

Документ подписан простой электронной подписью
 Информация о владельце:
 ФИО: Косенок Сергей Михайлович
 Должность: ректор
 Дата подписания: 18.06.2024 13:35:21
 Уникальный программный ключ:
 e3a68f3eaa1e62674b54f4998099d346b6d4cf836

Оценочные материалы для промежуточной аттестации по дисциплине

Основы нефтегазового дела, 1 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:

Задача 1. В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью, примерно равной вязкости нефти, пущены в эксплуатацию одновременно две добывающие скважины с равными дебитами $q = 1 \cdot 10^{-3}$ м³/с. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы и составляют соответственно $h = 12$ м, $k = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м². Упругоэластичности β как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем $\beta = 5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, вязкость нефти $\mu_n = 1$ мПа·с. Расстояние между скважинами $l = 300$ м. Требуется определить, как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя 29 сут ($25 \cdot 10^5$ с) после пуска скважин.

Задача 2. При проектировании разработки нефтяного месторождения в нем было выделено два объекта разработки. Пласты характеризуются неоднородным строением и содержат много пропластков и линз. В результате лабораторного изучения процесса вытеснения нефти из пород-коллекторов определены коэффициенты вытеснения $\eta_{11} = 0,7$ и $\eta_{12} = 0,6$ соответственно для первого и второго объектов, а на основе построения зональных карт распространения отдельных пропластков и линз и наложения на нефтеносную часть месторождения различных схем расположения скважин получены зависимости коэффициентов охвата первого и второго объектов воздействием η_{21} и η_{22} от соответствующих параметров плотности сеток скважин s_{c1} и s_{c2} . Эти зависимости оказались линейными. Они имеют вид

$$\eta_{21} = 1 - 0,005 s_{c1}$$

$$\eta_{22} = 1 - 0,00833 s_{c2}$$

s_{c1} и s_{c2} в 10^4 м²/скв.

Геологические запасы нефти в пластах первого объекта $G_1 = 80$ млн. т, а в пластах второго объекта $G_2 = 30$ млн. т. Площадь нефтеносности первого объекта $S_1 = 5000 \cdot 10^4$ м², а второго $S_2 = 1200 \cdot 10^4$ м². На оба объекта решено пробурить $n = 150$ скважин. Найти, какое число скважин следует пробурить на каждый объект разработки с тем, чтобы суммарные извлекаемые запасы для месторождения в целом получились максимальными?

Задача 3 Месторождение разрабатывается с использованием трехрядной схемы расположения скважин. Извлекаемый запас нефти в одном элементе системы разработки, включающем одну нагнетательную и три добывающие скважины, равен $500 \cdot 10^3$ т. Темп разработки" элемента $Z_{\text{э}} = Z_{\text{э}}(t)$, $Z_{\text{э}0} = 0,05$ 1/год, $t = 5$ лет. Скорость бурения скважин и их обустройства на месторождении равна 400 скважинам в год. Месторождение полностью разбурируется и обустраивается за время t_1 — 8 лет.

Требуется определить среднегодовую добычу нефти из месторождения через 5, 8 и 13 лет после начала его разработки, извлекаемые запасы месторождения в целом и темп его разработки от начальных извлекаемых запасов через 8 лет после ввода в разработку.

Задача 4. Требуется найти параметры логарифмически нормального распределения абсолютной проницаемости пласта σ и k по результатам промыслово-геофизических исследований продуктивного пласта месторождения, проведенных в 10 скважинах.

Распределение толщин пропластков в различных интервалах проницаемости:

0-200	-	0
200-400	-	3,8
400-600	-	4,1
600-800	-	3,1
800-1000	-	0,6

Общая исследованная толщина пропластков во всех скважинах $h = 150$ м.

Задача 5. В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью, примерно равной вязкости нефти, пущены в эксплуатацию одновременно две добывающие скважины с равными дебитами

$q = 1 \cdot 10^{-3}$ м³/с. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы и составляют соответственно $h = 12$ м, $k = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м². Упругоэластичности β как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем $\beta =$

$= 5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, вязкость нефти $\mu_n = 1$ мПа·с. Расстояние между скважинами $l = 300$ м.

Требуется определить, как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя 29 сут ($25 \cdot 10^5$ с) после пуска скважин.

Задача 6. Нефтяное месторождение, подстилаемое неактивной водой, разрабатывается при режиме растворенного газа. Начальное пластовое давление $p_0 = 24,5$ МПа. Оно равно давлению насыщения. За некоторый период разработки месторождения при режиме растворенного газа пластовое давление снизилось до $p = 19,0$ МПа. При этом из пласта было отобрано количество дегазированной нефти Q_n равное $236,3 \cdot 10^4$ м³ в стандартных условиях. Средний за рассматриваемый период разработки месторождения газовый фактор $G = Q_g/Q_n = 587,7$ м³/м³.

Требуется определить на основе метода материального баланса начальные геологические запасы нефти (в дегазированном состоянии) G_n и текущую нефтеотдачу η к концу указанного периода.

Задача 7. Определить показатели разработки залежи нефти при упругом режиме пласта, когда нефть вытесняется к забоям скважин водой, поступающей из законтурной области. Радиус условного контура нефтеносности, схематизированного окружностью, $R = 2620$ м. Начальное пластовое давление $p_0 = 26$ МПа, давление насыщения нефти газом $p_n = 15$ МПа. Газосодержание $G_0 = 145$ м³/т. Проницаемость пород в нефтеносной части пласта $k = 0,38 \cdot 10^{-12}$ м², средняя толщина пласта $h = 12$ м, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2,6$ мПа·с. В водоносной области пласта коэффициент гидропроводности в 2,6 раза больше, чем в пределах залежи. Насыщенность порового объема пласта связанной водой $S_{CD} = 0,12$. Коэффициент вытеснения нефти водой, определенный по лабораторным исследованиям, $\eta_1 = 0,86$. Коэффициент, характеризующий процесс обводнения продукции скважин, $\mu = 1,25$. Коэффициент упругоэластичности законтурной области пласта $\beta = 6,2 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Плотность дегазированной нефти $\rho_n = 862$ кг/м³, плотность воды $\rho_w = 1000$ кг/м³. Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении $b_{но} = 1,3$.

Рассмотреть вариант разработки при следующих условиях. Залежь вводится в эксплуатацию в течение $t = 5$ лет ($157,7 \cdot 10^6$ с) при бурении скважин по равномерной сетке; средний дебит по жидкости одной скважины $q_{лж}$ составляет $0,82 \cdot 10^{-3}$ м³/с. При этом достигается максимальный дебит, равный 8,5 % от начальных геологических запасов нефти в залежи. Коэффициент, учитывающий влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу, $\alpha = 0,026 \cdot 10^{-4}$ скв/м².

Типовые вопросы к зачету:

1. Назовите химические элементы, слагающие верхнюю часть литосферы.

2. Какими породами сложена литосфера Земли.
3. Химические, биохимические, органогенные, обломочные, глинистые породы, каустобиолиты, акаустобиолиты.
4. Органическое вещество в природе. Фотосинтез. Как появились первые каустобиолиты. Содержание углерода в каустобиолитах и в акаустобиолитах. Роль фитопланктона и высших наземных растений в истории Земли в формировании первичного органического вещества.
5. Основные вещества, слагающие ткани отмерших организмов - белки, липиды, лигнин, углеводы, целлюлоза.
6. Особенности соотношения Н/С наземных растений (ароматичность структуры) и морского планктона (алифатическая и алициклическая структура).
7. Какие вещества наиболее устойчивые для сохранения в осадке и почему другие не сохраняются.
8. Липиды, битумы, пиробитумы.
9. Сапропели, их переход в сапропелиты, сопутствующие процессы, образование протонефти.
10. Процессы образования нефти, гидрогенизация.
11. Основные даты формирования каустобиолитов: шунгитов, углей, продуцирование из каустобиолитов нефти и газа.
12. Каустобиолиты. Нефтяной и угольный ряды каустобиолитов. Что такое «нефть». Парафиновые, нафтеновые и ароматические компоненты нефтей.
13. Химический состав нефти. Фракционный состав нефти.
14. Физические свойства нефти: плотность, вязкость, поверхностное натяжение, температура застывания.
15. Растворимость нефти, мицеллярные растворы, оптические свойства нефти.
16. Показатель преломления нефти, люминесценция.
17. Хемофоссилии. Порфирины. Гомологичность реликтовых углеводородов.
18. Химическая классификация нефтей: нефти метановые, метаново-нафтеновые, нафтеновые, нафтеново-метаново-ароматические, ароматические.
19. Товарная и технологическая классификация нефти по: содержанию серы; фракций, перегоняющихся до 350 °С; потенциальному содержанию масел; индексу вязкости; содержанию парафина.
20. Углеводородные газы. Состав и свойства газов: сухие и тощие газы. Давление насыщения.
21. Плотность газов, газонасыщенность. Метан и его гомологи. Двуокись углерода. Азот. Сероводород. Водород. Гелий.
22. Классификация газов по: условиям нахождения; соотношению компонентов.
23. Гидраты природных газов. Газогидраты. Классификация природных газогидратов. Газогидраты: криогенные, седиментогенные, фильтрогенные, диагенетические. Газогидраты морских бассейнов.
24. Газоконденсатные системы. Газоконденсат. Первичные и вторичные газоконденсатные системы.
25. Нафтоиды.
26. Горючие сланцы. Породы-коллекторы. Виды пустотного пространства – поры, каверны, трещины. Характеристика пород-коллекторов по пористости (емкости) и проницаемости. Классификация пустот и пор по размерам. Классификация пор по генезису. Три типа пород-коллекторов по характеру пустот.
27. Породы, в которых могут быть развиты породы-коллекторы: пески и песчаники, алевролиты и алевролиты, известняки (органогенные и оолитовые) и доломиты.
28. Пористость пород-коллекторов (общая, открытая, эффективная).
29. Проницаемость пород-коллекторов.
30. Классификация пород-коллекторов:
31. Криосфера. Классификация обломочных пород. Формирование карбонатных пород в связи с активизацией горячих точек.
32. Породы-покрышки (флюидоупоры). Типы пород-флюидоупоров: глины, аргиллиты, каменная соль, ангидрит и гипс, мергель.

33. Классификация покрышек по Э.А. Бакирову: региональные, субрегиональные, зональные, локальные; классификация покрышек по соотношению с этажами нефтегазоносности: по петрофизическим свойствам. Трециноватость. Степень однородности покрышек. Классификация покрышек А.А. Ханина.
34. Породы-коллекторы в отложениях Западной Сибири в: палеозойских; верхнеюрских (васюганская свита), нижнемеловых (ачимовская толща).
35. Строение верхней части васюганской свиты верхнеюрского возраста: подугольной, межугольной и надугольной толщ.
36. Отложения георгиевской и баженовской свит.
37. Условия формирования ачимовской толщи. Формирование пород-коллекторов ачимовской толщи раннего мела. Турбидитные потоки, их повторяемость.
38. Антиклинальные и синклинальные складки. Сбросы и взбросы. Горсты и грабены. Элементы складок: крылья, замок, ядро, вершина складки, осевая плоскость, шарнир складки.
39. Природные резервуары, типы резервуаров: пластовый, массивный (однородный), неоднородный массивный, литологически ограниченный, пластово-массивный.
40. Резервуары: массивный гидротермальный тектонически ограниченный; метасоматический зон трещиноватости; трещинный, карстово-трещинный.
41. Ловушки нефти и газа. Структурные или антиклинальные и все остальные - неантиклинальные ловушки. Типы ловушек по Л.П. Мстиславской.
42. Классификация ловушек нефти и газа по происхождению: структурные или антиклинальные; тектонически экранированные; литологически экранированные, стратиграфические, рифогенные.
43. Ловушки нефти и газа: гидротермальные тектонических зон; метасоматически-трещинные; трещинные; карстово-трещинные.
44. Залежи нефти и газа. Газонефтяной контакт (ГНК). Водонефтяной контакт (ВНК). Внешний и внутренний контуры нефте-газоносности). Длина, ширина, высота и площадь залежи.
45. Классы залежей: структурные; рифогенные; литологические; стратиграфические;
46. Класс структурных залежей; Группы залежей антиклиналей и куполов: сводовые; висячие; тектонически-экранированные; блоковые; приконтактные.
47. Группа моноклинальных залежей; классы залежей: дизъюнктивно-экранированный; стратиграфически-экранированный; литологически-экранированный; гидравлически-экранированный; осложненных структурным носом.
48. Группа синклинальных залежей: синклинального изгиба.
49. Класс рифогенных залежей; группа залежей рифовых массивов: в рифогенных образованиях.
50. Класс литологических залежей; залежи: литологически экранированные; литологически ограниченные.
51. Класс стратиграфических залежей, залежи: под стратиграфическим несогласием; останцовые; выступовые.
52. Залежи смешанного типа.
53. Месторождения нефти и газа: однопластовые и многопластовые; однофазные и двухфазные.
54. Тип пород, к которому приурочены основные известные месторождения нефти и газа.
55. Зональность в размещении месторождений нефти и газа.
56. Нефтегазоносные: провинции; области; районы; зоны.