одноосном сжатии породы 130 МПа . На 40 м выше этого песчаника залегает водоносный песчаник с условно нормальным геостатическим давлением. Между ними находятся аргиллиты, склонные к осыпанию при длительном воздействии пресноводной глинистой суспензии и депрессии более 10 МПа . Ожидаемые коэффициенты аномальности пластового давления в перспективном горизонте $k_a = 1,3$, а порового давления в аргиллитах $k_{an} = 1,35$. Средняя объемная плотность вышележащей толщи горных пород равна 2200 кг/м^3 . Геостатическая температура на забое $50 \text{ }^\circ\text{C}$, средний геотермический градиент $0,03 \text{ }^\circ\text{C/м}$.

До глубины 470 м скважина обсажена кондуктором диаметром 324 мм . Ниже ствол пробурен долотами диаметром 270 мм с использованием бурильных труб ТБВК диаметром 140 мм при толщине стенок 10 мм и буровым раствором плотностью 1450 кг/м^3 на водной основе. При спуске пластоиспытателя в скважину в бурильные трубы планируют доливать буровой раствор плотностью 1200 кг/м^3 . За время опробования температура на забое может возрасти не более чем на $3 \text{ }^\circ\text{C}$.

Выбрать величину депрессии для опробования, типоразмер пластоиспытателя, диаметр резинового элемента, типоразмер и число пакеров, места их установки, хвостовик, рассчитать на прочность бурильные трубы и хвостовик.

8. В скважине глубиной 3950 м , пробуренной долотами диаметром 175 мм с использованием бурильных труб ТБВК диаметром 114 мм при толщине стенок 9 мм и буровым раствором плотностью 1520 кг/м^3 , вскрыты два перспективных на нефть и газ горизонта в интервалах $3610\text{--}3630$ и $3890\text{--}3920 \text{ м}$, сложенных песчаниками. Прочность песчаников при одноосном сжатии 100 МПа . Ожидаемые пластовые давления в них на 35% выше условно гидростатических. Песчаники залегают среди непроницаемых аргиллито-алевролитовых пород. Средняя объемная плотность вышележащей толщи горных пород 2450 кг/м^3 .

Ствол скважины до глубины 2180 м обсажен промежуточной колонной диаметром 219 мм . Геостатическая температура на этой глубине равна $100 \text{ }^\circ\text{C}$, средний геотермический градиент $0,032 \text{ }^\circ\text{C/м}$.

Требуется:

1) выбрать типоразмер пластоиспытателя, типоразмеры, число и места установки пакеров, диаметры резиновых элементов их для опробования каждого горизонта, величины депрессий, хвостовик, вид и плотность жидкости для долива в трубы при спуске пластоиспытателя в скважину;

2) рассчитать на прочность колонну труб и хвостовик.

9. Разведочная скважина глубиной 2780 м обсажена эксплуатационной колонной диаметром 146 мм . В ней предстоит испытать три перспективных на нефть горизонта в интервалах $2300\text{--}2340$, $2480\text{--}2495$ и $2750\text{--}2770 \text{ м}$. Испытание предполагают провести с помощью пластоиспытателя на трубах. Ожидаемые пластовые давления в перспективных горизонтах на 5% меньше условно гидростатических. Горизонты сложены недостаточно прочными песчаными породами, поэтому начальная депрессия при испытании не должна превышать 9 МПа . Геостатическая температура на глубине 2700 м равна $95 \text{ }^\circ\text{C}$, средний геотермический градиент $0,03 \text{ }^\circ\text{C/м}$.

Скважина к моменту испытания заполнена буровым раствором плотностью 1150 кг/м^3 на водной основе. Для долива раствора в трубы при спуске пластоиспытателя будет использована техническая вода плотностью 1020 кг/м^3 . Полагают, что за время испытания температура в зоне установки пластоиспытателя может возрасти примерно на 7°К .

Сообщение полости эксплуатационной колонны с очередным горизонтом, подлежащим испытанию, будет проводиться кумулятивной перфорацией. Для разобщения испытанного горизонта от другого, подлежащего испытанию, в эксплуатационной колонне должен быть установлен цементный мост высотой не менее 80 м.

Требуется:

- 1) выбрать типоразмеры пластоиспытателя, пакера, компоновку колонны труб для спуска пластоиспытателя, места установки и диаметр резинового элемента пакера;
- 2) определить необходимые объемы воды для доливки в трубы перед испытанием каждого объекта;
- 3) рассчитать на прочность хвостовик и колонну труб.

Типовые вопросы к экзамену по дисциплине «Термогидродинамические исследования пласта»

1. ТГДИП как раздел разведочной геофизики. Основные понятия и определения.
2. Физические поля, на которых основаны методы ТГДИП.
3. Геологоразведочные скважины, как объект исследования методами ТГДИП. Схема производства каротажа.
4. Технология геофизических исследований и работ в геологоразведочных скважинах.
5. Физико-геологические предпосылки применения ТГДИП в рудных, угольных и нефтегазоразведочных скважинах. Особенности строения прискважинной зоны в проницаемых пластах.
6. Основные понятия о телеметрической системе передачи информации в методах ТГДИП.
7. Электромагнитное поле в условиях скважины. Параметры поля, их взаимосвязь с электрическими свойствами геологических сред.
8. Обобщенная характеристика и блок-схема каротажа КС.
9. Устройство зонда КС, его использование в качестве осевой электроразведочной установки.
10. Классификация зондов КС. Принцип взаимности при регистрации каротажных кривых однополюсными и двухполюсными зондами.
11. Характеристика прямых и обращенных градиент-зондов КС.
12. Характеристика потенциал-зондов КС.
13. Выбор оптимальных зондов КС на месторождениях различного типа.
14. Форма кривых потенциал-зондов КС для пластов большой, средней и малой толщин (мощности).
15. Форма кривых градиент-зондов КС для пластов большой, средней и малой толщин (мощности).
16. Схема обработки каротажных диаграмм.
17. Основы геофизической интерпретации кривых каротажа КС. Теоретические (палеточные) кривые.
18. Основы геологической интерпретации кривых каротажа КС.
19. Сущность бокового каротажного (электрического) зондирования.
20. Первичная обработка и последующая количественная интерпретации кривых БКЗ.
21. Типовые формы кривых БКЗ для условий повышающего и понижающего проникновения фильтрата промывочной жидкости в продуктивный пласт.
22. Общие сведения о микрокаротаже методами КС.

23. Устройство зондов МК и блок-схема измерений.
24. Типовые зонды МК. Соотношение каротажных кривых МК над проницаемыми и непроницаемыми пластами в нефтегазоразведочных скважинах.
25. Метод резистивиметрии в геологоразведочных скважинах (форма каротажных кривых, область применения).
26. Блок-схемы скважинного и поверхностного резистивиметра.
27. Сущность и области применения токового каротажа.
28. Блок-схемы токового каротажа (ТК) и каротажа методом скользящих контактов (МСК). Форма каротажных кривых.
29. Общие сведения об электрическом каротаже с фокусированными зондами.
30. Сущность дивергентного каротажа и область его применения.
31. Схема зонда дивергентного каротажа (ДГК).
32. Общие сведения о боковом каротаже.
33. Устройство зондов бокового каротажа. Форма кривых БК.
34. Микрокаротаж БК. Устройство пластовых наклономеров на основе БК.
35. Обобщенная характеристика электромагнитных методов ГИС.
36. Общие сведения об индукционном каротаже (ИК). Устройство зондов ИК, их шифр.
37. Форма каротажных кривых ИК, их качественное истолкование.
38. Общие сведения и физические основы ВИКИЗ, устройство скважинного прибора.
39. Сущность и область применения ВИКИЗ.
40. Качественная интерпретация каротажных диаграмм ВИКИЗ.
41. Форма кривых ВИКИЗ над проницаемыми пластами.
42. Основы количественной интерпретации метода ВИКИЗ.
43. Типы кривых зондирования в методе ВИКИЗ.
44. Общие сведения о диэлектрическом каротаже (ДК).
45. Физическая сущность ДК, его отличие от ИК и ВИКИЗ.
46. Зонды ДК, их маркировка. Форма кривых ДК.
47. Общие сведения о методе ПС
48. Физические основы метода ПС.
49. Схема измерений в методе ПС, форма каротажных кривых.
50. Литологическое расчленение разрезов скважин методом ПС в комплексе с другими методами каротажа.
51. Общие сведения о методе потенциалов вызванной поляризации (ВП).
52. Сущность метода ВП, блок-схема измерений.
53. Обобщенная характеристика ядерно-физических методов ГИС.
54. Радиоактивное поле в скважинах. Физическая сущность естественной и наведенной радиоактивности.
55. Естественная радиоактивность горных пород.
56. Сущность метода ГК.
57. Устройство скважинных приборов и форма каротажных кривых. ГК.
58. Спектрометрическая модификация ГК.
59. Процесс взаимодействия гамма-квантов с веществом, как основа методов ГГК и ГГК-С.
60. Типы взаимодействия гамма-квантов с веществом.
61. Сущность плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК).
62. Зонды ГГК, форма каротажных кривых.
63. Общие сведения о селективном гамма-гамма каротаже (ГГК-С).
64. Общие сведения о нейтронных методах каротажа.
65. Нейтронные свойства горных пород.
66. Процессы взаимодействия нейтронов с веществом.
67. Характеристика тенденции изменения времени жизни и длины замедления нейтронов в горных породах.
68. Обобщенная характеристика стационарных методов НК.

69. Применение методов НК в нефтегазоразведочных и нефтегазопромысловых скважинах.
70. Литологическое расчленение разрезов скважин по диаграммам НК.
71. Определение водонефтяного (ВНК) и газожидкостного контактов (ГЖК) по каротажным диаграммам НК.
72. Сущность импульсного нейтронного каротажа (ИНК).
73. Разновидности ИНК и область их применения.
74. Обобщенная характеристика сейсмоакустических методов ГИС.
75. Краткая теория АК. Устройство зондов АК, их обозначение. Форма кривых АК.
76. Многоэлементный зонд АК, вид волновых картин. Фазокорреляционные диаграммы в методе АК (ФКД).
77. Краткие сведения об аппаратуре и область применения АК.
78. Скважинное акустическое телевидение (САТ).
79. Акустические кавернометрия и профилометрия.
80. Краткая характеристика каротажа приборами, транспортируемыми буровым инструментом (ТБИ).
81. Сущность и область применения газового каротажа.
82. Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин в открытом стволе (перфорация, отбор образцов пород грунтоносами).
83. Опробование пластов приборами на кабеле (метод ОПК).
84. Обобщенная характеристика методов технического состояния скважин.
85. Метод инклинометрии (устройство скважинного прибора, построение инклинограмм).
86. Методы кавернометрии и профилометрии (схемы измерений, устройство скважинных приборов, форма каротажных кривых, область применения).
87. Геофизический контроль качества цементирования обсадных колон в эксплуатационных нефтегазовых скважинах (методы термометрии, радиоактивного и акустического каротажа).